

Pruebas basadas en el sistema de un esquema de protección de líneas de 72 kV en EPCOR

Adán Rudd, EPCOR Utilities Inc., CANADÁ

Yordan Kyosev, EPCOR Utilities Inc., CANADÁ

Peter Fong, Sequence Instruments Inc., CANADÁ

Resumen

La compañía eléctrica EPCOR Utilities Inc. situada en Edmonton, Alberta está actualizando la protección de línea en su red de transmisión de 72 kV. EPCOR ha adoptado un nuevo método para las pruebas de extremo a extremo utilizando software que simula todas las partes pertinentes de la red para las pruebas.

Este artículo trata todos los aspectos de estas pruebas basadas en el sistema desde la planificación y ejecución a la resolución de problemas. Se realiza un resumen de la evolución de este tipo de pruebas dentro de la empresa, presentándose las mejoras de cada avance. Los resultados son analizados y comparados con otros métodos de prueba.

1 Evolución de las modernas pruebas de extremo a extremo en EPCOR

Los beneficios de las pruebas de extremo a extremo sincronizadas para la prueba y puesta en servicio de los sistemas de protección de línea se han documentado ampliamente a lo largo de los años. Con la introducción de herramientas de software de simulación más potentes diseñadas para usarse con equipos de prueba portátiles, la aplicación de las pruebas de extremo a extremo ha evolucionado desde la simple verificación del sistema de protección hasta el completo análisis de su desempeño, incluyendo tales aspectos como:

- La verificación del desempeño de los relés en condiciones reales del sistema (comportamiento transitorio)
- La verificación de los ajustes y el algoritmo de los relés en los diversos escenarios del sistema eléctrico.
- La verificación del desempeño de los transformadores de corriente (TC) en condiciones reales del sistema

A lo largo de los años, EPCOR ha utilizado diversas herramientas de software para simular las condiciones del sistema al realizar las pruebas de extremo a extremo. Entre estas herramientas se incluyen las siguientes:

- Simulación estática de la secuencia de estados
- Simulación dinámica con modelos de sistema preestablecidos
- Simulación dinámica con modelos de sistema personalizables

Simulación estática de la secuencia de estados

La simulación estática de la secuencia de estados permite la simulación de los estados de pre-falla, falla y post-falla. Estos estados de falla normalmente se calculan con un software de estudio de fallas que proporciona las tensiones y corrientes para la falla (véase la figura 1). Este tipo de simulación es adecuada para la simple verificación de los esquemas de protección, tal como los esquemas de disparo de transferencia por sobrealcance permisivo (POTT). Sin embargo, no se simulan las condiciones transitorias durante el estado de falla. Por lo tanto, el desempeño dinámico del sistema de protección en condiciones transitorias no podría evaluarse así.

Con este tipo de software no se obtiene información sobre los parámetros del sistema ni las condiciones de falla para que el operador pueda verificar si la falla producida es correcta o no. Tampoco es posible ajustar los parámetros del sistema ni las condiciones de falla para observar el comportamiento del sistema de protección en distintas situaciones.

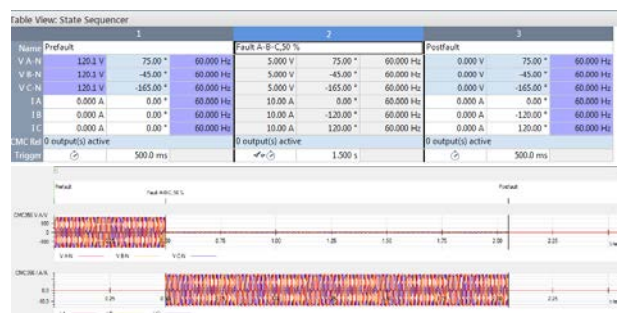


Figura 1: Simulación estática de la secuencia de estados

Simulación dinámica con modelos de sistema preestablecidos

La simulación dinámica permite a los usuarios elegir el sistema en una lista de modelos de sistema preestablecidos (por ejemplo, una línea, línea paralela, línea de tres terminales, etc.) y configurar los parámetros y las condiciones de falla del sistema, tales como:

- impedancia de línea
- impedancia de fuente
- resistencia de arco
- flujo de carga antes y después de la falla
- ubicación de la falla y tipo de falla
- simulación de la saturación del TC

A partir de la configuración, el software producirá tensión y corrientes que simulan la condición real de la falla, incluyendo las condiciones transitorias (véase la figura 2).

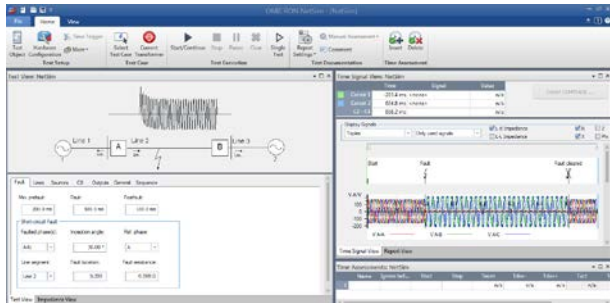


Figura 2: Simulación dinámica con modelos de sistema preestablecidos

Este tipo de simulación permite la verificación del desempeño de los relés bajo las condiciones reales del sistema y el comportamiento real de los TC. Puesto que los parámetros del sistema y las condiciones de falla son configurables, el usuario puede verificar fácilmente que se aplican los parámetros y condiciones correctos. La simulación en diferentes condiciones de falla puede aplicarse fácilmente en el momento de la prueba.

El inconveniente de este software es la falta de flexibilidad de los modelos de sistema preestablecidos. En los casos en los que se requieren modelos de sistema más complejos o diferentes, no es posible personalizar el modelo.

Simulación dinámica con modelos de sistema personalizables

Con la introducción del software de simulación dinámica que admite modelos de sistema personalizables, fue posible crear una simulación dinámica de las fallas con el modelo exacto del sistema eléctrico. Esto permite al usuario realizar análisis de los sistemas de protección aplicados en los sistemas eléctricos más difíciles y complejos.

Este tipo de software permite la libre configuración de líneas y fuentes, así como la definición de las condiciones de protección y falla (véase la figura 3).

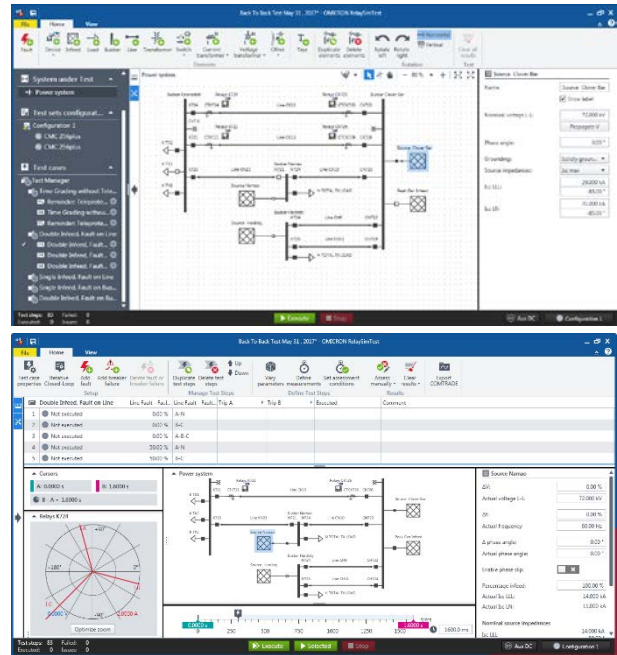


Figura 3: Simulación dinámica con modelos de sistema personalizables

Los equipos de prueba de relés modernos que ejecutan este software también proporcionan un método para pasar las señales de simulación mediante un servidor en nube de Internet entre una subestación y otra para que un solo operador pueda realizar la prueba y observar sus resultados. Los resultados de la prueba de ambos extremos del sistema de protección se combinan en un solo informe de la prueba para su análisis. Esta capacidad hace que las pruebas de extremo a extremo sean más eficientes y más fáciles de aplicar (véase la figura 4).

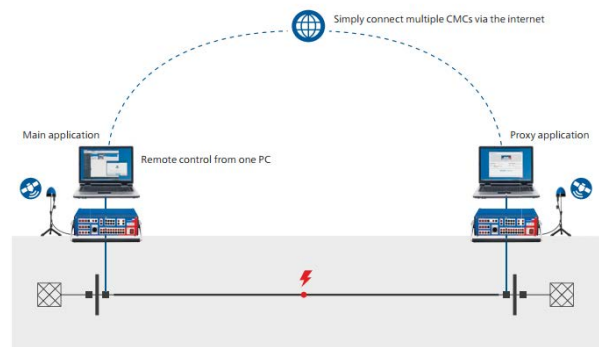


Figura 4: Sincronización del equipo de prueba mediante un servidor en nube de Internet

2 Resumen general del esquema de protección

Nuevo esquema de protección de línea de 72 kV

Un nuevo esquema de protección de línea está aplicándose como parte del plan a largo plazo de EPCOR para la sustitución de los esquemas de protección para las líneas de cable de 72 kV de la

empresa. El inicio de este proyecto de sustitución consiste en la instalación del nuevo esquema de dos líneas de cable de 72 kV. Ya que esta es la primera de muchas instalaciones similares, se requieren pruebas exhaustivas para probar la especificación de protección deseada y poner a punto toda la lógica y los algoritmos del sistema. Por ello, EPCOR ha decidido efectuar las pruebas de este nuevo esquema utilizando un software de simulación dinámica que admite modelos de sistema personalizables.

Para el nuevo esquema de protección de línea, se aplica la protección multifuncional doble. Se habilitan dos funciones de protección tanto en cada protección principal (protección A) como protección de respaldo (protección B): protección diferencial de línea y protección de distancia asistida por comunicación. Véase la figura 5.

Durante el proceso de licitación, se probaron los relés de varios proveedores para comprobar que cumplieran sus especificaciones. Sin embargo, un modelo de relé de uno de los proveedores era nuevo en el mercado y por lo tanto requería más pruebas para ganarse la confianza de la empresa.

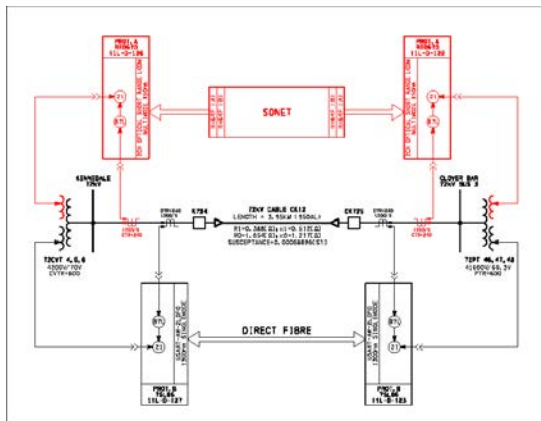


Figura 5: Configuración de la protección de líneas de cable de 72kV

Dificultades de la configuración del sistema

El sistema de subtransmisión de EPCOR plantea dificultades adicionales a los técnicos de protección en comparación con su sistema de transmisión. El sistema fue diseñado originalmente para funcionar en una configuración de bucle cerrado, pero en la actualidad funciona en una configuración radial de manera económica para mantener el equilibrio entre la confiabilidad y el costo de la mejora. La figura 6 muestra el sistema en su configuración normal.

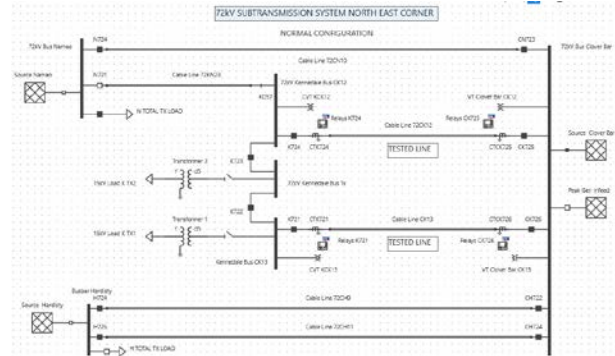


Figura 6: Configuración normal

En el caso de las condiciones de la subestación (N-1) se aplican dos escenarios operativos a la configuración radial (N-1) (véase la figura 7).

Escenario nº 1: Cuando la línea CK12 está fuera de servicio, el sistema debe reconfigurarse y repartir la carga de la subestación entre las dos líneas radiales alimentadas desde diferentes fuentes.

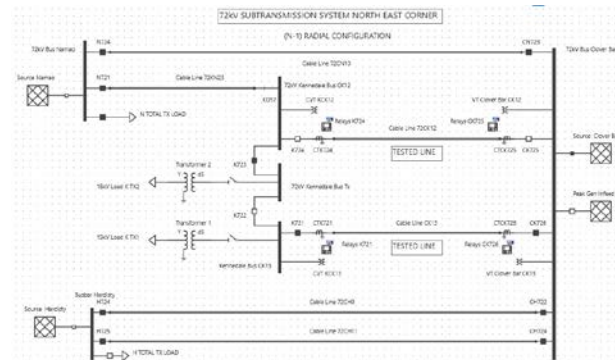


Figura 7: Configuración radial

Escenario nº 2: Cuando la línea CK13 está fuera de servicio, el sistema debe configurarse para funcionar en configuración de bucle cerrado con dos fuentes paralelas: Subestación Clover Bar y subestación Namao (véase la figura 8). En este escenario, la funcionalidad de respaldo remota de los relés de distancia tiene que definirse y probarse muy cuidadosamente debido a la fuerte alimentación en los buses remotos.

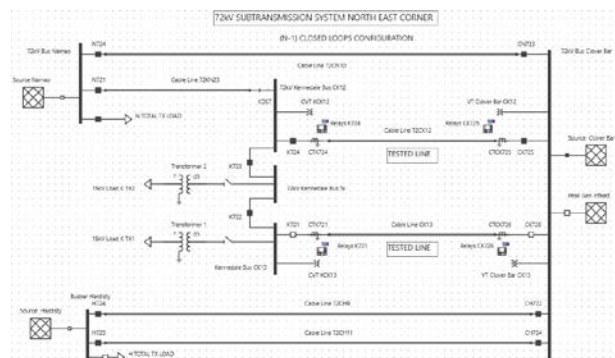


Figura 8: Configuración de bucle cerrado

Una configuración de bucle cerrado como escenario operativo normal debe configurarse también para el sistema de subtransmisión en un futuro cercano (véase la figura 9).

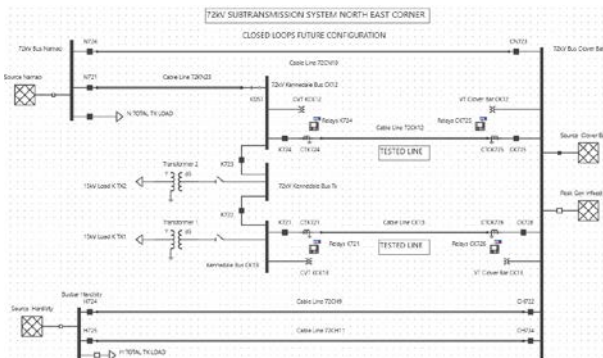


Figura 9: Bucle cerrado normal (futuro)

Es necesario disponer de un único grupo de configuración de protección para cubrir todos los escenarios y configuraciones del sistema que se describen aquí. El ajuste del relé debe contemplar todos los escenarios: efecto de alimentación fuerte debido a la generación de picos, posible efecto de alimentación débil y respaldo remoto confiable en el sistema.

Dificultades con los datos del sistema

El modelo del sistema de EPCOR se creó en base a los datos del fabricante de los años 80 para la impedancia del cable de 72kV. Sin embargo, los parámetros de impedancia homopolar de los cables necesarios para la protección contra fallas a tierra nunca se habían comprobado mediante medición.

El efecto de saturación del transformador de corriente también tiene que contemplarse, mitigarse y probarse correctamente.

El equipo de prueba y las tecnologías de prueba

EPCOR ya ha establecido prácticas para las pruebas con las siguientes tecnologías de OMICRON: el software NetSim para pruebas de simulación dinámica, el equipo de prueba TC Analyzer para el análisis de transformadores de corriente y el equipo de pruebas primarias CPC100 (con la unidad CP CU1) para la medición de la impedancia de línea. Todo el equipo de prueba indicado está listo, y los ingenieros y técnicos de prueba están bien capacitados para utilizar estas tecnologías eficazmente.

Para abordar adecuadamente las dificultades mencionadas, se requieren amplios conocimientos de protección de nivel superior para el cálculo de los ajustes, las pruebas y la puesta en servicio. Para responder eficazmente a estas necesidades, EPCOR ha decidido utilizar el software RelaySimTest para ayudar a salvar estas dificultades. Esto permitiría probar diversos escenarios de simulación de manera exhaustiva, eficiente y rentable.

3 Preparativos de las pruebas

Medición de la impedancia de línea

Se midieron las impedancias de línea durante los cortes de línea y los resultados se compararon con los valores calculados. Ambas mediciones de línea produjeron resultados similares. Como era de esperar, las mediciones de secuencia positiva eran muy próximas a los valores calculados. Sin embargo, las mediciones de la impedancia homopolar eran bastante diferentes. Esto es probablemente debido a los efectos de la georresistividad y la proximidad de otros conductores subterráneos. También era muy difícil predecir las rutas de la corriente de tierra, ya que podrían transcurrir por la cubierta del cable, el suelo o una combinación de ambos. Estos factores solo afectarían al componente homopolar ya que este está relacionado con la vía de retorno por tierra. Por lo tanto, se decidió basar los alcances de zona de impedancia de la protección de distancia en los datos de la impedancia de línea medida.

Impedancia de línea 72CK12	Z1		Z0	
	Ohmios	Grados	Ohmios	Grados
Calculada	0,642	52,843	2,053	36,343
Medida	0,6078	61,4925	3,198	33,3625
% div	5,33%	16,37%	55,77%	-8,20%

Figura 10: Impedancia de línea 72CK12

Impedancia de línea 72CK13	Z1		Z0	
	Ohmios	Grados	Ohmios	Grados
Calculada	0,647	52,847	2,07	36,255
Medida	0,65	62,387	3,191	39,023
% div	0,46%	18,05%	54,15%	7,63%

Figura 11: Impedancia de línea 72CK13

Pruebas de transformadores de corriente

Durante los cortes de línea, también se probaron los transformadores de corriente (TC) utilizados en el esquema de protección con la intención de importar estos datos en el software de simulación. El software utiliza los datos para incorporar el efecto de saturación del TC, si se produce, en las formas de onda de la corriente de falla.

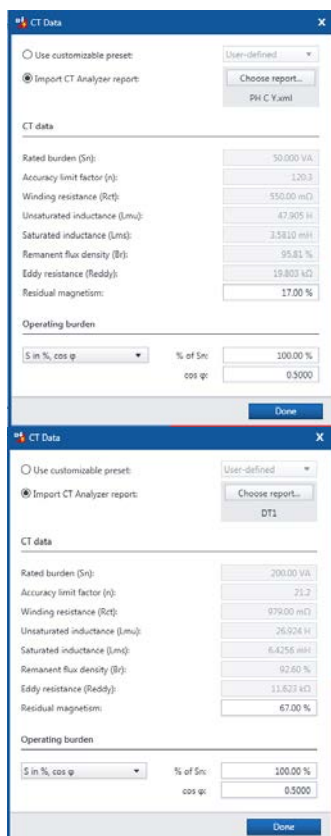


Figura 12: Resultados de la prueba de los TC de 72CK12 (Kennedale superior, Clover Bar inferior)

Los resultados de la prueba de saturación fueron muy próximos a los datos del fabricante. Sin embargo, los valores de magnetismo residual eran muy desconcertantes. Se encontró un valor del 67% en Clover Bar. Estos resultados indican una gran posibilidad de que los TC llegaran pronto a la saturación durante una falla (si se dejaban los TC en este estado). Se desmagnetizaron los TC una vez completadas las pruebas. En el ejemplo siguiente se muestran fallas simuladas en la estación Clover Bar y los efectos del magnetismo residual.

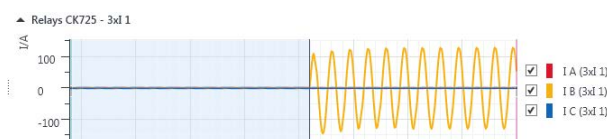


Figura 13: Falla B-N, 0% de magnetismo residual

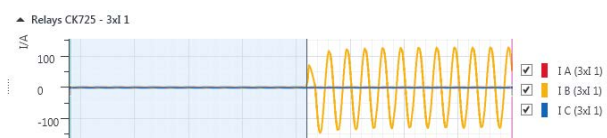


Figura 14: Falla B-N, 67% de magnetismo residual

Las figuras 13 y 14 muestran los efectos del magnetismo residual en una falla B-N cercana en Clover Bar. Cuando un alto nivel de magnetismo residual está presente en el TC, se produce cierta saturación en el primer ciclo de la falla.

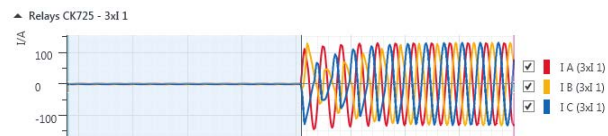


Figura 15: Falla 3PH, 0% de magnetismo residual

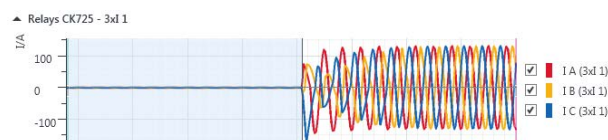


Figura 16: Falla 3PH, 67% de magnetismo residual

Las figuras 15 y 16 muestran una falla 3PH cercana en la subestación Clover Bar. En este caso, la saturación de los TC se produce incluso sin ningún magnetismo residual. Cuando existe un magnetismo residual, la saturación es notablemente más grave.

4 Ejecución de las pruebas

Pruebas funcionales

Se realizaron las pruebas funcionales en cada relé. Estas siguen siendo una parte esencial de las pruebas y seguirán utilizándose en conjunto con las pruebas de simulación dinámica. La finalidad de las pruebas funcionales es probar los alcances de zona de distancia, la característica de operación del diferencial de línea, las curvas de sobrecorriente y la lógica de relé tal como la lógica de falla de fusible y la lógica de conexión por falla.

Pruebas previas a la construcción

Se realizaron amplias pruebas en un entorno de laboratorio antes de iniciarse la fase de construcción. Se utilizaron pruebas basadas en el sistema usando un software de simulación dinámica con modelos de sistema personalizables para esta parte de las pruebas. La finalidad de estas pruebas era comprobar la lógica de relé, la funcionalidad y el esquema de comunicación en la configuración típica, así como los escenarios (N-1) mencionados anteriormente. Este tipo de pruebas somete el sistema de protección a condiciones de falla reales similares a las que pueden presentarse una vez que esté en servicio.

Durante la fase previa a la construcción, se puede dedicar más tiempo a analizar el funcionamiento del esquema de protección en distintas situaciones puesto que no hay ninguna presión de tiempo para completar las pruebas dentro de un plazo especificado para restaurar el sistema eléctrico.

Las pruebas se realizaron en las protecciones de las líneas 72CK12 y 72CK13 simultáneamente. Esto requirió usar tres equipos de prueba sincronizados de prueba de relés, cada uno con una corriente de salida trifásica de 64 Amp. También se precisaron tres amplificadores de corriente conectados en paralelo para conseguir una salida de corriente trifásica de

150 Amp. Los amplificadores se colocaron en la alimentación fuerte (subestación Clover Bar) de la línea con falla para llegar a los niveles necesarios de impedancia de falla secundaria. El equipo de prueba de relés era suficiente para la corriente necesaria en la línea sin falla.

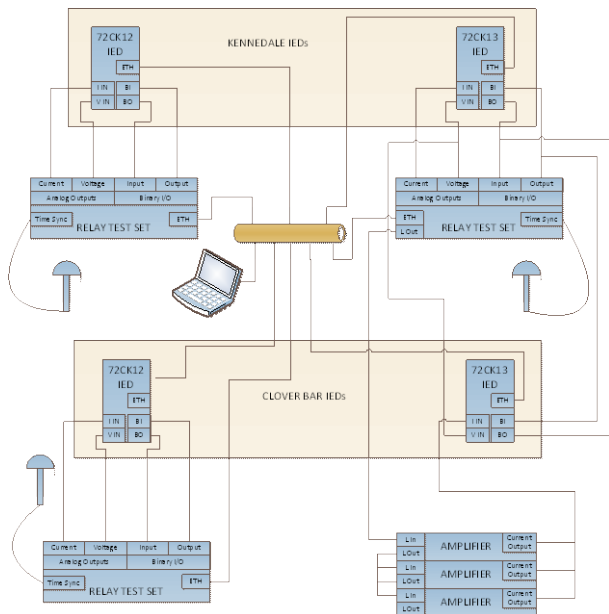


Figura 17: Configuración de prueba antes de la construcción

Escenario de prueba nº 1: En este escenario de prueba, se simuló que la línea 72CK12 estaba fuera de servicio. Cuando la subestación Kennedale de alimentación de una línea está fuera de servicio, el sistema tiene que reconfigurarse para suministrar la carga necesaria sin sobrecargar el cable restante. La línea 72KN23 se pone en servicio, proporcionando una fuente desde la subestación Namao. Esta fuente es muy débil en comparación con la de la subestación Clover Bar. Por lo tanto, cuando se produce una falla en la línea 72CK13, se produce una condición de alimentación débil, alimentándose la falla casi por completo desde la subestación Clover Bar.

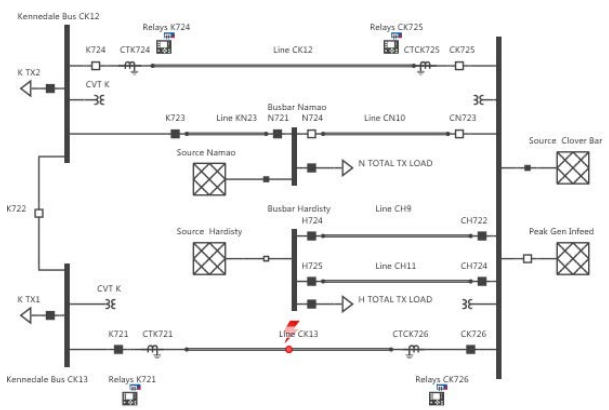


Figura 18: Configuración del sistema con 72CK12 fuera de servicio

▲ Relays K721			
V A-N prim.:	49.098 kV	≤	0.68 °
V B-N prim.:	1.7200 V	≤	166.39 °
V C-N prim.:	40.305 kV	≤	107.54 °
...			
I A prim.:	202.19 A	≤	159.05 °
I B prim.:	93.287 A	≤	44.27 °
I C prim.:	183.76 A	≤	-48.40 °

▲ Relays CK726			
V A-N prim.:	41.139 kV	≤	-3.73 °
V B-N prim.:	20.131 kV	≤	-144.05 °
V C-N prim.:	40.581 kV	≤	120.20 °
...			
I A prim.:	194.75 A	≤	-12.16 °
I B prim.:	18.150 kA	≤	173.45 °
I C prim.:	194.74 A	≤	139.37 °

Figura 19: Falla B-N en 72CK13 (0% de Kennedale)

Faults on 72CK13	Line fault 1...	Line fault 1...	K724 Trip (C...)	CK725 Trip (C...)	K721 Trip (C...)	CK726 Trip (C...)
1	Executed	0.00 % B-N	+	+	+	80.9 ms
2	Executed	50.00 % B-N	+	+	47.8 ms	33.0 ms
3	Executed	100.00 % B-N	+	+	48.2 ms	33.3 ms

Figura 20: Resultados de prueba de alimentación débil

La protección de distancia en el lado de la subestación Kennedale no tiene suficiente corriente para funcionar, así que cuenta con el disparo de transferencia desde el otro extremo. Sin embargo, la zona 1 solo alcanza el 80% de la línea, por lo que el relé no operará sobre una falla cercana (< 20% de la línea correspondiente a la subestación Kennedale) hasta que la falla esté aislada en Clover Bar y comience a alimentarse de la subestación Kennedale. Por esta razón, debe aplicarse una protección de la alimentación del extremo débil en el lado de la subestación Kennedale para hacer eco de la señal permisiva y también para disparar el interruptor local de la línea.

Pruebas de preenergización

Como se mencionó anteriormente, durante el corte de la línea para la transición y puesta en servicio de la protección, se midió la impedancia de línea y se hicieron las pruebas de los transformadores de corriente. Se aplicaron los nuevos ajustes de distancia a los relés. Se introdujeron los nuevos valores de impedancia en el software de prueba y se importaron los resultados de las pruebas de los transformadores de corriente. Se realizaron más pruebas de simulación dinámica para comprobar los nuevos ajustes, así como probar los efectos de cualquier posible saturación de los transformadores de corriente.

Las pruebas se realizaron en una sola línea a la vez, durante cada corte correspondiente de la línea. Se usaron dos equipos de prueba de relés sincronizados, uno en cada extremo de la línea. Se precisaron tres amplificadores de corriente en paralelo en el lado de la subestación Clover Bar para alcanzar los niveles máximos de falla. Los equipos de prueba de relés funcionaban con una computadora portátil en cada extremo. Las computadoras portátiles se comunicaban entre sí mediante el software de simulación en una red celular de datos de telefonía

móvil. El software permitió controlar todas las pruebas con una computadora, iniciando ambos equipos de prueba simultáneamente con una señal sincronizada (véase la figura 21).

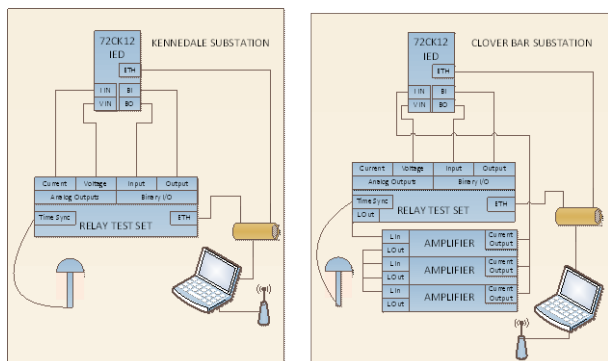


Figura 21: Configuración de la prueba de preenergización

La figura 22 muestra un ejemplo de prueba en la que se simuló una falla cercana en la línea 72CK12 en el extremo de alimentación fuerte (subestación Clover Bar).

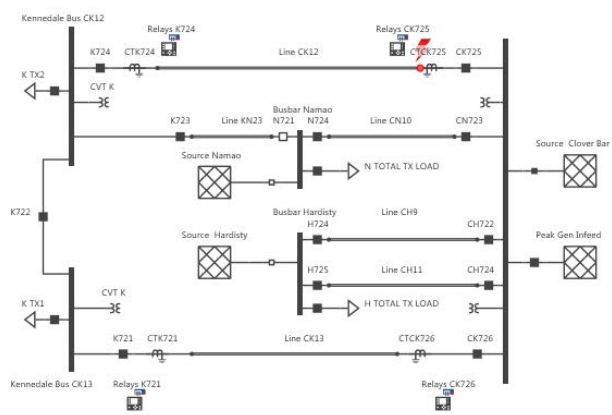


Figura 22: Falla cercana en la subestación Clover Bar

Utilizando los resultados de la prueba del TC, se aplicó la simulación del comportamiento del TC. La saturación era evidente en las formas de onda mostradas por el software de simulación. La saturación en este extremo de la línea es preocupante debido a la débil alimentación en el otro extremo. La función de distancia en la protección del extremo débil no tiene suficiente corriente para operar. Por lo tanto, si la función de distancia no funciona en el extremo fuerte debido a la saturación del TC, la función de distancia de la protección no aislará la falla. Esto sería muy preocupante si la función de diferencial de línea de la protección fallara coincidentemente debido a una condición de TC abierto o una condición de falla del canal de comunicación.

En el caso que se muestra en las figuras 23 y 24, la protección "A" en el lado de la subestación Clover Bar operaba tanto desde la función de diferencial de línea como de distancia (zona 1). Sin embargo, la

protección "B" funcionaba solo desde la función de diferencial de línea.

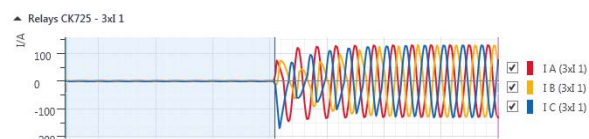


Figura 23: Falla 3PH con TC simulado

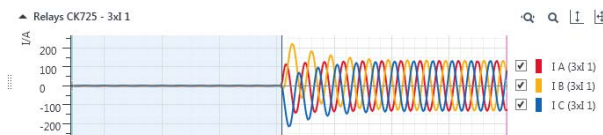


Figura 24: Falla 3PH con TC ideal (como referencia)

En el caso que se muestra en las figuras 25 y 26, tanto la protección "A" como la "B" operaba en la función de diferencial de línea y en la función de distancia (zona 1).

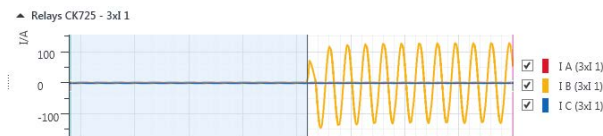


Figura 25: Falla B-N con TC simulado

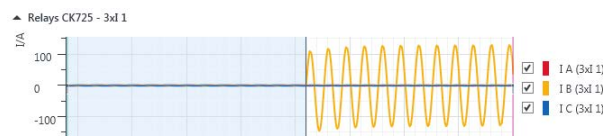


Figura 26: Falla B-N con TC ideal (como referencia)

Estos resultados demuestran que la protección de línea funcionará suficientemente y aislará la falla instantáneamente incluso si se produce la saturación del TC. Sin embargo, revelan una debilidad de nuestro sistema de protección. Hay una alta posibilidad de que se produzca la saturación del TC en una falla cercana o de bus en la subestación Clover Bar. Debido a la débil alimentación en el lado de la subestación Kennedale, el mal funcionamiento de la función de diferencial de línea debido a una falla de bus no es motivo de preocupación. Sin embargo, se deben realizar pruebas de simulación en la protección diferencial de los transformadores para demostrar que no habrá ningún mal funcionamiento debido a la saturación del TC en una condición de falla pasante.

Prueba de la función de diferencial de línea frente a la de distancia

Las pruebas basadas en el sistema constituyen una valiosa herramienta tanto para la función de distancia como la función de diferencial de línea.

Lo que comprobamos que era más útil al probar la función de diferencial de línea era simular las fallas pasantes máximas, con curvas de saturación de TC y demostrando que no se produciría un mal funcionamiento. Este aspecto de las pruebas se

descuida a menudo en todos los tipos de esquemas de diferencial de línea, pero es un escenario de prueba esencial a considerar.

Las pruebas basadas en el sistema son esenciales para los esquemas de protección de distancia. Se trata de la única manera de demostrar verdaderamente que los ajustes de alcance de zona operaran correctamente con los valores reales del sistema. Los errores de configuración pueden identificarse con este tipo de pruebas. Las pruebas funcionales normalmente se realizan para comprobar que los ajustes de relé están conformes con los valores calculados, pero en la mayoría de los casos no encontrarán errores de cálculo. En la era de "copiar y pegar" y de que los programas de las computadoras realicen los cálculos, este es un aspecto muy importante de las pruebas. El uso de valores de falla realistas también demuestra que los ajustes de relé son correctos para el sistema. Los relés modernos tienen cientos o incluso miles de ajustes y un malentendido con cualquiera de estos ajustes puede tener un impacto enorme en su funcionamiento. Las pruebas basadas en el sistema también demostraron ser una excelente manera de comprobar el esquema de disparo de transferencia por sobrealcance permisivo (POTT) utilizado para la protección de línea. Es fácil comprobar que están transmitiéndose y recibiendo bits de comunicación en los momentos previstos durante estas pruebas.

Pruebas mediante bucle cerrado iterativo

El software de simulación dispone de una función de bucle cerrado iterativo. Al utilizar esta función, el software utilizará la retroalimentación del relé para predecir lo que ocurriría durante una operación real. El software reproducirá entonces la falla utilizando los datos aprendidos para alterar las condiciones de falla. Hemos utilizado esta función para probar una falla de comunicación entre relés. Cuando ocurre una falla de línea en el extremo fuerte, la falla se alimenta desde el extremo fuerte hasta que el interruptor se dispara mediante la función de distancia (zona 1) de la protección de línea. Una vez se dispara el interruptor, la falla se alimentará por la línea paralela hasta que se dispara 300 milisegundos más tarde el extremo débil en la zona 2. En la primera ejecución de la falla, la falla se inyecta durante el tiempo de falla definido por el usuario. El software recibe la indicación de que se ha abierto el interruptor de potencia CK726. Para la segunda ejecución, una vez abierto el CK726, la falla se alimentará desde el lado de la subestación Kennedale y la protección operará en la zona 2. Las figuras 27 a 30 muestran este escenario de prueba.

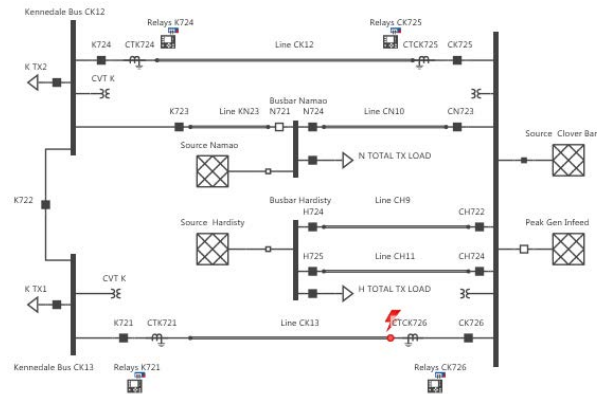


Figura 27: Configuración del sistema para las pruebas de bucle cerrado de falla de comunicación

Faults on 72CK13 - Comm Fail		Line fault 1...	Line fault 1...	K724 Trip (...)	CK725 Trip...	K721 Trip (...)	CK726 Trip...
11	Executed	95.00 %	A-N	++	++	340.6 ms	34.8 ms
12	Executed	95.00 %	B-C	++	++	346.4 ms	35.7 ms

Figura 28: Resultados de prueba

Relays K721				Relays CK726			
V A-N prim:	66.050 V	Δ	-105.35 *	V A-N prim:	93.080 V	Δ	-71.06 *
V B-N prim:	40.867 kV	Δ	-119.31 *	V B-N prim:	40.910 kV	Δ	-119.11 *
V C-N prim:	39.701 kV	Δ	113.90 *	V C-N prim:	39.766 kV	Δ	114.02 *
I A prim:	94.938 A	Δ	-157.05 *	I A prim:	30.895 kA	Δ	-85.51 *
I B prim:	204.29 A	Δ	78.10 *	I B prim:	215.14 A	Δ	-94.73 *
I C prim:	179.11 A	Δ	-77.33 *	I C prim:	176.54 A	Δ	111.53 *
I A sec:	395.60 mA	Δ	-157.05 *	I A sec:	77.237 A	Δ	-85.51 *
I B sec:	851.20 mA	Δ	78.10 *	I B sec:	537.80 mA	Δ	-94.73 *
I C sec:	746.30 mA	Δ	-77.33 *	I C sec:	441.30 mA	Δ	111.53 *

Figura 29: Valores de falla antes del disparo del extremo fuerte

Relays K721				Relays CK726			
V A-N prim:	13.735 kV	Δ	-17.94 *	V A-N prim:	27.507 kV	Δ	-17.72 *
V B-N prim:	41.330 kV	Δ	-130.46 *	V B-N prim:	40.935 kV	Δ	-121.77 *
V C-N prim:	46.296 kV	Δ	119.35 *	V C-N prim:	41.312 kV	Δ	115.58 *
I A prim:	12.359 kA	Δ	-60.50 *	I A prim:	0.0000 A	Δ	NaN
I B prim:	29.083 A	Δ	-46.06 *	I B prim:	0.0000 A	Δ	NaN
I C prim:	33.972 A	Δ	-150.46 *	I C prim:	0.0000 A	Δ	NaN
I A sec:	51.497 A	Δ	-60.50 *	I A sec:	0.0000 A	Δ	NaN
I B sec:	121.20 mA	Δ	-46.06 *	I B sec:	0.0000 A	Δ	NaN
I C sec:	141.60 mA	Δ	-150.46 *	I C sec:	0.0000 A	Δ	NaN

Figura 30: Valores de falla después del disparo del extremo fuerte

5 Resultados de prueba y análisis

Datos obtenidos

Una ventaja importante de este tipo de pruebas basadas en el sistema es la facilidad y velocidad con la que se pueden ejecutar múltiples pruebas y escenarios. Esto permite obtener un montón de datos y es muy útil para evaluar el desempeño del sistema de protección. Sin embargo, esto también conduce a la pregunta de cuántos escenarios de prueba deben plantearse. Puesto que cientos de pruebas se pueden preparar en cuestión de minutos, se requiere un plan firme de lo que tiene que probarse, así como la posible lógica y los ajustes de mayor interés para limitar el número de pruebas a realizar. Debido al gran número de escenarios de prueba considerados, este esquema de protección fue el probado más exhaustivamente en EPCOR. EPCOR confía, basándose en los resultados de las pruebas, en que este esquema de protección funcionará

correctamente en cualquier condición posible del sistema.

Problemas identificados

Problema n° 1 - Subalcance de la protección "A" en fallas a tierra

Durante las pruebas, se encontró un grave subalcance de la función de distancia de la protección "A" en el caso de fallas a tierra. Tras un proceso de resolución, se determinó que el algoritmo de selección de falla del relé no estaba funcionando correctamente. Siempre que se producía una corriente primaria superior a 50 amperios en una fase con falla, el selector de falla determinaba que se trataba de una falla de fase a fase. Por lo tanto, se utilizaría la impedancia de fase a fase en los cálculos de las fallas, mientras que la impedancia de fase a tierra se ignoraba. En el siguiente ejemplo de una falla A-N, a un 10% desde el lado de la subestación Clover Bar, la función de distancia debe operar claramente en la zona 1 en caso de una falla de fase a tierra. Cuando se aplicó esta prueba, falló el arranque de todas las zonas de distancia ya que el relé calculaba la impedancia de falla utilizando el valor de fase a fase.

V A-N prim.:	2.0670 kV	∠	-19.15 °
V B-N prim.:	41.722 kV	∠	-130.66 °
V C-N prim.:	50.032 kV	∠	126.11 °
I A prim.:	17.811 kA	∠	-60.16 °
I B prim.:	1.0872 kA	∠	-73.45 °
I C prim.:	336.61 A	∠	-87.09 °
Z A-N prim.:	65.700 mΩ	∠	-127.86 °
Z B-N prim.:	2.6940 Ω	∠	133.62 °
Z C-N prim.:	3.3905 Ω	∠	31.24 °
Z A-B prim.:	2.5379 Ω	∠	-73.94 °
Z B-C prim.:	94.347 Ω	∠	159.31 °
Z C-A prim.:	2.9548 Ω	∠	-172.92 °

Figura 31: Ejemplo de falla A-N en la subestación Clover Bar

Se encontró que la causa de este problema era el ajuste aplicado de delimitadores de carga (load encroachment). La intención era desactivar la función. Como no era posible desactivar los delimitadores de carga en este relé, la función se ajustó al valor máximo. Más adelante el fabricante indicó que el ajuste delimitador de carga se utiliza en el algoritmo de selección de falla. Sin embargo, no reveló el algoritmo exacto. Como resultado de esto, se estableció el ajuste a un valor apropiado, basado en el 120% de la carga de emergencia de la línea. Posteriormente, la protección funcionaba correctamente.

No se observó este problema durante las pruebas funcionales típicas del relé debido a que no se aplicó la corriente de falla a las fases sin falla. Si no se hubieran realizado estas pruebas basadas en el

sistema, no se habría identificado probablemente este problema y desde luego existiría la posibilidad de unas consecuencias muy graves.

Problema n° 2 - Compensación residual de la protección "B"

Se observó que la protección "B" no estaba aplicando correctamente su factor de compensación residual en el cálculo de las impedancias de falla a tierra. Parecía estar ignorando el factor de compensación residual y usando en su lugar la impedancia de bucle. Después de muchas conversaciones con el fabricante del relé, aún no se ha determinado la causa de este problema. La solución fue cambiar la conexión del transformador de corriente de "trifásica + IN" a "trifásica". Esto parece ser un problema aislado de este modelo de relé en particular. Probamos la función de distancia de línea de los diferentes modelos del mismo fabricante y no pudimos reproducir este comportamiento.

Se observó este problema durante las pruebas funcionales y se confirmaron de nuevo durante las pruebas de simulación. Sin embargo, sería fácil obtener resultados falsos positivos con pruebas funcionales simplemente ajustando los ajustes de las pruebas. En este caso, las pruebas basadas en el sistema nos dieron la confianza de que existía un problema real. Especialmente si se considera que se había comprobado el modelo con otros tipos de relés.

Problema #3 - Cálculos incorrectos de la zona de distancia después de la medición de línea

Después de medir la impedancia de línea, se aplicaron nuevos ajustes tanto para la protección "A" como "B" y se probaron los relés otra vez. Durante las pruebas basadas en el sistema, se encontró un problema con los alcances cuadrilaterales (fase a tierra). Con un estudio más a fondo de los ajustes, se descubrió un error de cálculo: se utilizó el ángulo de la impedancia de secuencia positiva en el cálculo del alcance de la impedancia homopolar.

Las pruebas funcionales no captaron este error ya que los ajustes del relé coincidían con los valores calculados. El verdadero problema era que los ajustes calculados no correspondían a los valores del sistema.

6 Lecciones aprendidas

Análisis de tiempo y costo

Una ventaja importante de las pruebas basadas en el sistema es de carácter económico. Comparado con el costo de este proyecto, el costo del propio software de simulación dinámica es insignificante. Al considerar que el software es una adquisición puntual que se utilizará en innumerables proyectos en el futuro y será de gran ayuda en la resolución de problemas futuros con los ajustes y las anomalías de funcionamiento de los relés, su costo es extremadamente bajo. Comparando los esfuerzos de este tipo de pruebas con los de las pruebas

tradicionales estáticas de la secuencia de estados, lleva menos tiempo realizar el mismo número de casos de prueba. Esto evidentemente parte del supuesto de que el modelo utilizado para las pruebas sea correcto y no sea necesario realizar ninguna resolución de problemas en el software para conseguir unas condiciones de prueba adecuadas. Una mayor complejidad siempre crea mayores posibilidades de error. A medida que los ingenieros y el personal de campo se familiaricen con la aplicación del software en diferentes escenarios de prueba, probablemente se reducirán los esfuerzos.

En comparación con el software de simulación dinámica con modelos de sistema preestablecidos, el tiempo se reduce significativamente. Aunque se necesitan más datos para establecer el modelo completo del sistema en el software de simulación dinámica en el caso de los modelos de sistema personalizables, en realidad se requiere menos tiempo debido a la flexibilidad del software. Un error en los parámetros del modelo o de las pruebas puede corregirse y aplicarse a todos los casos de prueba. Los parámetros de prueba pueden modificarse fácilmente y crearse múltiples pruebas al mismo tiempo.

También se simplifica la ejecución de las pruebas mediante la capacidad para controlar todos los equipos de prueba en múltiples lugares con una computadora. El costo de realizar la completa simulación del sistema para las pruebas de extremo a extremo ha demostrado ser muy similar a los costos de los métodos de prueba tradicionales.

El costo de las futuras anomalías de funcionamiento que pueden evitarse mediante la realización de estas pruebas también constituye una gran ventaja. Una anomalía puede tener grandes efectos en la estabilidad del sistema y producir interrupciones del suministro costosas e innecesarias.

Comentarios del personal operativo

El personal de campo que participó en este proyecto comprendió rápidamente el concepto de las pruebas basadas en el sistema puesto que ya estaba familiarizado con las pruebas de simulación dinámica con modelos de sistema preestablecidos. Por lo tanto, la curva de aprendizaje no fue muy pronunciada para el nuevo software. También se apreció la mayor flexibilidad del software. La reducción del tiempo global de las pruebas de extremo a extremo permite un corte de suministro menos estresante y el trabajo realmente se terminó dos días antes de la fecha programada de puesta en servicio.

7 Conclusión

Las pruebas basadas en el sistema demostraron ser útiles para evaluar el desempeño de los sistemas de protección de línea en EPCOR. Además, este tipo de pruebas por simulación es útil para descubrir errores en los ajustes de los relés, así como errores de los algoritmos de los relés. Cuando se utiliza en las

pruebas de extremo a extremo, puede utilizarse el software de simulación para realizar las pruebas de forma más eficiente. Finalmente, una consideración adecuada de los escenarios de prueba puede dar a los ingenieros de protección más confianza para aplicar el esquema de protección en el sistema eléctrico.



Figura 32: Configuración de prueba antes de la construcción

Acerca de los autores



Adam Rudd se graduó del Northern Alberta Institute of Technology en 2008 con un diploma en tecnología de ingeniería eléctrica. Pasó 2 años realizando el servicio de campo para los clientes industriales y de compañías eléctricas de Pace Technologies Inc. En 2010 se

incorporó al grupo de operaciones de subestación de EPCOR, donde se convirtió en un oficial electricista de sistemas eléctricos en el año 2013. Se incorporó al equipo de ingeniería de subestaciones de EPCOR en 2014, en su función actual como técnico eléctrico para la integración de subestaciones.



Yordan Kyosev es un ingeniero profesional registrado en la provincia de Alberta, Canadá. Es el responsable para el desempeño de los sistemas de protección y control de la empresa, incluyendo la

planificación del capital, la ejecución de proyectos, la gestión de activos y la asistencia operativa. Antes de unirse a EPCOR trabajó como ingeniero de protección y control en la compañía eléctrica nacional búlgara como ingeniero de sistemas eléctricos en Schlumberger, Canadá.



Peter Fong obtuvo su licenciatura por la Universidad de British Columbia y es ingeniero profesional registrado en la provincia de Columbia Británica. Peter fue antes un especialista en aplicaciones con OMICRON electronics Corp., Estados

Unidos y tiene una amplia experiencia con equipos de pruebas de relés y subestaciones. Peter es miembro de IEEE y ha dado ponencias en diversas conferencias técnicas. Actualmente es Director General de Sequence Instruments Inc., en Vancouver, Canadá.

OMICRON es una compañía internacional que presta servicio a la industria de la energía eléctrica con innovadoras soluciones de prueba y diagnóstico. La aplicación de los productos de OMICRON brinda a los usuarios el más alto nivel de confianza en la evaluación de las condiciones de los equipos primarios y secundarios de sus sistemas. Los servicios ofrecidos en el área de asesoramiento, puesta en servicio, prueba, diagnóstico y formación hacen que la nuestra sea una gama de productos completa.

Nuestros clientes de más de 160 países confían en la capacidad de la compañía para brindar tecnología de punta de excelente calidad. Los Service Centers en todos los continentes proporcionan una amplia base de conocimientos y un extraordinario servicio al cliente. Todo esto, unido a nuestra sólida red de distribuidores y representantes, es lo que ha hecho de nuestra empresa un líder del mercado en la industria eléctrica.

Para obtener más información, documentación adicional e información de contacto detallada de nuestras oficinas en todo el mundo visite nuestro sitio web.