

Nueva Visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoamericanas

Orlando Giraldo, Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica, Pereira, Colombia
Sales and Operations Manager, HJ International L.A.
3010 High Ridge Blvd, High Ridge, MO 63049, USA
Tel 1 636 677 3421 Ext 323 USA
Tel 57 1 271 7104 Colombia
orlandog@h-jenterprises.com

1. PALABRAS CLAVE

Transformador de Distribución, Empresa de Distribución de Energía, Carga, Protección Térmica.

2. RESUMEN

Después de visitar y analizar casos en más de 50 Empresas de Distribución en Latinoamérica, el autor pretende mostrar en el trabajo la realidad de carga media de los transformadores en las redes de Distribución Latinoamericanas. Se sustenta una realidad de carga media por debajo del 20% y una pobre explotación del transformador de Distribución como activo fijo. Se propone una metodología de dimensionamiento y principios a regir en una red convenientemente explotada.

3. FORMULAS Y DEFINICIONES

3.1 Debido al múltiple uso, a lo largo del trabajo, se utilizara el término "TD" para referirnos a Transformadores de Distribución, el término "EDE" para referirnos a Empresas de Distribución de Energía y el término "Cm" para referirnos a la carga media en un transformador.

3.2 Cada que se usa el término Carga Media (abreviado Cm) se debe entender como

$$Cm = \frac{\text{Valor eficaz curva demanda, kVA}}{\text{Potencia transformador en kVA}} \quad (1)$$

3.3 Se define Factor de carga media energética de transformadores en una red de Distribución como:

$$Fcme = \frac{\text{Facturamiento Anual, GWh}}{\text{Citd} * Fp * 24 * 365} \quad (2)$$

Citd: Capacidad instalada de TDs utilizadas para el facturamiento. Descontar del numerador la energía facturada a usuarios en media tensión
Fp: Factor de potencia medio en la red

4. INTRODUCCION

La carencia de medición real de carga en los TDs ha llevado a una sobre-estimación de su Cm real en las EDE. Esto causa a una tremenda sub-

utilización de la capacidad de carga de los TDs haciendo que su explotación financiera sea mínima y ocasiona extra-costos en inversión de activos fijos, los cuales son generalmente ignorados por las EDE a pesar de su exagerado costo. Se ha encontrado que la Cm energética de los TDs en Latinoamérica no supera el 20% de su capacidad de carga y que la Cm óptima financiera esta entre el 50 y el 75%. Un análisis de la ecuación 1 nos lleva a concluir que se están utilizando transformadores con más de 3 veces el tamaño óptimo ;!.

Vamos a analizar bases y ejemplos para dimensionar y planificar una red de Distribución de tal manera que presente al promediar la vida útil de sus TD una Cm entre el 50 y el 75%. Los ahorros generados en los costos capitalizados de activos más pérdidas pueden superar el 30% al final de la vida útil. Esta red requiere TDs que faciliten algún grado de Gerencia de Carga tal como detección térmica e información a través de señales de alarma en aquellas instalaciones que presenten pérdida anormal de vida útil.

5. METODOLOGIA

5.1 PRINCIPIOS SOBRE CURVAS DE CARGA Y CICLOS EQUIVALENTES. El control de carga en los TDs y Subestaciones de Distribución a través del control de la demanda máxima es muy difundido pero es un criterio muy costoso porque en la práctica impone el concepto de que la potencia nominal de un transformador equivale a su Demanda Máxima y no a su Demanda Eficaz como debe ser. De aquí parten conceptos de sobrecarga en transformadores que realmente no lo están.

Cuando disponemos de una curva de carga en tiempo real como la indicada en el perfil azul (curva # 1) de la Fig. 1, podemos construir 2 curvas más cuyo efecto térmico sobre el transformador desde el punto de vista de pérdidas y por tanto de energía y de pérdida de vida!! es equivalente. Estas curvas son las de valor eficaz de un solo nivel (color rojo – curva # 2) y la de valor eficaz de 2 niveles (color amarillo – curva #

3). Un transformador sometido a cualquiera de estos 3 ciclos (azul, rojo o amarillo) presentara el

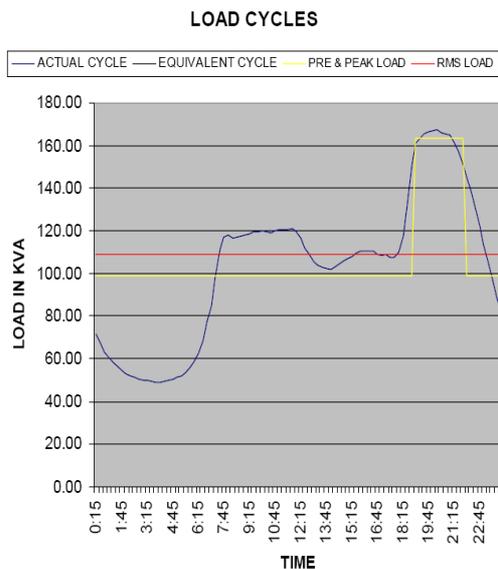


Fig 1
CICLOS DE CARGA EQUIVALENTES

mismo comportamiento desde el punto de vista energético. Esto en términos prácticos nos entrega las siguientes conclusiones:

- A. Con las curvas #2 y #3 podemos simular en Laboratorio todos los efectos de la curva real #1 a la que esta siendo sometido un transformador. Esta es una situación afortunada debido a la dificultad práctica de obtener en Laboratorio una curva de carga variable.
- B. La curva #2 valida el ensayo de elevación de temperatura a 100% de carga, el cual se efectúa con cargas constantes para determinar las temperaturas en aceite y devanados.
- C. La curva #3 (Valor eficaz de 2 niveles) define los niveles de cargabilidad de los TDs por tiempos cortos por encima de su capacidad nominal (sobrecargas) si previamente se tienen cargas por tiempos muy largos por debajo de la capacidad nominal (precargas). Obsérvense para esto los valores relativos entre las curvas #2 y #3 durante todas las 24 horas del ciclo de carga. Nótese que los niveles de sobrecarga y su duración son extraídos de las propias curvas reales de carga y no de normas extranjeras!!
- D. El mínimo tamaño de TD para abastecer el ciclo de carga #1 esta indicado por la potencia constante de la curva #2 y no por la Demanda Máxima de la curva #1. Dicho de otra forma: Mientras el valor rms de la curva de demanda se encuentre por debajo de la potencia nominal del TD seleccionado, la pérdida de vida acumulada en el TD al final

del ciclo de carga estará por debajo de la máxima permitida.

Según el ejemplo anterior, la curva real de la Fig. 1 con una Dmax de 167.5kVA y una Dmin de 48.9kVA puede ser abastecida por un TD de 109.1kVA, el cual podría ser sobrecargado hasta 163.2kVA (149%) durante 3 horas si previamente esta cargado con 99kVA (90%) durante el resto del ciclo de carga. Si Ud, estimado lector, supone que esto va a depender del tipo y/o la marca u otras características del transformador, esta equivocado. Mientras el TD cumpla al 100% de carga (curva #2) con las elevaciones de temperatura de norma, soportara cualquier ciclo de carga cuyo valor eficaz no sobrepase su capacidad nominal!!. Por supuesto las normas [1] limitan las Demandas Máximas permitidas.

5.2 PASOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO MINIMO DEL TRANSFORMADOR. El autor propone el siguiente procedimiento:

- A. Disponer de una curva característica de carga actual (real o característica del tipo de usuario o del estrato). Definir sus 2 ciclos equivalentes.
- B. Determinar el valor rms de la curva de carga con base en el consumo actual de kwh (real o planeado) del usuario.
- C. Proyectar, a no más allá de 5 años, la curva de carga y la demanda en kwh asociada según un factor de crecimiento anual estimado. Esto se hace factible por las características de protección del tipo de TD que se propone utilizar, el cual asocia conceptos de Gerencia de Carga, por las incertidumbres típicas de proyectar más allá del horizonte de corto plazo y por el principio de Gerencia de Activos que el autor define más adelante.
- D. Definir el tamaño mínimo de acuerdo con el valor eficaz (curva #2) de la curva proyectada de demanda o con la Demanda de Energía proyectada.

Los pasos anteriores llevan a definir un tamaño mínimo. Este transformador estará cargado dentro de 5 años al 100%. Pero en este punto aparecen varios interrogantes:

- Es ese el punto de explotación óptimo?
- Es ese el punto de explotación más conveniente para red?
- Que vida útil tendremos asociada con esta forma de dimensionamiento?

Para resolver estos interrogantes vamos a mirar el dimensionamiento desde la óptica del punto óptimo técnico-económico para una red dada.

5.3 DIMENSIONAMIENTO OPTIMO. Conociendo el numero de transformadores totales

instalados en una red dada, sus potencias medias, su Cm (o en su defecto el consumo en kwh), sus costos y sus pérdidas más las variables de análisis financiero como vida útil, tasa de retorno, costo del Kwh. y la tasa de incremento de la demanda, siempre será posible construir una gráfica como la indicada en la Fig. 2 en la cual se registra el costo total operativo a valor presente de los transformadores en la red (costo de activos fijos más costo capitalizado de pérdidas) versus la Cm. y se define la Cm para costo mínimo operativo.

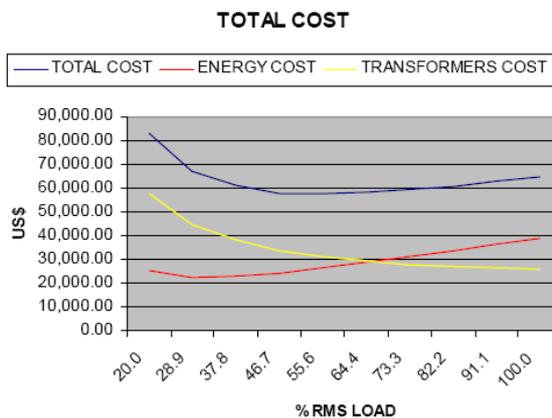


FIG 2
PUNTO ÓPTIMO FINANCIERO DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES PARA UNA RED DADA

Para las pérdidas y costos de kVA típicos que encontramos en las redes Latinoamericanas, el costo mínimo operativo se encuentra para Cm entre 50% y 75% de la capacidad nominal de los TDs. Se sabe que el punto óptimo de Cm en una red es aquel en el cual el transformador promedio de esa red presenta un costo capitalizado de sus pérdidas energéticas en el hierro igual al costo capitalizado de sus pérdidas energéticas en los devanados!!

Para completar nuestro proceso de dimensionamiento llevamos el TD mínimo seleccionado en 5.2.D a un tamaño tal que dentro de 5 años su Cm sea la de mínimo costo operativo.

5.4 EL Fcme COMO INDICATIVO DE EXPLOTACION FINANCIERA Y DE LA Cm REAL. Un análisis de la ecuación (2) desde la óptica financiera muestra que Fcme es un índice del grado de explotación económica que la EDE hace del parque de transformadores que tiene instalados y que ya pagó!!. La parte más impactante de este análisis la encontramos en el hecho de que para todas las 20 EDE Latinoamericanas analizadas por el autor en 10 países, se ha encontrado que Fcme tiene un valor por debajo del 20%!!. Este muestra un índice muy pobre de explotación financiera del activo más costoso en

las redes de Distribución Latinoamericanas pues de cada US\$100 que la EDE esta en capacidad de facturar de cada transformador, solo extrae menos de US\$20!! No es difícil evaluar Fcme para la mayoría de las EDE con base en sus boletines anuales y encontrar que la situación de explotación es muy similar y en muchos casos todavía peor. Igualmente se ha experimentado que el Fcme es mucho menor en instalaciones rurales que en las urbanas encontrándose un potencial mucho mayor de ahorro en el primer caso.

Fcme es también una medida de la Cm de los TDs instalados en la red donde se calcula. En efecto, tras adicionar al numerador en la ecuación (2) el índice porcentual de energía entregada pero no facturada (pérdidas), Fcme se vuelve un índice del nivel de Cm energética de los TDs en esa red!!.

5.5 TAMAÑO ACTUAL VERSUS TAMANO OPTIMO. Del análisis de los numerales 5.2 y 5.3 se llega a una conclusión que suena muy atrevida pero no por eso menos valida: Si la Cm óptima financiera de nuestros TDs esta en valores entre el 50% y el 75% y la Cm real esta en niveles inferiores al 20%, aun después de aplicar todos los correctivos necesarios a los cálculos (proyección de la demanda, consideración de pérdidas técnicas etc) podemos decir que estamos utilizando TDs con tamaños por lo menos 3 veces mayores a los requeridos!!. Las implicaciones financieras de este enunciado son tan importantes que bien vale la pena revisar y analizar el Fcme en cada una de las EDE Latinoamericanas.

5.6 METODOS DE ESTIMACION DEL Cm REAL EN LOS TDs. En general hay que decir que las EDEs Latinoamericanas no hacen gestión de Gerencia de Carga ni determinación de Cm reales en sus TDs. Se considera que este es un aspecto no viable financieramente. La situación que estamos planteando en este trabajo parece mostrar que esto es erróneo y que sí justifica hacer gestión de carga en los TDs. Vamos a discutir enseguida 2 métodos utilizados.

5.6.1 DEMANDA DE ENERGIA – MEDICION INDIRECTA: Consiste en efectuar la sumatoria de energía vendida a los usuarios conectados a un TD determinado y compararla con la energía que el transformador esta en capacidad de suministrar. Presenta las impresiones propias de un método de medición indirecto que no considera pérdidas técnicas ni fraudes pero vale la pena mencionar que la Compañía energética de Mina Gerais (CEMIG) en Brasil ha desarrollado un software llamado GEMINI (Marca Registrada) para control de la carga planeada en sus más de 600,000 TDs utilizando este método. Debido a la naturaleza rural de cerca del 60% de sus TDs, a través de

GEMINI, CEMIG ha podido determinar que sus equipos presentan un nivel de Cm bien por debajo del 20%. CEMIG planea llevar en la hoja de vida de sus equipos la pérdida de vida acumulada año tras año con base en los datos de carga que arroja su software. Con ello puede lograrse una administración de activos que permite planear el retiro de red con base en su pérdida de vida útil acumulada aun sin presentarse la falla del TD!!

5.6.2 BALANCE DE ENERGIA – MEDICION DIRECTA - UN CASO PRACTICO: El autor solo conoce esta aplicación en las Empresas Publicas de Medellín (EPPM), la segunda EDE de Colombia. No la ha encontrado en otros países aunque se sabe que en este momento se esta introduciendo en una Empresa Boliviana (La EDE de La Paz). Para aplicar este método es necesario que se mida en cada TD la energía Eléctrica que efectivamente entrega. Generalmente esto se hace a través de un TC instalado en el lado de BT al interior del TD el cual se cablea externamente a un medidor de energía. La Fig 3 muestra una fotografía de una instalación real en la Ciudad de Medellín



FIG 3

INSTALACION DE MEDIDOR EN CADA TD PARA EL METODO DE BALANCE DE ENERGIA EN MEDELLIN - COLOMBIA

La Fig 4 muestra un detalle del medidor y su caja protectora. EPPM hace lectura mensual de los medidores instalados en cada uno de sus TDs. Al hacer el balance de la energía medida con la energía pagada se determina con exactitud la energía no facturada. Hay que decir que la razón fundamental que motivo la instalación de los TCs fue un programa de minimización de pérdidas en su red pero con solo asociar esa energía medida en kwh a una curva de carga EPPM obtiene como subproducto la carga real a la que están sometidos sus TDs!! .Esta preciosa experiencia de tener datos reales de Cm en una red de cerca de 50,000

TDs en los cuales se ha calculado previamente el factor Fcme ha permitido validar el uso de esta variable y determinar que las Cms se hayan en los niveles que estamos pronosticando.



FIG 4

METODO DEL BALANCE DE ENERGIA DETALLE DEL MEDIDOR EN CADA TD

5.7 ASPECTOS COMPLEMENTARIOS. PROTECCIONES. Conseguir una Cm global dentro de los óptimos económicos (50-75%) y utilizar por tanto TDs del orden de un tercio del tamaño que seleccionan las metodologías actuales es perfectamente conseguible en la práctica sin sacrificar confiabilidad y consiguiendo rebajas muy grandes en costos operativos. Recordemos que un TD es diseñado y probado para operar con Cm igual a 100%. Con relación a los niveles de carga que verá la mayoría de los TDs, consideremos, por ejemplo, un circuito operando con Cm de 60% como promedio de red y Factor de Demanda del 65%. Esto nos indica que las Demandas Máximas en promedio en el sistema estarán del orden de $0.6/0.65 = 0.92pu$. Como se observa, la gran mayoría de los TD en esa red no experimentara ni siquiera periodos cortos de sobrecarga y sus regímenes de carga no implican peligro alguno para su vida útil planeada ni desmedro en la regulación de tensión. Obviamente puede esperarse que dentro de ese promedio, existan unos muy pocos puntos de red con valores críticos de carga que si ocasionen pérdida de vida por encima de los límites permitidos. Allí tendrán que instalarse TDs más grandes y la metodología debe permitir identificar estos puntos críticos de red y proteger los TDs de quemarse. Esta Distribución de cargas en el sistema puede representarse en la campana de Gauss de la Fig. 5.

Para operar TDs en forma exitosa en niveles de Cm entre 50-75% se considera imprescindible que las protecciones instaladas identifiquen aquellos niveles de sobrecarga en magnitud y/o en duración que ocasionen pérdida de vida útil por encima de la máxima permitida, esto es, que estén por encima de los niveles de sobrecarga planeados

según lo indicado en 5.1 curva #3. La protección debe por tanto hacer énfasis en el aspecto térmico. Se considera que los transformadores del tipo autoprotegido que utilizan un bimetálico inmerso en aceite y en serie con cada fase del circuito secundario presentan esta protección ideal porque es el único método que hace un seguimiento detallado de la corriente en la carga y la temperatura del aceite en cada fase y se puede calibrar para unas condiciones de pre-carga y sobrecarga dados por el sistema y para evitar regimenes de carga que ocasionen pérdidas de vida por encima de las máximas permitidas. Estos equipos poseen además la característica de poder dar una señal de alarma en un momento predeterminado para indicar, sin suspender el servicio al usuario, que la carga esta alcanzando niveles considerados peligrosos en por lo menos una de las fases. Esto a la vez se constituye en un método efectivo para efectuar Gerencia de Carga en los TDs.

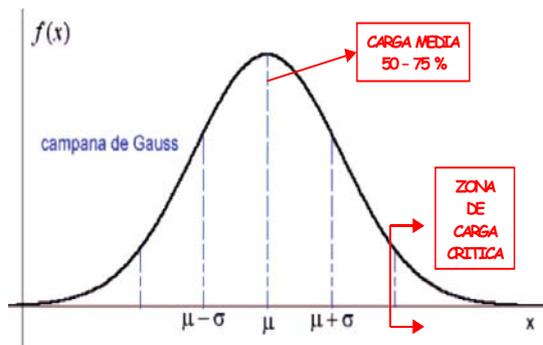


FIG 5
DISTRIBUCION DE CARGAS EN LA RED
CON DIMENSIONAMIENTO OPTIMO
ZONA CRITICA CON NECESIDAD DE
PROTECCION TERMICA ADECUADA

5.8 UNA APLICACIÓN PRACTICA DEL METODO PROPUESTO – EL CASO DE CFE EN MEXICO, DISTRITO DE VERACRUZ. La metodología de dimensionamiento aquí descrita fue propuesta a Directivos de la Comisión Federal de Electricidad CFE de México. Inmediatamente se propuso la ejecución de una red piloto en la Ciudad de Veracruz. Esta red urbana que puede observarse en la Fig 6 contaba con 39 TDs monofásicos convencionales (16 tipo pad-mounted y 23 tipo poste) cuya potencia media era de 43.1kVA.

Previo el estudio técnico-económico todos los transformadores fueron retirados de red y cambiados por transformadores del tipo autoprotegido de cerca de una tercera parte del tamaño original. La potencia media fue reducida a 16.8kVA. Esta red lleva 24 meses trabajando sin ninguna situación especial para reportar. Los principales logros de este proyecto están indicados

en la Tabla 1. La Tabla 2 muestra los transformadores que estaban instalados en la red antes y después del estudio de optimización.

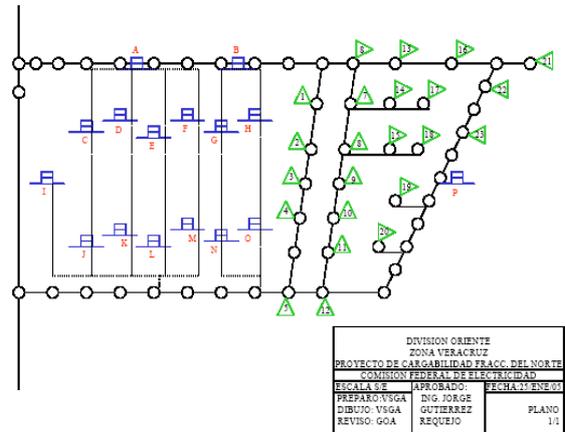


FIG 6
CFE VERACRUZ (MEXICO)
RED PILOTO UTILIZADA PARA
DIMENSIONAMIENTO CON Cm OPTIMO

TABLA 1
RESUMEN DEL PROYECTO PILOTO
EFECTUADO EN LA CIUDAD DE
VERACRUZ – MEXICO

1. RED	ANTIGUA	OPTIMIZADA
2. Cantidad TD	39	39
3. KVA medio	43.1	16.8
4. Total KVA	1,722.5	655
5. kwh/año	1,012,283	1,012,283
6. Fcme	15.2%	39%
7. Costo capitalizado	US\$65.8k	US\$34.4k
	equipos + pérdidas	
8. % Costo capitaliz.	100%	52.2%
9. Tipo TD	Convencional	CSP

NOTAS:

- A. Se dispuso de datos de energía facturada en el fraccionamiento en los últimos 28 meses.
- B. Costo capitalizado calculado para una vida útil de 15 años.
- C. El Fcme óptimo calculado del 75% indicaba que podría haberse reducido aun mucho más la capacidad instalada. Se quiso ser conservativo en esta primera etapa de optimización.
- D. Se asume un factor de crecimiento de demanda del 5% por año en los próximos 5 años.

5.9 OTRAS EXPERIENCIAS PILOTO. En Colombia las EEPPM han complementado su plan de reducción de pérdidas (ver 5.6.2) utilizando desde hace unos 5 años transformadores del tipo autoprotegido para reducir fuertemente los tamaños de sus TDs comprados. El autor desconoce un estudio de resultados económicos

pero sabe que esta EDE ha reportado casos de reducción de tamaños hasta de 2 terceras partes con éxito. Parece que esta fase de su proyecto no ha sido aprovechada en su totalidad.

TABLA 2
PROYECTO PILOTO CFE VERACRUZ
CAPACIDAD INSTALADA ANTES Y
DESPUES DEL ESTUDIO

IDENTIFICADOR	CAPACIDAD ACTUAL	CAPACIDAD OPTIMIZADA	IDENTIFICADOR	CAPACIDAD ACTUAL	CAPACIDAD OPTIMIZADA
1	37.5 KVA	15 KVA	A	50 KVA	25 KVA
2	25 KVA	10 KVA	B	50 KVA	25 KVA
3	25 KVA	10 KVA	C	75 KVA	25 KVA
4	37.5 KVA	15 KVA	D	75 KVA	25 KVA
5	25 KVA	10 KVA	E	75 KVA	25 KVA
6	25 KVA	10 KVA	F	75 KVA	25 KVA
7	25 KVA	10 KVA	G	75 KVA	25 KVA
8	10 KVA	10 KVA	H	75 KVA	25 KVA
9	10 KVA	10 KVA	I	50 KVA	25 KVA
10	25 KVA	10 KVA	J	75 KVA	25 KVA
11	15 KVA	10 KVA	K	75 KVA	25 KVA
12	25 KVA	10 KVA	L	75 KVA	25 KVA
13	25 KVA	10 KVA	M	75 KVA	25 KVA
14	25 KVA	10 KVA	N	75 KVA	25 KVA
15	25 KVA	10 KVA	O	75 KVA	25 KVA
16	37.5 KVA	15 KVA	P	50 KVA	25 KVA
17	25 KVA	10 KVA			
18	25 KVA	10 KVA			
19	37.5 KVA	15 KVA			
20	37.5 KVA	15 KVA			
21	25 KVA	10 KVA			
22	10 KVA	10 KVA			
23	25 KVA	10 KVA			

KVA PROM. POR TRANSF. SUBT. 68.75 KVA
KVA PROM. POR TRANSF. AEREO 25.32 KVA
KVA PROM. POR TRANSFORMADOR 49.14 KVA
KVA PROM. SUBT. OPTIMIZADA 25 KVA
KVA PROM. AEREO OPTIMIZADA 11.08 KVA
KVA PROM. OPTIMIZADA 16.79 KVA

CODENSA, la EDE de Bogota esta también entrando en la reduciendo sus tamaños a través de incrementar sus niveles de Cm y comenzó hace poco la utilización de transformadores del tipo auto-protégido.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Hay un altísimo grado de sub-utilización y una muy pobre explotación financiera del TD a pesar de ser el activo fijo más costoso de la red de Distribución.
- Se entregan bases para utilizar equipos mucho más pequeños mejorando la gestión de activos en red, la calidad del servicio a través de la Gerencia de la Carga y reduciendo considerablemente los costos operativos.
- Se recomienda analizar el efecto económico que esta disminución de tamaño en los TDs puede traer en una consecuente reducción de calibre de los cables en las acometidas.
- Los ensayos piloto utilizando el criterio del Fcme han arrojado reducciones importantes en capacidades instaladas especialmente en México donde se harán nuevas redes piloto y se esta ensayando esta metodología para dimensionar transformadores de nuevos fraccionamientos.
- La metodología permite reducir considerablemente los factores de kVA por usuario en nuevas instalaciones aprovechando las experiencias en instalaciones anteriores similares. Se recomienda que la EDE haga una verificación de los Fcme de manera rutinaria en instalaciones ya desarrolladas.
- La metodología permite desarrollar principios de Gerencia de Carga en las redes de distri-

succión a través del uso de señales de alarma en TDs autoprotégidos que indican geográficamente los puntos críticos de carga para la toma de acciones preventivas como balanceo de cargas y sustitución de equipos.

- También se incluyen principios de Gerencia de Activos en red al planear alcanzar la llegada a la carga óptima según el concepto de los 5 años. La incorporación de protección térmica evitará que se reduzca la vida útil normal estimada en 20.5 años para los TDs pero evitará el sobre-dimensionamiento del equipo HOY y su daño si llegara a experimentar un régimen crítico de carga. Recordar que en TDs, debido al carácter acumulativo de la pérdida de vida útil, años de subcarga permitirán agregar años de sobrecarga (esta vez controlada por la protección térmica tanto en su magnitud como en su duración para mantener una vida útil esperada).
- Se plantea la utilidad práctica de hacer lectura de la curva de carga real de los TDs y sus 2 ciclos equivalentes así como las implicaciones que tienen en las características y ensayos de los TDs a instalar. Se recomienda que la curva de carga que se tome como característica sea un promedio anual y no producto de lecturas esporádicas.
- Este trabajo lo hemos orientado hacia transformadores de Distribución debido al método que estamos explicando. No obstante, toda la aplicación puede hacerse en transformadores de potencia. El autor ha encontrado que los Fcme típicos para transformadores potencia son el doble de aquellos encontrados para transformadores de Distribución en la misma red. Esto debido a la relación en las capacidades instaladas.

7. BIBLIOGRAFIA

- IEEE Std C57.91, *Guide for loading mineral oil immersed transformers*, 1995(R2002)
- J.C. Martin, *Cálculo óptimo de transformadores*, Marcombo, Barcelona, 1978
- V. Gonzalez Aburto, *Nuevo diagrama del fraccionamiento Norte*, Power Point Presentation, CFE, Mexico, 2004
- O. Giraldo, *Getting the most of the Distribution Circuits*, Power Point Presentation, HJ International, USA, 2004
- Empresas Publicas de Medellín, Area de Ingeniería y gestión, *Selección de transformadores de Distribución de acuerdo a la cargabilidad*, Power Point Presentation, 2005