

Índices de confiabilidad de transformadores de distribución

Por: Carlos J. Zapata*
Dennis Y. Cataño** Héctor F. Suárez**

RESUMEN

Este artículo presenta los resultados de un estudio de confiabilidad de transformadores de distribución realizado en la ciudad de Pereira. Para los equipos de 13.2 kV urbanos monofásicos, 13.2 kV urbanos trifásicos, 13.2 kV rurales y 33 kV se identifican y clasifican las causas de las salidas y se calculan índices de confiabilidad estadísticos.

PALABRAS CLAVES

Confiabilidad, sistemas de distribución de energía eléctrica, transformadores de distribución.

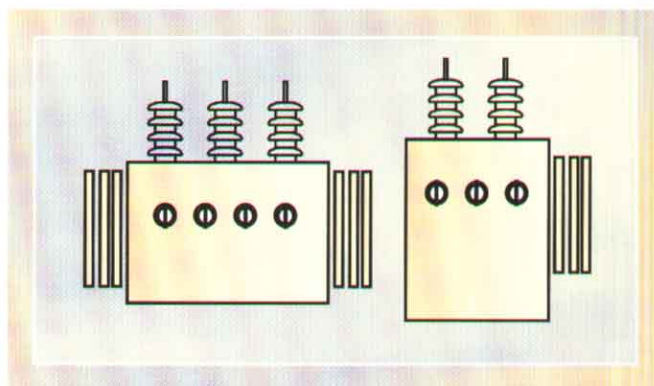


Fig. 1 Transformadores de distribución típicos

1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de cualquier sistema depende de la confiabilidad de sus componentes. Por lo tanto, cualquier estrategia global de mejora de la confiabilidad debe realizar un análisis de las causas de las salidas de los componentes y establecer índices de confiabilidad que midan el desempeño tanto de los componentes como del operador del sistema, para lo cual, se requiere la historia operativa de los componentes.

Por esto, en los países desarrollados se han realizado de largo tiempo atrás exámenes o "surveys" de confiabilidad de los componentes de los sistemas de potencia y existen entidades dedicadas a recolectar esta información en bases de datos [1].

Sin embargo, la información registrada en esos países no es aplicable en nuestro medio dadas las grandes diferencias que existen en los factores ambientales, especificación de equipos y prácticas operativas y de mantenimiento (O&M), lo cual justifica plenamente la ejecución de este tipo de estudios para el sector eléctrico colombiano.

2. POBLACIÓN EXAMINADA

El sistema de distribución de energía eléctrica que sirve a la ciudad de Pereira contaba con una población de 4.322 transformadores de distribución en el año 2003. La Fig. 1 presenta un esquema de los equipos típicos utilizados. Las tablas I, II y III muestran la clasificación de esta población.

TABLA I Clasificación General de Transformadores						
	13.2 kV			33 kV		
	Monofásico	Trifásico	Total	Monofásico	Trifásico	Total
Urbano	790	1428	2218	1	29	30
Rural	1360	705	2065	4	5	9
			4283			39

TABLA II Clasificación de Transformadores de 13.2 kV				
	kVA	Urbano	Rural	Total
Monofásico	5 – 15	66	468	534
	20 – 40	175	626	801
	50 – 75	549	266	815
Trifásico	30 – 112.5	777	667	1444
	125 – 225	574	37	611
	250 – 500	77	1	78
	Total	2218	2065	4283

TABLA III Clasificación de Transformadores de 33 kV				
	kVA	Urbano	Rural	Total
Monofásico	20 – 37.5	0	3	3
	50 – 75	1	1	2
Trifásico	30 – 112.5	0	1	1
	125 – 225	6	0	6
	250 – 500	8	2	10
	630 – 2000	15	2	17
	Total	30	9	39

El tamaño de esta población es variable dado que nuevos componentes son puestos en servicio para la expansión del sistema y otros son retirados debido a la desconexión total de usuarios.

Los componentes en sí mismos son cambiantes pues algunos son reemplazados debido a las fallas, obsolescencia, vandalismo, etc.

3. METODOLOGÍA

3.1 Recolección de información

Como información para la ejecución del estudio, se utilizaron los archivos operativos de la Empresa de Energía de Pereira (EEP), años 2000 a 2003, donde están registrados los eventos de salida y restauración que fueron atendidos en el sistema de distribución.

La EEP cuenta además con un archivo donde se registra para cada uno de los transformadores de distribución: código asignado, número de fases, capacidad, localización y usuarios conectados.

Una vez revisada la información se encontró lo siguiente:

- No se había registrado para todos los eventos atendidos el código del transformador involucrado, aunque cada equipo tiene una placa con el código asignado. Entonces, sólo se pudo identificar el número de fases y la capacidad en un alto porcentaje (90%) para los transformadores de 13.2 kV urbanos.
- Los transformadores con daños importantes se reparan mediante reemplazo. Salvo el diagnóstico inicial de la causa de la falla realizado en el sitio al atender el evento, no existen reportes de taller donde se precisen las causas de la falla.
- En el archivo de transformadores no se registra el serial del equipo ni su fecha de instalación, lo cual implica que equipos reparados en taller puedan regresar al sistema y al archivo de transformadores bajo un nuevo código.

Por lo tanto, no se conoce el estado de los equipos al momento registrarse en la base de datos (nuevo, reparado, etc), ni es posible determinar su edad. Tampoco es posible conocer la población de componentes en cada año. Esto limita la aplicación de estrategias de planeamiento para sistemas con componentes envejecidos [2] y conlleva a aproximaciones en el cálculo de algunos de los índices de confiabilidad.

3.2 Grupos de componentes

Dado el alto número de componentes de un sistema de distribución, interesa obtener índices de confiabilidad para grupos de componentes similares, no para cada componente. Además, el agrupamiento aumenta la cantidad de datos disponibles para el cálculo de las estadísticas. La Tabla IV presenta los grupos definidos en este estudio.

TABLA IV Grupos de Transformadores de Distribución	
Grupo	Número de componentes
13.2 kV urbano monofásico	790
13.2 kV urbano trifásico	1428
13.2 kV rural (monofásico y trifásico)	2065
33 kV (urbano y rural, monofásico y trifásico)	39
Total	4322

Los grupos de transformadores rurales de 13.2 kV y de transformadores de 33 kV no se desagregaron por número de fases dado el bajo porcentaje de eventos donde esta información pudo identificarse.

Debe aclararse que aunque se definan grupos de componentes similares, estos grupos no son homogéneos dadas las diferencias en capacidad, edad, fabricante, tecnología de fabricación, etc. que existen entre los componentes que lo conforman.

3.3 Clasificación de las salidas de un componente

Las salidas a que es sometido un componente se clasifican según su naturaleza en [1]:

- Planeadas: Mantenimiento preventivo, ampliación o mejoramiento del sistema, solicitud de entidad externa, etc. Estas salidas pueden tener gran contribución en la disponibilidad total de los componentes y se consideran determinísticas para el corto plazo (1-3 años).
- No planeadas: Fallas, accidentes, vandalismo, sabotaje, solicitud no planeada de entidad externa, etc. Son de naturaleza aleatoria.

3.4 Secuencia operativa de los componentes

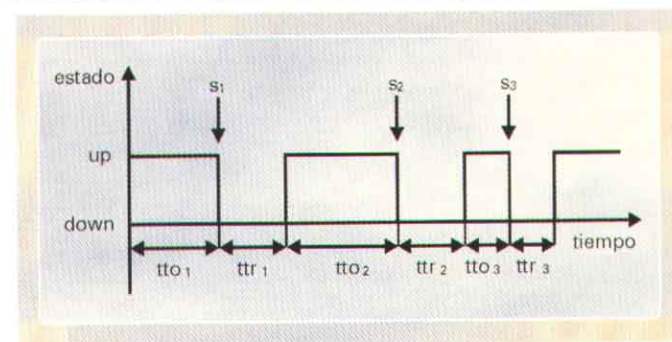


Fig. 2 Secuencia operativa de un componente

Un componente continuamente operado tiene una secuencia operativa de estados de disponibilidad (up) e indisponibilidad (down), como se muestra en la Fig. 2.

Cada salida (s_i) tiene un tiempo para salida (t_{to_i}) y un tiempo para restauración (t_{tr_i}), los cuales son independientes entre sí.

Los tto son determinísticos en el caso de salidas planeadas y aleatorios en el caso de salidas no planeadas. Los ttr son, en general, aleatorios puesto que dependen de factores como el tipo de acción ejecutada en la restauración, tipo de falla atendida, ubicación del componente atendido, recursos operativos, entrenamiento del personal, etc.

Cuando se observa durante un período de tiempo dado (T) la secuencia operativa de un grupo de componentes, las salidas y reparaciones de los componentes se traslapan entre sí dado que, mientras unos componentes están operando otros están fuera de servicio. Varias salidas pueden ocurrir en forma simultánea sin que necesariamente sean de modo común. Y, por lo general, se dispone de la secuencia operativa del grupo de componentes, no de la secuencia operativa de cada uno de ellos.

3.5 Índices de confiabilidad

TABLA V Índices de Confiabilidad	
Índice	Ecuación
Tasa de salidas	$\lambda_o = N / (x * T - \sum_{i=1}^N ttr_i)$ (1)
Tasa de fallas	$\lambda = N_f / (x * T - \sum_{i \in \text{falla}} ttr_i)$ (2)
Tiempo medio para salida	$MTTO = 1 / \lambda_o$ (3)
Tiempo medio para falla	$MTTF = 1 / \lambda$ (4)
Tiempo medio para restauración	$MTTRS = (\sum_{i=1}^N ttr_i) / N$ (5)
Tiempo medio para reparación	$MTTR = r = (\sum_{i \in \text{falla}} ttr_i) / N_f$ (6)
Tasa de restauración	$\mu_o = 1 / MTTRS$ (7)
Tasa de reparación	$\mu = 1 / r$ (8)
Disponibilidad operacional	$A_o = (1 - \sum_{i=1}^N ttr_i / (x * T)) * 100\%$ (9)
Indisponibilidad operacional anual	$U_o = (\sum_{i \in \text{falla}} ttr_i) / (x * T) * 8760$ (10)
Disponibilidad inherente	$A_i = (1 - \sum_{i=1}^{N_f} ttr_i / (x * T)) * 100\%$ (11)
Indisponibilidad inherente anual	$U_i = (\sum_{i \in \text{falla}} ttr_i) / (x * T) * 8760$ (12)
Nomenclatura: T: Tiempo de estudio o periodo de los registros N: Número total de salidas en el periodo T Nf: Número de fallas en el periodo T x: Número de componentes en un grupo	

La Tabla V presenta los índices de confiabilidad calculados los cuales corresponden a promedios estadísticos o "valores esperados" para un transformador de distribución típico que representa a un grupo de componentes dado. Otras ecuaciones pueden establecerse para el cálculo de estos índices.

Debe recordarse que el valor esperado de una variable aleatoria no es el valor con mayor probabilidad de ocurrir. Esto es importante tenerlo en cuenta si se utilizan valores esperados para los procesos de decisión.

Las tasas de salidas y de fallas son indicadores de la disponibilidad y la confiabilidad del componente, respectivamente. En sentido estricto, su cálculo debe incluir la variación anual en la cantidad de componentes x, como se explica en las Ref. [6, 7].

El MTTO es el tiempo esperado para que se produzca la salida de un transformador. El MTTF es el tiempo esperado para que se produzca la falla de un transformador, ó, también se puede interpretar como su "vida media". Sin embargo, la Ref. [3] explica cómo determinar esta vida media a partir de pruebas.

La disponibilidad operacional es el porcentaje de tiempo que un componente está en el estado disponible o la probabilidad de encontrarlo en este estado en algún tiempo en el futuro.

La disponibilidad inherente es el porcentaje de tiempo que el componente está en el estado "no fallado" o la probabilidad de encontrarlo en este estado en algún tiempo en el futuro.

Las indisponibilidades corresponden al valor esperado de horas por año en que el componente estará en el estado indisponible (U_o) o fallado (U_i).

Los parámetros λ y r se utilizan para definir los modelos de los componentes para estudios de confiabilidad a nivel de sistema mediante el proceso de Markov o la técnica simplificada de bloques de frecuencia y duración [9].

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que:

- ▶ Un componente tiene tasa de fallas constante únicamente en su período de vida útil. Si el componente está envejecido tiene tasa de fallas creciente.
- ▶ Una tasa de reparación constante implica que el rendimiento del proceso de reparación (personal, equipo, logística) no mejora ni desmejora con el tiempo. Esto debe verificarse para cada empresa distribuidora en particular.

La tasa de salidas y el tiempo medio de restauración se utilizan en forma similar a lo indicado para la tasa de fallas y el tiempo medio de reparación, pero se aplican en estudios de largo plazo a nivel de sistema donde se valora la disponibilidad operacional.

4. Resultados

TABLA VI
Clasificación de Salidas

		13.2 kV urbano monofásico		13.2 kV urbano trifásico		13.2 kV rural		33 kV	
1.	Salidas no planeadas	34	34.7%	241	30.6%	373	39.7%	1	14.3%
1.1	Fallas	31	31.63%	230	29.18%	368	39.14%	1	14.28%
1.1.1	Transformador quemado	16	16.32%	86	10.91%	202	21.48%	1	14.28%
1.1.2	Fuga de aceite	3	3.06%	44	5.58%	27	2.87%	0	0.00%
1.1.3	Bujes secundarios quemados o sueltos	9	9.18%	52	6.59%	93	9.89%	0	0.00%
1.1.4	Falla interna	2	2.04%	20	2.53%	27	2.87%	0	0.00%
1.1.5	Cortocircuito	1	1.02%	9	1.14%	9	0.95%	0	0.00%
1.1.6	Equipo chispeando	0	0.00%	19	2.41%	10	1.06%	0	0.00%
1.2	Otras salidas no planeadas	3	3.06%	11	1.39%	5	0.53%	0	0.00%
1.2.1	Accidentes de tránsito	1	1.02%	5	0.63%	5	0.53%	0	0.00%
1.2.2	Vandalismo	2	2.04%	6	0.76%	0	0.00%	0	0.00%
2.	Salidas planeadas	64	65.3%	547	69.4%	567	60.3%	6	85.7%
2.1	Mantenimiento preventivo	58	59.18%	522	66.24%	539	57.34%	4	57.14%
2.1.1	Ajuste de taps	13	13.26%	209	26.52%	42	4.46%	3	42.85%
2.1.2	Reemplazo de equipo	0	0.00%	7	0.88%	12	1.27%	0	0.00%
2.1.3	Poda de árboles	2	2.04%	8	1.01%	46	4.89%	0	0.00%
2.1.4	Organizar conexiones secundarias	26	26.54%	102	12.94%	370	39.36%	0	0.00%
2.1.5	Toma de medidas	15	15.30%	186	23.60%	58	6.17%	0	0.00%
2.1.6	Cambio de bujes	2	2.04%	0	0.00%	5	0.53%	0	0.00%
2.1.7	Otras	0	0.00%	10	1.26%	6	0.63%	1	14.28%
2.2	Expansión o mejoramiento del sistema	1	1.02%	3	0.38%	16	1.70%	0	0.00%
2.3	Solicitud de entidad externa	5	5.10%	22	2.79%	12	1.27%	2	28.57%
Total		98	100%	788	100%	940	100%	7	100%

Notas: 1. Eventos observados en un período de 4 años
2. Los porcentajes se miden con respecto al total de salidas de cada grupo
3. Las descripciones de las salidas corresponden a lo reportado por los operadores

TABLA VII
Índices de Confiabilidad de Transformadores de Distribución

		13.2 kV urbano monofásico	13.2 kV urbano trifásico	13.2 kV rural	33 kV
λ_o	Salidas/año	0.0310	0.1379	0.1137	0.0448
λ	Fallas/año	0.0098	0.0402	0.0445	0.0064
MTTO	Años/salida	32.2666	7.2533	8.7928	22.3005
MTTF	Años/falla	102.0050	24.8514	22.4608	156.1053
MTTRS	Horas/restauración	3.4034	3.2695	3.6574	3.8571
r	Horas/reparación	2.7930	3.3029	1.9636	13.2500
μ_o	Restauraciones/año	2573.9	2679.3	2395.1	2271.1
μ	Reparaciones/año	3136.4	2652.2	4460.5	661.1321
A_o	%	99.9988	99.9949	99.9953	99.9980
A_l	%	99.9997	99.9985	99.9990	99.9990
U_o	Horas/año	0.1055	0.4507	0.4159	0.1730
U_l	Horas/año	0.0274	0.1329	0.0874	0.0849

Nota: Los valores presentados se refieren a un transformador de distribución típico o promedio que representa al grupo de componentes indicado.

5. CONCLUSIONES

1. Para todos los grupos de transformadores se encontró que las salidas planeadas contribuyen con al menos el 60% del total de eventos de indisponibilidad.
2. El mantenimiento preventivo constituye la principal causa de salida planeada en todos los grupos de transformadores. Las principales actividades de mantenimiento preventivo son el ajuste de taps, arreglo de conexiones secundarias, toma de medidas y poda de árboles.
3. Las fallas constituyen la principal causa de salida no planeada en todos los grupos de transformadores. Las principales fallas son transformador quemado, bujes secundarios quemados o sueltos y fuga de aceite.
4. Los transformadores con menor tasa de fallas son los de 33 kV seguidos de los transformadores urbanos monofásicos de 13.2 kV. Los transformadores con peor tasa de fallas son los rurales de 13.2 kV seguidos de los urbanos trifásicos de 13.2 kV. Un comportamiento similar se encuentra con respecto a la tasa de salidas.
5. Los tiempos medios de restauración son similares en todos los grupos de transformadores, con un valor medio de 3.5 horas. El menor tiempo medio de reparación es de 2.0 horas. Además, el 99.84% de las salidas son "temporales" (> 5 min) [4].
6. Las disponibilidades operacionales e inherentes medias de los equipos tienen altos valores, lo cual se manifiesta en que los valores esperados de indisponibilidad operacional e inherente sean menores a media hora por año.
7. Para lograr un análisis detallado de las causas de las salidas y un mejor cálculo de los índices de confiabilidad es necesario mejorar el registro de la información operativa en las empresas distribuidoras de electricidad.
8. La validez de los índices de confiabilidad presentados depende del número de datos utilizados en su cálculo, por lo cual, para mejorarlos, se requiere un trabajo continuo de recolección de información para su actualización anual.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores manifiestan su agradecimiento a Fernando Valencia, Jefe de Planeamiento Operativo de la EEP, por suministrar la información para realizar este estudio. ⚡

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Cigre, Power System Reliability Analysis - Application Guide, Cigre, 1987.
- [2] Cigre, Ageing of the System - Impact on Planning, Cigre, 2000.
- [3] Cigre Working Group 12.09, "Lifetime Evaluation of Transformers", Electra No. 150, 1993.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Reglamento de Distribución", Resolución 098 de 1998. Disponible en <http://www.creg.gov.co>
- [5] P. S. Hale Jr. and R. G. Arno, "Survey of reliability and availability information for power distribution, power generation and HVAC components for commercial, industrial and utility installations", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 37, pp. 191-196, Feb. 2001.
- [6] V. I. Kogan, C. J. Roeger and D. E. Tipton, "Substation distribution transformers failures and spares", IEEE Trans. Power Systems, vol. 11, pp. 1905-1912, Nov. 1996.
- [7] V. I. Kogan, J. A. Fleeman, J. H. Provanzana and C. H. Shih, "Failure analysis of EHV transformers", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, pp. 672-683, Apr. 1988.
- [8] W. Li, E. Vaahedi, Y. Mansour, "Determining number and timing of substation spare transformers using a probabilistic cost analysis approach", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 14, pp. 934-939, Jul. 1999.
- [9] R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press, 1996.
- [10] D. Y. Cataño, H. F. Suárez, "Análisis de confiabilidad de transformadores de distribución en la ciudad de Pereira", Universidad Tecnológica de Pereira, 2004.

8. BIOGRAFÍAS

*Carlos J. Zapata es Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira (1991) y Magister en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Los Andes (1996). Durante 11 años laboró para Consultoría Colombiana S. A. donde participó en 41 proyectos de ingeniería, de los cuales fue director en 15. En el año 2001 se vinculó a la Universidad Tecnológica de Pereira. Es miembro de IEEE y CIGRE. czapata@utp.edu.co

** Dennis Y. Cataño y Héctor F. Suárez son Ingenieros Electricistas de la Universidad Tecnológica de Pereira (2004). Durante el año 2003 participaron en el proyecto de investigación "Estudio de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional" auspiciado por el Centro de Investigaciones y Extensión de la Universidad Tecnológica de Pereira.