

# **Aplicación basada en excel para apoyar la gestión del mantenimiento de equipos del sistema de potencia y optimizar recursos para su ejecución**

José Humberto Márquez Girón  
Empresas Públicas de Medellín-Unidad Subestaciones y Líneas  
Medellín, Colombia

**(Resumen) Apoyo a la gestión del mantenimiento de equipos del sistema de potencia mediante el suministro simultáneo y grafico de históricos de intervención de equipos y datos suministrados por los relés de protección (corrientes de falla y localización kilométrica de fallas) que brindan elementos de valor en la toma de decisiones y permiten optimizar el mantenimiento de dichos equipos con el propósito de aumentar la rentabilidad del negocio, procurar la mejora continua y optimizar el uso de los activos en EPM.**

## **1. INTRODUCCIÓN**

Al interior de EPM existe una aplicación basada también en Excel para la consulta de información asociada a los principales equipos del sistema de potencia (transformadores y líneas de transmisión) y sus ajustes de protección, dentro de la cual es posible entregar al usuario un listado de aperturas programadas y no programadas de cada equipo a partir del año 2008, sin embargo debe ser el propio usuario quien realice a partir de dicho listado la minería de datos, para de alguna forma hacer análisis de históricos de intervenciones de equipos y del comportamiento de algunos datos de fallas en la red que afectan los mismos. Lo anterior presenta el inconveniente de que las actividades de mantenimiento en este listado no están estandarizadas ni codificadas, dificultando enormemente la elaboración de consultas y como consecuencia la analítica de datos a realizar.

Debido a lo anterior, se decidió adicionar en la aplicación existente un módulo de reportes con información más detallada que permitiera apoyar la toma de decisiones en la gestión del mantenimiento de equipos, fundamentada en datos obtenidos de dispositivos IED registrados mes a mes en la base de datos de apertura de equipos (para este caso específico localización de falla en km y kA interrumpidos en extremos de líneas con tensión  $\geq 110$  kV) y en históricos de aperturas programadas de equipos para mantenimiento e intervenciones realizadas sobre los mismos, registrados mas no estandarizados ni codificados hasta entonces en la misma base de datos.

Considerando lo anterior, se decidió realizar las siguientes actividades para poder generar los reportes mencionados:

- Modificar y adaptar la base de datos existente de aperturas de equipos para poder codificar cada una de las aperturas programadas de líneas de transmisión y transformadores.
- Estandarizar códigos de actividades y de equipos y generar un diccionario de códigos.
- Codificar todas las aperturas programadas de equipos del sistema con retroactividad al año 2008 para tener un muy buen histórico de intervención de equipos.
- Diseñar los reportes de mantenimiento de transformadores, líneas de transmisión e interruptores de líneas teniendo en cuenta principalmente los siguientes aspectos:
  - Visualizar la frecuencia de intervención de mantenimiento específico de estos equipos



información que permitía establecer el tipo de actividad y el equipo sobre el cual se realizaba.

Figure 2. Recorte base de datos modificada

Se realizó la codificación de cerca de 6500 registros en la base de datos de una manera coordinada para lograr estandarización en los registros y brindar versatilidad para las consultas, requiriéndose establecer un diccionario de términos (ver “Fig. 3”) que pretende estandarizar el código único de equipos y las actividades desarrolladas sobre los mismos. El orden de la codificación arranca en la mayoría de los casos con el código para un verbo y luego códigos para el equipo primario y/o secundario sobre el cual se realiza la acción.

ACCIONES	EQUIPO PRINCIPAL	EQUIPO SECUNDARIO	COMPLEMENTOS
AA	AB	AC	AD
AE	AF	AG	AH
AI	AJ	AK	AL
AM	AN	AO	AP
AR	AS	AT	AV
AW	AX	AY	AZ
BA	BB	BC	BD
BE	BF	BG	BH
BI	BJ	BK	BL
BM	BN	BO	BP
BQ	BR	BS	BT
BV	BW	BX	BY
BZ	CA	CB	CC
CD	CE	CF	CG
CH	CI	CJ	CK
CL	CM	CN	CO
CP	CQ	CR	CS
CT	CU	CV	CW
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX
CA	CB	CC	CD
CE	CF	CG	CH
CI	CJ	CK	CL
CM	CN	CO	CP
CQ	CR	CS	CT
CU	CV	CW	CX

Figure 3. Diccionario de códigos

- Así por ejemplo los siguientes códigos significan:
- MN\_MC\_IN\_A** Mantenimiento Mecanismo del Interruptor en subestación del extremo A
- CR\_PC\_SCB\_B** Corregir Punto Caliente en Seccionador de Barra en subestación del extremo B
- PD** Poda
- CM\_AL\_LN** Cambiar Aisladores en la Línea

**CR\_FA\_BJ\_M** Corregir Fuga de Aceite en Buje de Media tensión

**TT\_AC\_TR** Tratamiento Aceite del transformador  
 Adicional a lo anterior, se realizó la codificación de algunos tipos de apertura automática de transformadores para poder establecer lo siguiente:

- Cuando falló un transformador de manera definitiva que haya requerido su cambio
- Fallas por el ingreso de fauna a las subestaciones para determinar el tipo de fauna que ocasionó la falla y el equipo sobre el cual se presentó.

Así por ejemplo, el código significa: **FN\_IG\_TR** Apertura por Fauna, Iguana sobre el transformador

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

El desarrollo de estos reportes requirió el uso intensivo de tablas dinámicas, macros y programación orientada a objetos en el programa VBA (Visual Basic para Aplicaciones) inmerso en el Excel, así como de funciones de búsqueda y referencia, comandos lógicos y de programación cíclica y condicional.

A continuación, se describirán los reportes para apoyar la gestión del mantenimiento de los equipos.

**A. kA acumulados en extremos de líneas**  
 Este reporte contiene la gráfica mostrada en la “Fig. 4”, en la cual se identifican en el eje “y” el valor de corriente de falla acumulada en kAmperios y en el eje “x” cada una de las líneas del sistema.

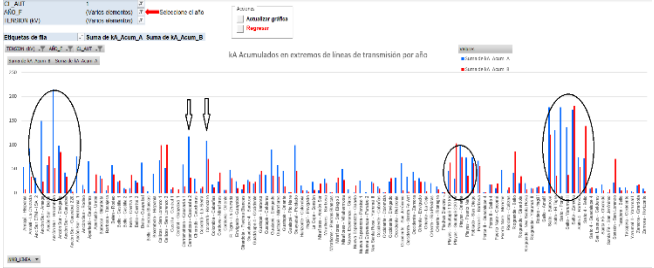


Figure 4. Reporte kA acumulados en extremos de líneas

Esta gráfica puede obtenerse para cualquier año o grupo de años entre 2008 y 2024 (para el caso ilustrado se tomó el período 2021-2023) y muestra diciéndolo de una forma metafórica, lo que “el sistema de potencia nos dice” o una especie de “radiografía del mismo” de un tópico muy específico en este caso, como lo es la magnitud de corriente de falla acumulada en los diferentes extremos de líneas del sistema.

Este reporte permite ver entonces para el período determinado que interruptores de línea han estado sujetos a mayor cantidad de kA de falla, siendo este uno de los factores importantes a tener en cuenta para la gestión y programación de su mantenimiento especialmente de los polos. En la gráfica se muestra para cada línea los kA de falla acumulados en cada extremo (A y B) siendo en color azul el dato del extremo izquierdo de la línea y en rojo el de la derecha p.e. en la línea Ancón Sur-Amagá, azul sería el dato para Ancón Sur (S/E A) y rojo para Amagá (S/E B).

Se han resaltado en color negro sobre la gráfica de la “Fig. 4” (ya sea con una flecha o una elipse) aquellos datos de kA acumulados que más sobresalen y con esto se pretende mostrar que este reporte es el primer filtro para un análisis posterior a llevarse a cabo con el reporte “Mantto S/E (Interruptores)” que se verá más adelante; en pocas palabras, con este reporte se está indicando sobre cuales interruptores hacer un análisis más detallado. Puede observarse como las elipses en la gráfica resaltan un grupo de líneas de un mismo sector o subestación (se distinguen S/E Ancón Sur, S/E Playas y S/E El Salto) en los cuales se puede inferir la existencia de altos niveles de cortocircuito y/o gran número de apertura automática de líneas. Se observa también como las flechas resaltan 2 líneas puntuales (Cocorná-Rioclaro y Cerromatoso-Caucasia 2 110 kV) en donde se debería mirar entonces la opción de un gran número de aperturas automáticas.

### B. 21 Líneas con mayor N° de Aperturas Automáticas

Este reporte contiene la gráfica mostrada en la “Fig. 5”, en la cual se identifican en el eje “y” el número de aperturas automáticas (en rojo el total y en azul las atribuidas a descargas atmosféricas) y en el eje “x” las 21 líneas del sistema con mayor ocurrencia en orden descendente. Al lado derecho de esta grafica se encuentra la tabla origen de datos.

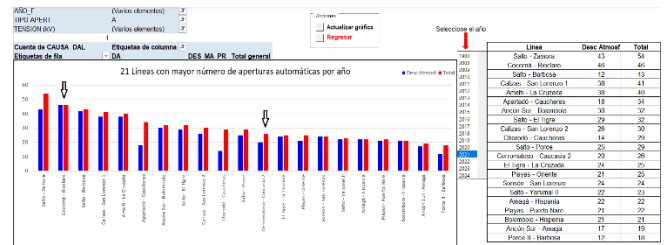


Figure 5. Reporte 21 líneas con mayor N° de aperturas automáticas

Esta gráfica puede obtenerse para cualquier año o grupo de años entre 2008 y 2024 (para el caso ilustrado se tomó también el período 2021-2023) y al igual que el reporte anterior también es una especie de “radiografía del sistema de potencia” pues permite ver entonces para el período determinado que líneas de transmisión han presentado mayor número de aperturas automáticas siendo este un factor importante a tener en cuenta para la gestión y programación de su mantenimiento.

Según lo visto en los resultados del reporte anterior, no resulta pues extraño ver también en este reporte líneas con conexión en S/E Ancón Sur y El Salto y las ya mencionadas Cocorná-Rioclaro y Cerromatoso-Caucasia 2 110 kV, señaladas en la “Fig. 5” con una flecha. Este reporte también cumple la función de primer filtro para un análisis posterior más detallado a llevar a cabo con el reporte “Mantto Líneas” que se verá más adelante.

### C. Mantto S/E (Interruptores)

Al dar click sobre el botón de este reporte y luego de seleccionar la línea de transmisión deseada (para

este caso Ancón sur-Bolombolo 110 kV), se llega a las gráficas mostradas en la “Fig. 6”, en las cuales se suministra información de actividades realizadas exclusivamente por el equipo mantenimiento subestaciones en ambos extremos de la línea desde el año 2008 hasta el 2024.

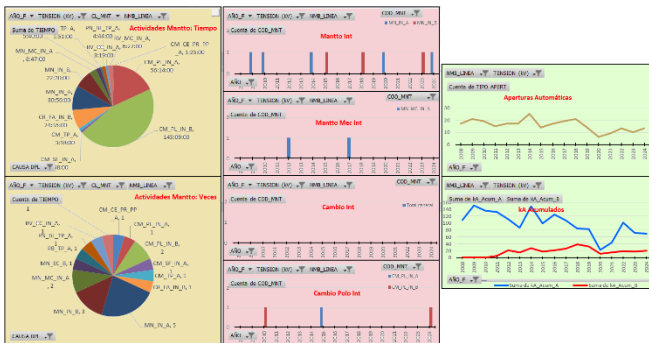


Figure 6. Reporte Mantenimiento Subestaciones (interruptores)

- En amarillo graficas tipo circular en las que se muestran arriba el tiempo y abajo el número de veces, de todas las actividades realizadas en ambos extremos de la línea (actividades en S/E Ancón Sur terminan en \_A y actividades en Bolombolo terminan en \_B). Su utilidad es más informativa, ya que permite saber por ejemplo si se ha realizado prueba de gas, ver cuantas veces ha sido necesario insuflar SF6 en un interruptor o corregir un punto caliente o fuga de aceite en algún equipo de la bahía y hacer desde la perspectiva de gestión del mantenimiento la respectiva intervención para evitar recurrencias. Esta información sirve de referencia para determinar el indicador de tiempo medio de reparación y comparar la gestión de mantenimiento con otras empresas.
- En color rosa graficas tipo barra en las que se muestra para cada extremo de la línea (en azul para el extremo A y en granate para el extremo B) el año y veces de ejecución de actividades estratégicas en la gestión del mantenimiento de los interruptores tales como su mantenimiento, el mantenimiento mecanismo de operación, el cambio de polos y cambio del interruptor

mismo, información esta que resulta importante para visualizar gráficamente la frecuencia con la que se ha intervenido un interruptor o sus principales componentes.

- En color verde graficas tipo perfil en las que se muestra por año en la superior e inferior respectivamente, el número total de aperturas automáticas de la línea y los kA de falla acumulados en ambos extremos de la línea para dichas aperturas (curva en azul para el extremo A y en rojo para el extremo B) información que también representa una “radiografía del sistema de potencia” y que brinda elementos complementarios para gestionar el mantenimiento de los interruptores pues muestra el comportamiento histórico de los kA de falla acumulados en cada extremo de las líneas (dato no existente en ninguna plataforma informática al interior de EPM).

Al mostrarse de forma simultánea el grupo de graficas color rosa y verde, el analista del mantenimiento posee elementos de valor para gestionar el mantenimiento de los interruptores pues puede ver el histórico de intervención de los mismos o sus principales componentes y las corrientes de falla a que han estado sometidos en un determinado período de tiempo y tomar decisiones para programar su intervención independiente del programa periódico de mantenimiento.

#### D. Mantto Líneas

Al dar click sobre el botón de este reporte y luego de seleccionar la línea de transmisión deseada (para este caso Salto-El Tigre 110 kV), se llega a las gráficas mostradas en la “Fig. 7”, en las cuales se suministra información de actividades realizadas exclusivamente por el equipo mantenimiento líneas en la línea desde el año 2008 hasta el 2024.

- En amarillo graficas tipo circular en las que se muestran arriba el tiempo y abajo el número de



veces, de todas las actividades realizadas en la línea. Su utilidad es más informativa, ya que permite ver cuantas veces por ejemplo ha sido necesario reparar un puente en torre o cambiar un pararrayos en la línea y hacer desde la perspectiva de gestión del mantenimiento la respectiva intervención para evitar recurrencias. Esta información sirve de referencia para determinar el indicador de tiempo medio de reparación y comparar la gestión de mantenimiento con otras empresas.

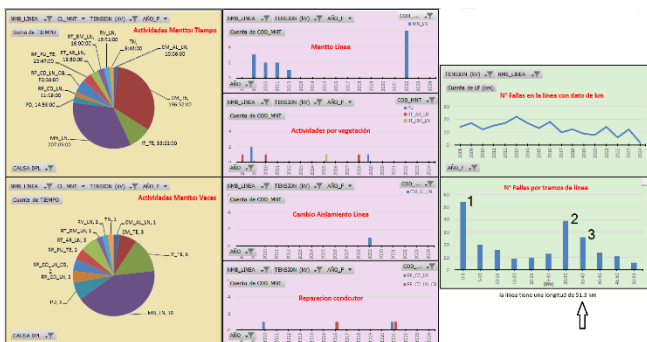


Figure 7. Reporte Mantenimiento Líneas

- En color rosa graficas tipo barra en las que se muestra el año y veces de ejecución de actividades estratégicas en la gestión del mantenimiento de la línea tales como su mantenimiento, el cambio de aislamiento, reparación de conductores y las actividades relacionadas con vegetación que incluyen poda, retirar rama o árbol sobre la línea, información esta que resulta importante para visualizar gráficamente la frecuencia con la que se ha intervenido una línea por las actividades ya mencionadas.
- En color verde graficas tipo perfil y barras en las que se muestra por año en la superior e inferior respectivamente, el número total de fallas de la línea (esta gráfica difiere en muchos casos de la de aperturas automáticas de la línea del reporte anterior ya que no toda apertura automática de una línea se da exclusivamente por falla en ella) y el número de fallas acumuladas por tramo de

línea en la que en el eje horizontal se ubican tramos de línea en km (de 3 km si la longitud de la línea es  $\leq 15$  km ó de 5 km si es  $> 15$ ) y en el eje vertical el número de fallas que han ocurrido en cada tramo. Esta información brinda elementos importantes para gestionar el mantenimiento de las líneas ya que identifica aquellos tramos de línea (como los numerados en la gráfica con 1, 2 y 3 por su prioridad según cantidad de fallas) con mayor número de fallas en el período seleccionado y permite optimizar así el programa de recorrido e intervención de las líneas de transmisión o la instalación de pararrayos según el análisis realizado. En la “Fig. 7” se adjunta la longitud de la línea (resaltada con flecha negra) para tener como referencia este dato en relación a los tramos de línea mostrados. La información de fallas por tramo de línea tampoco existe en ninguna otra plataforma informática al interior de EPM.

Es importante aclarar que la gráfica de *N° de fallas por tramos de línea* de la “Fig. 7” presenta información por defecto para el período 2008-2024 pero dado que puede requerirse un período diferente, se adicionó un cursor móvil (no mostrado acá) para los años entre el período 2008 y 2024 para que con solo desplazarlo horizontalmente se elija el año y el período deseado abarcado será desde ese año hasta el 2024. Para ilustrar lo anterior se muestra en la “Fig. 8” el reporte obtenido para esta misma línea, al seleccionar el año 2021 que arroja entonces datos para el período 2021-2024.

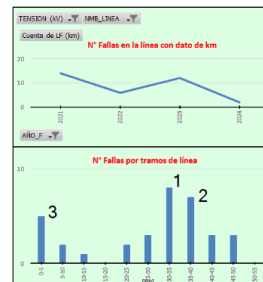


Figure 8. Reporte Mantenimiento Líneas período 2021-2024

En la gráfica para el período 2008-2024 (“Fig. 7”) los 3 primeros tramos de línea con prioridad descendente son: 0-5, 30-35 y 35-40 pero para el período 2021-2024 (“Fig. 8”) son: 30-35, 35-40 y 0-5, se ve que coinciden los tramos pero no su orden de prioridad, así se puede acceder rápidamente a información más reciente que permita optimizar las intervenciones.

Considerando que para evaluar los tramos críticos de muchas líneas el usuario debería realizar el ejercicio de generar el reporte grafico de la “Fig 8” y “seleccionar, organizar y apuntar” los tramos con mayor número de fallas para cada una de ellas (lo que tomaría tiempo si se considera por ejemplo que para el caso de EPM se tienen cerca de 150 líneas de transmisión con tensión  $\geq 110$  kV), se programó una macro que con solo señalar el año a partir del cual se quiere obtener los resultados para análisis, genera la Tabla I (por motivos de espacio solo se mostrarán en ella los resultados de algunas líneas) la cual muestra el nombre de la línea, su longitud, los 3 tramos con mayor número de fallas en orden descendente identificados como T1, T2 y T3 (es decir T1 es el tramo con el mayor número de fallas) y en las otras columnas (color rosa y verde) su respectivo número de fallas y % de fallas acumulado de los tramos. Debe mencionarse acá que dependiendo de la longitud de la línea será la longitud de los tramos de línea evaluados ya que para líneas  $\leq 15$  km los tramos serán de 3 km y para  $>15$  km serán de 5 km.

Tabla I. Reporte tramos de líneas con mayor número de aperturas

LINEA	LONG [km]	TRAMOS [km]			N° FALLAS	% ACUMULADO DE FALLAS			TRAMOS SELEC.		
		T1	T2	T3		FALLAS	%	%			
Ancón Sur - Bolombolo	38	0-5	10-15	15-20	52	46	43	21%	39%	56%	T1, T2 y T3
Cocorná - Rioclaro	35.15	15-20	0-5	25-30	64	43	39	23%	39%	53%	T1, T2 y T3
Porce II - Barbosa	52.1	15-20	10-15	5-10	18	17	16	18%	35%	51%	T1, T2 y T3
El Tigre - La Cruzada	26.5	10-15	15-20	0-5	42	27	19	34%	57%	72%	T1, T2 y T3
Playas - Guatapé	23	15-20	10-15	20-25	33	26	18	31%	56%	73%	T1, T2 y T3
Riogrande - Bello	36	0-5	5-10	10-15	24	13	13	34%	52%	70%	T1, T2 y T3
Ancón Sur - Belén	20	15-20	10-15	5-10	34	16	13	50%	74%	93%	T1 y T2
Bolombolo - Barroso	12	3-6	9-12	0-3	11	7	3	50%	82%	95%	T1 y T2
Cordova - Miraflores	15	6-9	9-12	3-6	14	7	6	45%	68%	87%	T1 y T2
Puerto Nare - Moriche	7.2	0-3	3-6	6-9	59	4	2	91%	97%	100%	T1
Rodeo - Itagüí	7	0-3	3-6	6-9	9	2	1	75%	92%	100%	T1

Dependiendo de la dispersión de los datos (reflejada en la columna verde mediante el % acumulado de fallas de los tramos) se configuró en la macro un criterio de selección de los tramos a priorizar de los 3 mostrados en las columnas amarillas y es así como en la columna azul la tabla le entrega al analista esta información para gestionar y programar su plan de mantenimiento.

### E. Mantto S/E (Transformadores)

Al dar click sobre el botón de este reporte y luego de seleccionar el transformador deseado (para este caso el transformador 1 de S/E Bello), se llega a las gráficas mostradas en la “Fig. 9” en las cuales se suministra información de actividades realizadas exclusivamente por el equipo mantenimiento subestaciones sobre el transformador y sus equipos asociados desde el año 2008 hasta el 2024.



Figure 9. Reporte Mantenimiento Subestaciones (transformadores)

- En amarillo graficas tipo circular en las que se muestran arriba el tiempo y abajo el número de veces, de todas las actividades realizadas en el transformador y sus equipos asociados en cada nivel de tensión. Su utilidad es más informativa, ya que permite ver por ejemplo si al transformador se le realizó la instalación de protección de fauna, saber cuántas veces y en qué nivel de tensión ha sido necesario cambiar un DPS o corregir un punto caliente en algún equipo de sus bahías asociadas o en el transformador mismo y hacer desde la perspectiva de gestión del mantenimiento la respectiva intervención para evitar recurrencias.

Esta información sirve de referencia para determinar el indicador de tiempo medio de reparación y comparar la gestión de mantenimiento con otras empresas.

- En color rosa graficas tipo barra en las que se muestra el año y veces de ejecución de actividades estratégicas en la gestión del mantenimiento del transformador tales como su mantenimiento, la corrección de fugas de aceite en el transformador o sus bujes, el tratamiento o cambio de aceite del transformador o del transformador mismo, las acciones realizadas en el cambiador de taps (actualización, cambio o reparación) entre otros. Esta información resulta importante para visualizar gráficamente la frecuencia con la que se ha intervenido el transformador, sus principales componentes y equipos de bahía asociados.

#### **4. RESULTADOS**

Una vez realizado el ejercicio de selección de tramos para todas las líneas de EPM de acuerdo al análisis de la Tabla I, se obtuvo que el total de tramos a priorizar para revisión arroja un resultante de 1100 km lo que corresponde a cerca del 40% del total de km de línea de EPM. Ahora bien, si se considera que el recorrido, revisión y rocería de 1 km de línea está del orden de los 0.9 millones de pesos se tendría entonces que al optimizar los tramos a intervenir se tendría una economía cercana a los 1500 millones de pesos en una tarea que es periódica. La metodología propone realizar un barrido anual de la tabla, determinar los tramos de línea más críticos, realizar los recorridos e intervenciones en ellos según resultados (rocerías, apantallamiento, puestas a tierra e incluso la instalación de pararrayos según análisis de conveniencia) y evaluar desempeño posterior a través del seguimiento a los datos registrados. La información suministrada por esta aplicación ya llevó a una intervención exhaustiva del tramo 0-5 km de la línea Ancón Sur-Bolombolo 110 kV y determinó los sectores para instalar pararrayos en 2 líneas de 220 kV.

El tener disponible información de kAmpierios acumulados en extremos de línea, le permitirá al personal de mantenimiento subestaciones evaluar para los interruptores el impacto de los kA interrumpidos por año en un interruptor de línea determinado contra las intervenciones de mantenimiento o cambio del interruptor mismo o sus polos y priorizar también así las labores.

Esta aplicación elimina el tiempo requerido para la minería de datos y elaboración de reportes brindando así la oportunidad de orientar los recursos para el análisis e incluso como se vio para las líneas de transmisión, entrega automáticamente un análisis de tramos de línea críticos evitando así enormemente tiempo adicional de procesamiento. Lo anterior no quiere decir que la etapa de análisis deba omitirse pues el criterio del analista de mantenimiento siempre será necesario, solo que con esta aplicación dispone de manera rápida de elementos de valor para realizar ajustes.

A través del suministro de información histórica de aperturas, estratégica y de valor agregado para el mantenimiento de equipos del sistema de potencia de EPM, se fortalece la toma de decisiones y se impacta positivamente la gestión de dicho mantenimiento aportando así al plan estratégico de gestión de activos de EPM al apuntarle a los objetivos de optimizar el uso de los activos, aumentar la rentabilidad del negocio y procurar la mejora continua.

#### **5. CONCLUSIONES**

Una aplicación nativa basada en una plataforma accesible para todo usuario que tenga Excel, flexible y adaptable a las necesidades de los usuarios, con reportes que suministran información de valor agregado no existente en ninguna otra aplicación al interior de EPM para apoyar la gestión del mantenimiento de equipos de su sistema de potencia, la toma de decisiones y fortalecer la gestión de activos con el propósito de lograr un mejor desempeño en actividades relacionadas con el mantenimiento de equipos del sistema de potencia y finalmente obtener mejores resultados.



## José Humberto Márquez Girón

Ingeniero Electricista (Universidad Nacional de Colombia-sede Medellín), especialista Transmisión y Distribución (Universidad Pontificia Bolivariana) con 32 años laborando en Empresas Públicas de Medellín de los cuales la mayor parte en el equipo Controles y Protecciones.

Como principales labores desempeñadas se tienen:

- Elaboración de estudios de coordinación de protecciones
- Participación en la definición e implementación de los esquemas de protección en toda la red eléctrica de EPM
- Análisis de eventos en el sistema de potencia
- Desarrollo de aplicaciones informáticas en excel

1. José Humberto Márquez Girón

2. Teléfono

- a. Res. 6044212762
- b. Of. 6043808211
- c. Cel. 3138594333

3. Dirección del autor

- a. Res. Calle 51 N° 84-181
- b. Of. Calle 50ª N° 84-141
- c. jose.marquez@epm.com.co
- d. Medellín
- e. Colombia