



28° CONGRESO INTERNACIONAL DE
MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS



EXPO
MANTENER
2026



Detección temprana de fallas en transformadores de medida:

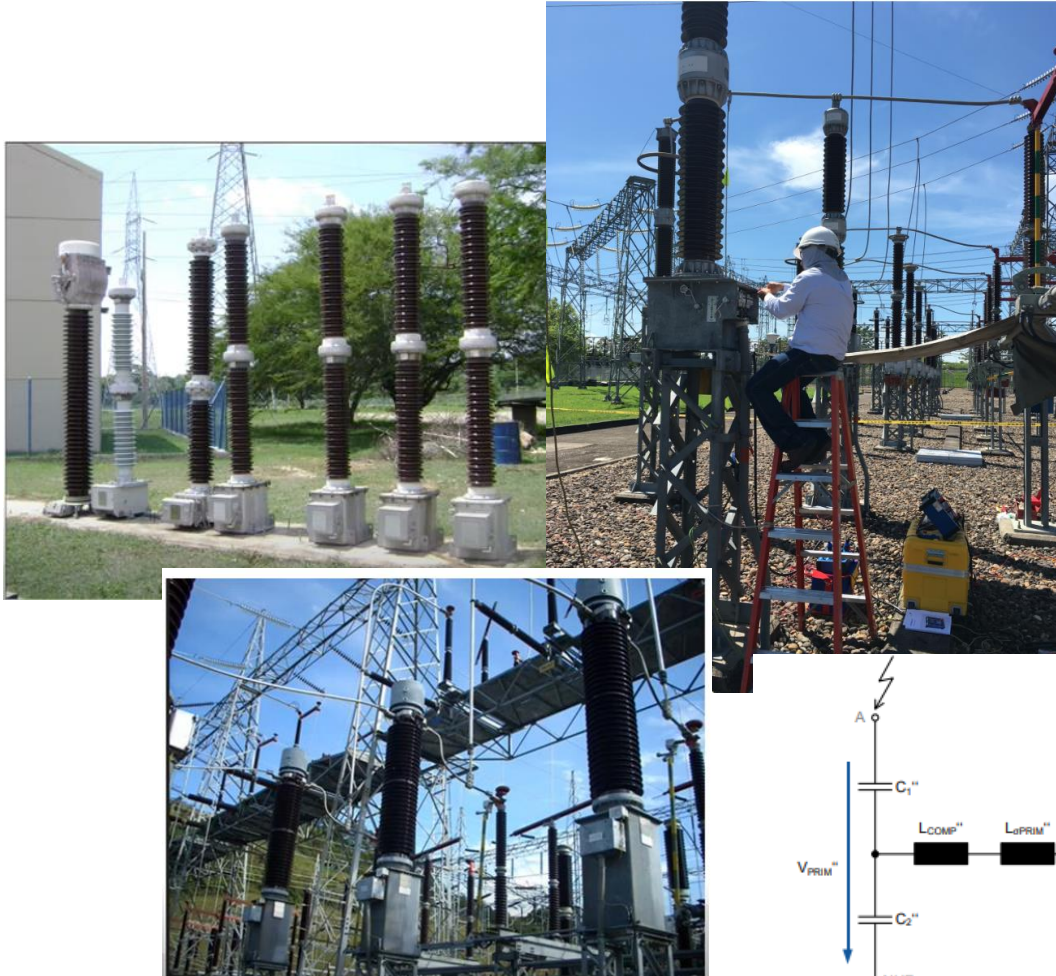
Una perspectiva evolutiva desde el muestreo hasta la analítica de datos en tiempo real

JUAN ANDRES VARELA / ALEJANDRO SANTA

23 de Abril de 2026

22 | 23 | 24 | ABRIL

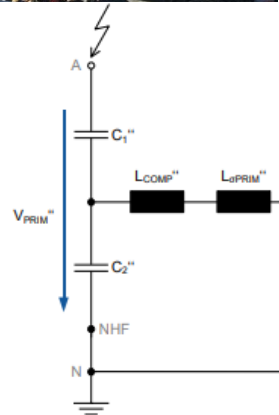
Transformadores de Medida



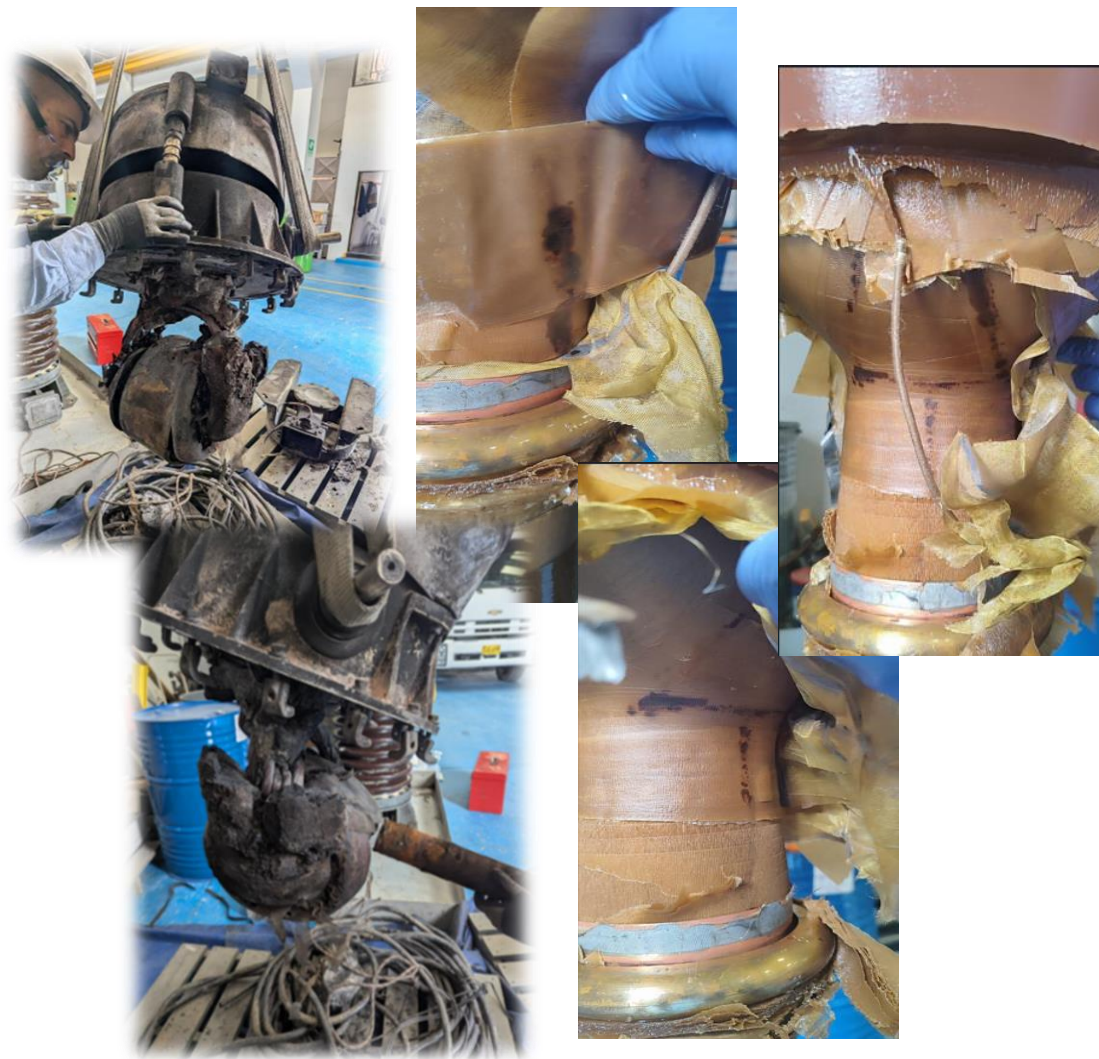
“Son equipos de monitoreo en tiempo real de la red eléctrica, que proporcionan una representación precisa de las señales primarias de corriente y tensión a los dispositivos de medición y protección”

“... los transformadores de medida están sujetos a degradación y deterioro causado por diversos factores como ciclos térmicos, corrosión, sobretensiones, corrientes de falla, estrés mecánico, radiación UV, contaminación, errores humanos, etc.”

**Por lo tanto, es necesario probar y monitorear su estado!!!!
Convirtiéndose este el objetivo de este trabajo.**



Porque si no se detectan las desviaciones a tiempo...



Linea de tiempo de evolución del diagnóstico

01

Pruebas Físicoquímicas

Se muestrea el aceite. Se analizan parámetros y gases disueltos y Físico-químicos para hacerse una idea de la condición general del aislamiento y de la presencia de fenómenos internos.

02

Pruebas Eléctricas

Se miden parámetros físicos de los equipos a partir de pruebas eléctricas. (Tan delta y Capacitancia)

03

Monitoreo en Línea

Se da seguimiento a las variables de control a partir de la infraestructura de datos y telecomunicaciones.

Pruebas Fisicoquímicas

- Para el diagnóstico de la condición del aislamiento (DGA, humedad, rigidez dieléctrica y tangente delta), se adoptó un marco normativo internacional basado en los estándares *IEC 60599-1999*, *IEC 60567-2005*, *IEC 60044*, *IEC 61869 (Partes 1, 2, 3 y 5)*, *IEEE C57.104-2008*, *IEEE C57.13.1-2006* y *ASTM D3612-02(2009)*.

- Ante la ausencia de una tabla de valoración específica para el "Estado del aislamiento" en transformadores de medida, se desarrolló una metodología propia que fusiona criterios técnicos

Pros:

- Muestra y análisis directo sobre el aceite.

Contras:

- No es posible para todos los equipos por el volumen de aceite.
- El proceso de toma de muestras tiene muchos puntos de error (Falsos positivos y fugas).
- Limitación Técnica para CVTs.

Pruebas Eléctricas

Para mejorar la precisión en la detección del deterioro interno, ISA ISA Energía reemplazó las pruebas tradicionales por una técnica avanzada de Tangente Delta o Factor de Disipación. Mientras que anteriormente la evaluación se limitaba a la frecuencia fundamental de 60 Hz (insuficiente para detectar elementos polares o ionización por estrés dieléctrico), la nueva metodología implementa un barrido en frecuencia (Pruebas a 40 Hz y 400 Hz).

Pros:

- Es un método muy específico
- Permite detectar modos de falla desde etapas muy tempranas y dar seguimiento a la condición del aislamiento.
- Se miden los parámetros físicos de manera directa

Contras:

- Requiere trabajar con equipo des energizado
- Las pruebas se realizan con inyección de tensiones que pueden ir hasta los 10 kV
- Se tiene exposición al riesgo en campo
- Por logística, solo se realizan pocas veces por década, con ventanas muy amplias en las cuales los equipos podrían pasar de valores normales a pre-falla y descubrirlo muy tarde

Desde el año 2015 a la fecha, estas pruebas eléctricas sustituyeron por completo el análisis Físico-Químico en los esquemas de evaluación de ISA Colombia.

Monitoreo Tensiones SCADA

Otra alternativa es la comparación fase comparada. en el historial de datos PI se procede a calcular y se trata de una especie de balanceo de fase como el de la máxima desviación de tensión individual entre una de las fases y el promedio de las demás fases en cada una de las barras. La desviación máxima de tensión de fase respecto al promedio.

Pros:

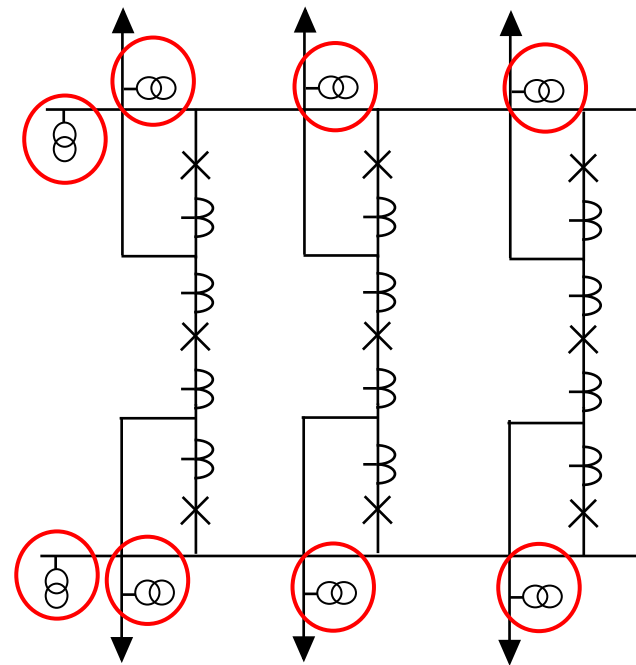
El monitoreo de la tolerancia de sistema natural (dispersión máxima equivalente) / ningún problema en exactitud, lo cual permite anticiparse más a fallos.

Contras:

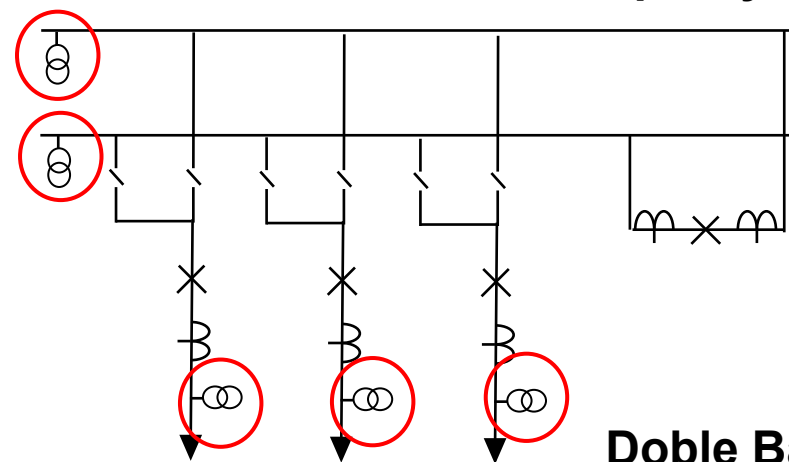
- Monitoreo en el momento de la desviación en la magnitud, no en el ángulo. Hay modos de falla que son más visibles a través de las desviaciones en ángulo que en magnitud.

Comentarios:

- Limitado a tensiones > 2% para evitar falsos positivos
- Pierde sensibilidad y especificidad frente a desviaciones en más de una medida.
- Limitado a tensiones



Interruptor y medio



Doble Barra

Monitoreo PMUs – Arquitectura del Sistema

La integración de Unidades de Medición Fasorial (PMUs) en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) marca un cambio de paradigma en el diagnóstico de transformadores de tensión y corriente.

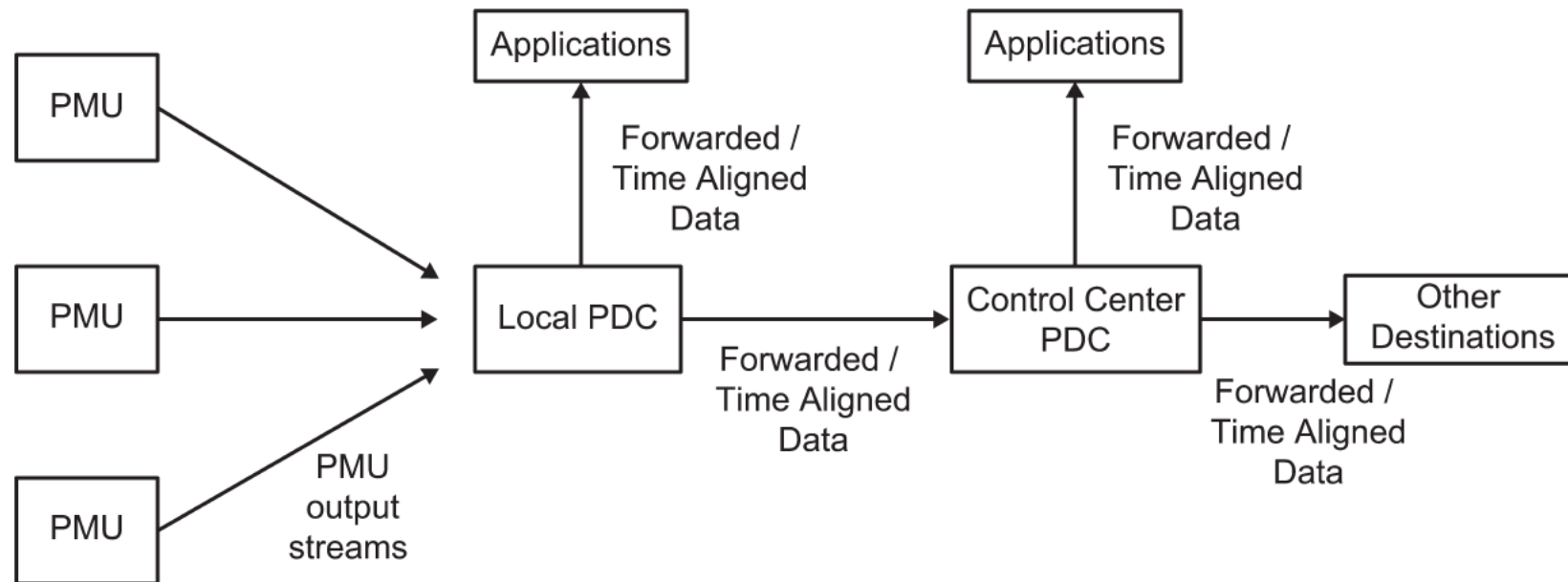


Figure A.1—Data flow in PMU data collection network IEEE C37.247 - 2019

Monitoreo PMUs

- Las unidades de medición fasorial estiman, para redes de 60 Hz, hasta 120 fasores por segundo, es decir, poseen una frecuencia de muestreo suficiente como para estimar un fasor (magnitud y fase) cada medio ciclo. Adicionalmente, permite dar seguimiento a la frecuencia y al cambio de la frecuencia (Rate-of-Change-of-Frequency / ROCOF)
- Las PMUs se encuentran sincronizadas mediante sistema GPS. Con una señal de referencia con tiempo sincronizado, todos los nodos del sistema pueden estimar su fase. Posteriormente, se puede realizar el análisis comparativo de estas estimaciones.

MÉTODOS IMPLEMENTACIÓN

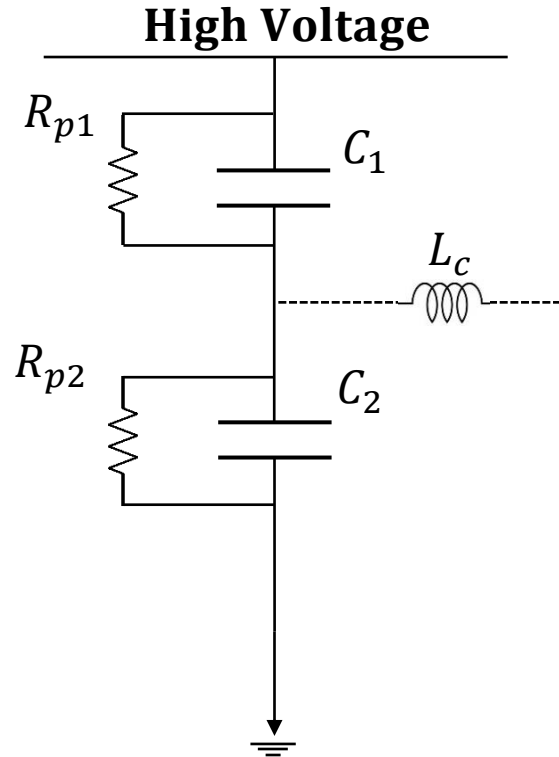
Análisis Estadístico:

Se definen unos rangos operativos basados en comparación de señales y tendencias históricas. Se identifican cambios bruscos (eg. dV/dt). Análisis de dispersión.

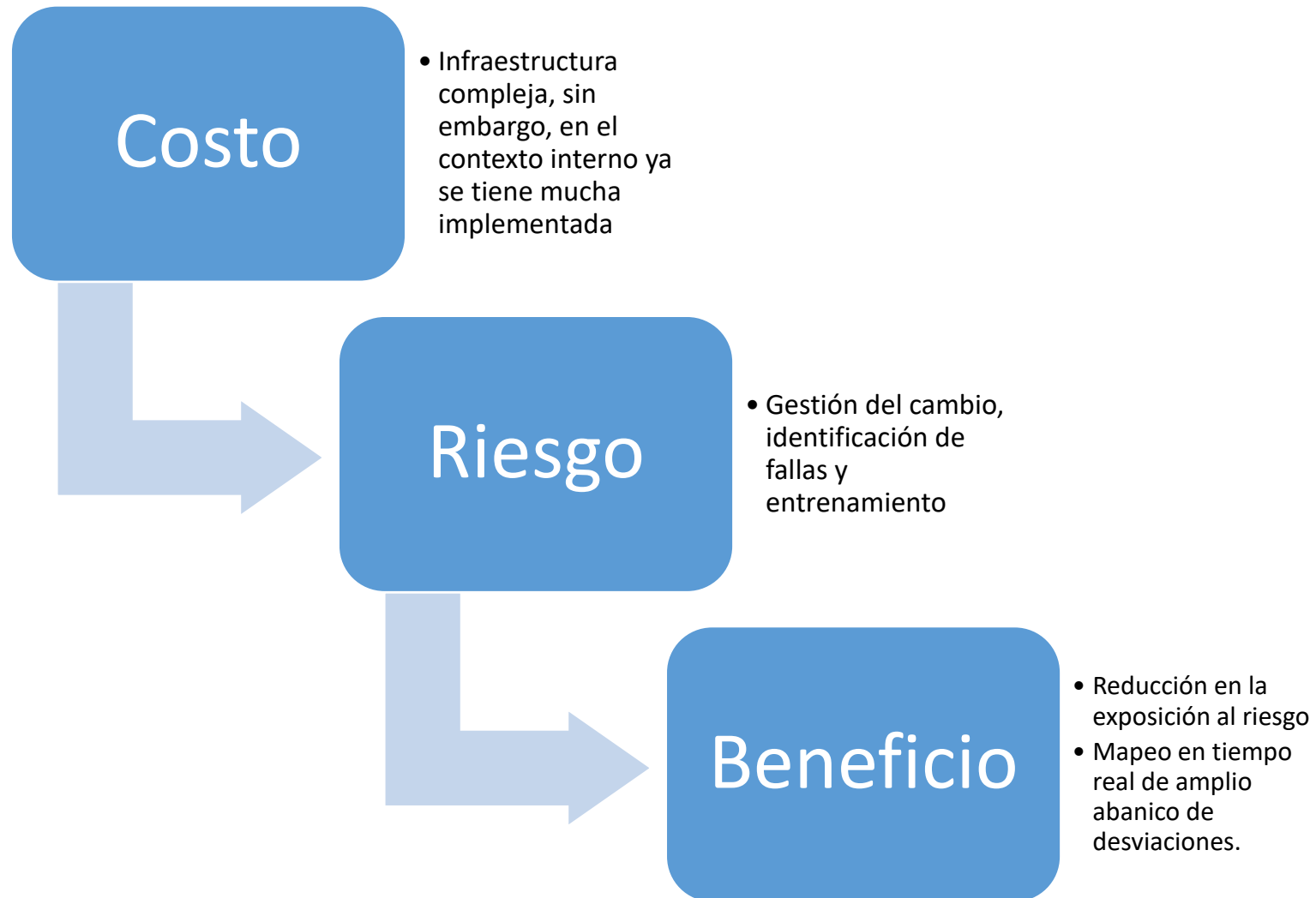
Estimador de Estado Local:

Es el método más sofisticado, a partir de las corrientes en cada fase y las tensiones sobre cada punto de la subestación, tanto con magnitudes como fases, se procede a realizar una estimación de las corrientes y tensiones.

Monitoreo PMUs – Ejemplo Ventajas



Análisis CRB – Implementación de Monitoreo con PMUs



CONCLUSIONES

- Las tecnologías evolucionan y abren las puertas a nuevas formas de entender el monitoreo y definir las estrategias de mantenimiento de los equipos.
- Desde el 2009 el mantenimiento de los transformadores de medida ha experimentado múltiples cambios, siempre en pro de la mejora continua.
- La llegada de las PMUs abre nuevas posibilidades para la implementación de un mantenimiento netamente basado en condición, y a pesar de los costos y riesgos asociados, los beneficios se consideran lo suficientemente amplios como para proceder con su desarrollo.

¡Gracias!