



Evaluación probabilística de las pérdidas de transformadores de distribución considerando asimetrías y desviaciones de tensión

Probabilistic evaluation of distribution transformers losses with unbalanced and deviated voltages

Alvinn- Ruíz Pérez
Julio Rafael- Gómez Sarduy
Percy Rafael - Viego Felipe

Recibido: Febrero del 2012
Aprobado: Septiembre del 2012

Resumen/ Abstract

En este trabajo se aborda la temática del cálculo de las pérdidas de transformación. El método propuesto toma en consideración la variabilidad y asimetría de la carga, así como la presencia de problemas de calidad de la energía como el desbalance y las variaciones de la tensión de alimentación. La metodología se aplica a una subestación de distribución primaria considerando una curva probabilística de carga a partir de las mediciones tomadas durante un año. Primero se obtuvieron los datos de carga mediante descarga del interruptor totalizador de la subestación para construir once perfiles de carga que contribuyen a las pérdidas con determinada probabilidad. Se obtienen las pérdidas más probables de la subestación de distribución en 24 horas. El caso de estudio es la subestación de Arimao del municipio Cumanayagua. El método puede ser generalizado a transformadores trifásicos de fuerza instalados en la industria donde se quiera conocer su comportamiento energético.

Palabras clave: calidad de la energía, gráfico de carga, pérdidas en transformadores, subestaciones de distribución.

In this paper the calculation of the transformation losses is discussed. The proposed method takes the variability and asymmetry of the load, as well as the presence of problems of energy quality like the unbalance and the voltages variations. The methodology applies to a primary distribution substation considering a probabilistic load curve to depart of measurements taken during a year. First the data got from intervening load measurement at the totalizing switch of the substation to construct eleven load profiles that they contribute to losses with determined probability. They get the more probable losses from the substation in 24 hours. The study case is Arimao's substation in Cumanayagua city. The method can be generalized to three-phase transformers installed at the industry where it be wanted to know its energetic behavior.

Key words: energy quality, load curve, transformers losses, distribution substation.

INTRODUCCIÓN

El cálculo de las pérdidas de transformación en las subestaciones de distribución es un tema de gran importancia para los especialistas que trabajan en el campo de la distribución de energía eléctrica. Uno de los indicadores fundamentales para evaluar el desempeño de una empresa distribuidora es

precisamente el nivel de pérdidas de energía que ocurren en sus redes. Estas se dividen en pérdidas técnicas y pérdidas comerciales. Las primeras son las que ocurren como consecuencia del funcionamiento de los diferentes elementos que intervienen en la distribución, como las líneas, transformadores y demás equipos. Estas pérdidas son aquella parte de la energía entregada que se disipa en calor y no es consumida por los usuarios. Las pérdidas comerciales son aquella porción de energía entregada que consumen los usuarios y no se factura por diversas causas. Estas no serán motivo de análisis en el presente trabajo.

Para la evaluación de las pérdidas de origen técnico, estas suelen dividirse según las partidas mostradas en la primera columna de la tabla 1. En esta tabla se muestran los valores de pérdidas de energía eléctrica del municipio Cumanayagua, correspondientes a un mes determinado. En la tabla 2, se desglosan las pérdidas en técnicas y comerciales.

Pérdidas por nivel de tensión	kW	MWh/año	MWh/mes
Distribución 4.16 kV	0.22	0.87	0.07
Distribución 13.8 kV	286.77	1309.62	109.14
Secundarios	66.61	202.50	16.87
Transformadores de distribución	183.32	1320.47	110.04
Acometidas	37.79	107.71	8.98
Contadores	32.79	287.22	23.93
Líneas de 33 kV	90.48	361.92	30.16
Transformadores de subestaciones de distribución primaria 33/4.16 kV y 33/13.8 kV	112.23	692.08	57.67
Total Municipio	810.20	4282.38	356.86

Desglose de las pérdidas	Total de pérdidas	% de la energía total entregada
Técnicas	356.86 MWh/mes	5.86
Comerciales	52.93 MWh/mes	0.87
Totales	409.79 MWh/mes	6.73

Puede observarse que los mayores niveles de pérdidas están en los transformadores de distribución, seguidos por los alimentadores primarios y, en tercer lugar, los transformadores de subestaciones de distribución primaria 33/4.16 kV y 33/13.8 kV. Existe un método de cálculos rápidos empleado para obtener los resultados mostrados en la tabla 1, que es muy útil a la hora de mostrar rápidamente un valor para ver el nivel global que ocupan las pérdidas técnicas dentro de las totales; y para diferenciar el comportamiento de los diferentes niveles de tensión. Sin embargo, en este se trabaja con los valores medios de la demanda total del municipio y no permite evaluar el comportamiento de los transformadores ante las variaciones y asimetrías de carga diarias. Tampoco es adecuado ante problemas de calidad de la energía eléctrica, como lo es la variación y asimetría de la tensión de alimentación, que inciden en el valor de las pérdidas de núcleo del transformador. Por otro lado, tampoco se usa el gráfico de carga más probable a ocurrir en el periodo de tiempo analizado, opción esta que se puede llevar a cabo, ya que los interruptores colocados en las subestaciones de distribución almacenan los datos de carga, tensión y energía por un largo periodo de tiempo. También, para realizar cálculos comparativos de pérdidas entre varios tipos de transformadores o análisis de optimización para obtener la variante más ventajosa, es necesario

analizar un intervalo de tiempo prolongado con el objetivo de evaluar el comportamiento más probable de la carga y la tensión de alimentación. Hoy en día con los escasos recursos disponibles, los altos costos de los combustibles fósiles y el negativo impacto ambiental de los mismos, se hace imprescindible que los sistemas de distribución de energía eléctrica operen con la mayor eficiencia posible. En este trabajo, como objetivo, se propone un método de cálculo de las pérdidas de energía en transformadores trifásicos usados en la distribución, considerando la curva de carga más probable en 24 horas, durante todo un año, teniendo en cuenta el desbalance de cargas en cada fase del transformador, así como la variación de tensión, el desbalance de las tensiones de alimentación y su influencia en las pérdidas de núcleo.

MATERIALES Y MÉTODOS

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

La temática de cálculo de las pérdidas en los transformadores es ampliamente tratada en la bibliografía acerca de estas máquinas eléctricas [1-7]. Estas pérdidas se clasifican en pérdidas de vacío o de núcleo y pérdidas de cobre o con carga. Las primeras ocurren debido a la circulación de corrientes parásitas y al fenómeno de histéresis, ambas producidas en el núcleo magnético. Estas pérdidas de vacío dependen fundamentalmente de la frecuencia y la tensión de alimentación aplicada y varían levemente con el estado de carga. Sin embargo, pueden tener una variación apreciable con las fluctuaciones de tensión del sistema respecto al valor nominal de prueba del transformador (pérdidas de núcleo nominales). A diferencia de anteriores trabajos, en éste no se consideran constantes las pérdidas de núcleo. Las pérdidas de cobre ocurren fundamentalmente por desprendimiento de calor en la resistencia de los devanados al circular por ellos la corriente de carga del transformador, por la inducción del flujo disperso así como corrientes parásitas en los devanados. Estas pérdidas se consideran proporcionales al cuadrado del coeficiente de carga del transformador.

El transformador trifásico resulta muy simétrico entre sus tres fases, por lo que se puede considerar que cada una aporta la tercera parte de las pérdidas totales de núcleo y de cobre obtenidas en los ensayos de vacío y cortocircuito, respectivamente. Sí hay que señalar que la fase central del transformador (más comúnmente llamada fase B) posee menor reluctancia y menor masa en su circuito magnético con respecto a las otras dos y por tanto aporta menos pérdidas de vacío al total de éstas. Ahora bien, a los efectos prácticos, como no hay datos para separar estos valores, se considerarán las tres iguales.

Como se conoce, la variación de las pérdidas de núcleo es proporcional al cuadrado de la variación de tensión y puede expresarse en la ecuación (1):

$$P_{freal} = P_{fen} \cdot \left(\frac{V_{med}}{V_n} \right)^2 \quad (1)$$

Donde: P_{freal} son las pérdidas de núcleo reales, en kW; V_{med} es la tensión medida de fase, en V; V_n es la tensión de fase nominal por el lado de medición de V_{med} , en V y P_{fen} son las pérdidas de núcleo nominales, en kW.

Si se tienen mediciones de las tres fases, se busca un coeficiente de tensión (K_{fe}) para cada fase como sigue en las ecuaciones (2, 3 y 4).

$$K_{fea} = \frac{V_{ab}}{V_{abn}} \quad (2)$$

$$K_{feb} = \frac{V_{bc}}{V_{bcn}} \quad (3)$$

$$K_{fec} = \frac{V_{ca}}{V_{can}} \quad (4)$$

Donde: K_{fea} , K_{feb} y K_{fec} son los coeficientes de tensión de las fases a, b, c, respectivamente.

Si se multiplica este coeficiente elevado al cuadrado, por un tercio de las pérdidas de núcleo, se obtienen las pérdidas de núcleo para cada fase y si se suman, se tendrán las pérdidas totales reales de núcleo, de acuerdo con las tensiones de alimentación medidas en las tres fases, o sea:

$$P_{fet} = \left[(K_{fea})^2 + (K_{feb})^2 + (K_{fec})^2 \right] \cdot \frac{P_{fen}}{3} \quad (5)$$

Donde: P_{fet} son las pérdidas de núcleo reales totales, en kW.

El coeficiente de carga de cada fase se calcula como sigue(6,7,8):

$$K_{ca} = \frac{I_a}{I_n} \quad (6)$$

$$K_{cb} = \frac{I_b}{I_n} \quad (7)$$

$$K_{cc} = \frac{I_c}{I_n} \quad (8)$$

Donde: K_{ca} , K_{cb} y K_{cc} son los coeficientes de carga de las fases a, b y c, respectivamente; I_a , I_b e I_c son las corrientes medidas en cada fase, en A; I_n es la corriente nominal del transformador por el lado de medición de las corrientes I_a , I_b e I_c en A.

Las pérdidas de cobre totales serán la suma de las pérdidas de las tres fases:

$$P_{cut} = P_{cua} + P_{cub} + P_{cuc} = \left[(K_{ca})^2 + (K_{cb})^2 + (K_{cc})^2 \right] \cdot \frac{P_{cun}}{3} \quad (9)$$

Donde: P_{cut} son las pérdidas de cobre totales, en kW, P_{cua} , P_{cub} y P_{cuc} son las pérdidas de cobre de las fases a, b y c respectivamente, en kW y P_{cun} son las pérdidas de cobre nominales, en kW.

Las pérdidas totales del transformador serán:

$$P_{total} = P_{cut} + P_{fet} \quad (10)$$

Donde: P_{total} son las pérdidas totales, en kW

ANÁLISIS PROBABILÍSTICOS DE LOS DATOS APORTADOS POR LOS INTERRUPTORES

Como caso de estudio se escogió la subestación de distribución Arimao del Municipio Cumanayagua, provincia Cienfuegos, la cual posee un transformador de 1600 kVA, 33/13.8 kV con un interruptor

totalizador por el lado de 33 kV. La subestación posee dos grupos generadores de 1150 kVA por el lado de baja, pero están fuera de servicio por roturas prolongadas; y también dos interruptores que alimentan los dos circuitos de distribución que parten de la misma. Los datos aportados por el interruptor de 33 kV se obtuvieron hasta para un año completo de servicio de la subestación. Según [4], estos datos pueden ser sometidos a análisis probabilísticos y así obtener una curva de carga más probable en 24 horas, haciendo uso de una distribución Gaussiana, como en [4-6].

Se puede pensar en procesar los 365 datos de corriente de fase a cada hora, por ejemplo, y obtener un valor medio con una desviación estándar; y luego repetir el proceso hasta obtener los valores más probables de cada hora. Asumiendo que las corrientes varían aleatoriamente y que se ajustan a una distribución normal, se determinan los parámetros de la distribución, o sea, valor medio y desviación estándar, los cuales son 10.62 A y 2.66 A respectivamente para la fase a (figura 1).

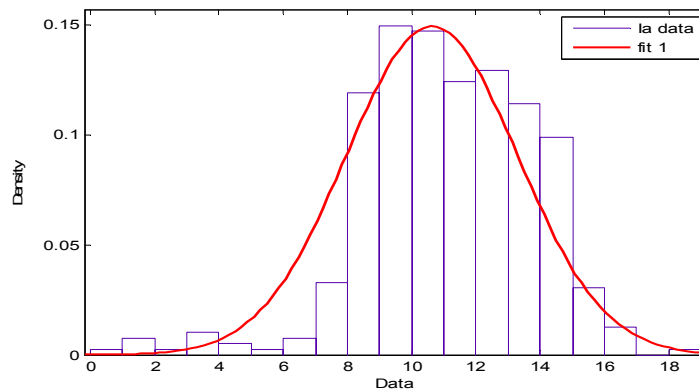


Fig.1. Análisis de distribución normal de los 365 valores de la corriente de fase.

Si se le aplica este análisis a todas las variables de tensión, corriente y potencia activa para cada hora, se obtiene un valor medio μ y una desviación estándar σ para cada variable a cada hora. Aplicando el procedimiento descrito en [5] se calculan las pérdidas de energía en el transformador de la subestación de Arimao. Este método se basa en desarrollar 11 perfiles de cada variable y se calcula el efecto de cada uno de acuerdo con su nivel de influencia, según una Distribución Gaussiana. Por ejemplo, la corriente de fase a (I_a) en un intervalo de tiempo t se puede calcular con la siguiente expresión:

$$I_a(t) = I_{a\mu}(t) + g \cdot I_{a\sigma}(t) \quad (11)$$

Donde: $I_a(t)$ es el valor de la corriente de fase a, en la hora t de acuerdo a la distribución normal, en A; g es un parámetro de Distribución Gaussiana de acuerdo con la tabla 3, $I_{a\mu}(t)$ es el valor medio de la corriente I_a en la hora t , en A; $I_{a\sigma}(t)$ es el valor de desviación estándar de la corriente I_a , en la hora t , en A.

Tabla 3. Parámetros de Distribución Gaussiana.		
Rango representativo (%)	Probabilidad (pf) (%)	g
0-15	5	-1.96
5-15	10	-1.28
15-25	10	-0.84
25-35	10	-0.525
35-45	10	-0.255

45-55	10	0
55-65	10	0.255
65-75	10	0.525
75-85	10	0.84
85-95	10	1.28
95-100	5	1.96

Como existen 11 valores de g , se obtienen 11 valores de I_a para cada hora; y se tendrán 11 valores de pérdidas de cobre en la fase en la misma hora, cada uno con un % de participación hacia el valor total de pérdidas de dicha fase a. La ecuación (11) se le aplica a todas las variables de tensión y corriente y se obtiene un ajuste de 11 curvas de corriente y tensiones que poseen una probabilidad entre el 2.5 y el 97.5% desde la curva inferior hasta la superior, como se muestra en la figura 2.

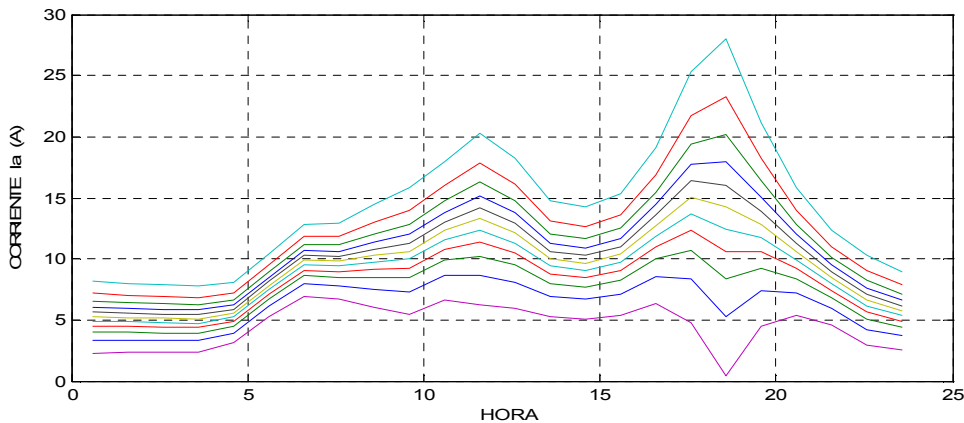


Fig.2. Ajuste de curvas para la corriente de fase a.

Las ecuaciones (9), (11), y (12-19), se pueden aplicar a estos 11 perfiles. Nótese que en la tabla 3, hay 9 perfiles con un factor de participación (pf) de 10 % y dos perfiles con un factor pf de 5 %. Entonces, las pérdidas totales de cobre y de núcleo se pueden calcular con las siguientes ecuaciones:

$$P_{feat} = \frac{P_{fen}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{V_{ab\mu}(t) + g(i) \cdot V_{ab\sigma}(t)}{V_n} \right] \quad (12)$$

$$P_{febt} = \frac{P_{fen}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{V_{bc\mu}(t) + g(i) \cdot V_{bc\sigma}(t)}{V_n} \right] \quad (13)$$

$$P_{fect} = \frac{P_{fen}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{V_{ca\mu}(t) + g(i) \cdot V_{ca\sigma}(t)}{V_n} \right] \quad (14)$$

$$P_{fet} = P_{feat} + P_{febt} + P_{fect} \quad (15)$$

$$P_{cuat} = \frac{P_{cum}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{I_{a\mu}(t) + g(i) \cdot I_{a\sigma}(t)}{I_n} \right] \quad (16)$$

$$P_{cubt} = \frac{P_{cun}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{I_{b\mu}(t) + g(i) \cdot I_{b\sigma}(t)}{I_n} \right] \quad (17)$$

$$P_{cuct} = \frac{P_{cun}}{3} \cdot \sum_{i=1}^{11} pf(i) \cdot \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{I_{c\mu}(t) + g(i) \cdot I_{c\sigma}(t)}{I_n} \right] \quad (18)$$

$$P_{cut} = P_{cuat} + P_{cubt} + P_{cuct} \quad (19)$$

Donde: P_{feat} , P_{febt} y P_{fect} son las pérdidas de núcleo de las fases a, b y c, respectivamente, en kW; P_{cuat} , P_{cubt} y P_{cuct} son las pérdidas de cobre en las fases a, b y c, respectivamente, en kW y P_{cut} y P_{fet} son las pérdidas totales de cobre y de núcleo, respectivamente, en kW.

RESULTADOS Y DISCUSIONES

CASO DE ESTUDIO

El transformador instalado en la subestación de Arimao es de 1600 kVA 33/13.8 kV. Se hace una comparación entre dos variantes de transformadores de diferentes capacidades, una de las cuales es el instalado. El método descrito se desarrolló en una hoja de Excel y en Matlab, de donde se obtienen los resultados de pérdidas totales de energía en 24 horas, mostrados en la tabla 4.

Tabla 4. Resultados obtenidos con el método propuesto.			
Parámetros fundamentales	Transformador instalado	Otra variante	Ahorro
Potencia nominal (kVA)	1600	2000	-
Tensión nominal (V)	33000	33000	-
Corriente nominal (A)	28	35	-
Pérdidas de núcleo nominales (kW)	3.17	3.23	-
Pérdidas de cobre nominales (kW)	16.8	16.8	-
Pérdidas de núcleo calculadas (kWh)	78.73	80.32	-1.59
Pérdidas de cobre calculadas (kWh)	56.80	36.83	19.97
Pérdidas totales calculadas (kWh)	135.54	117.06	18.48

Es necesario señalar que si las pérdidas de núcleo fueran consideradas constantes para el transformador de 1600 kVA estas tendrían un valor calculado de $P_{fe24hc} = 76.08$ kWh/día. La diferencia con el valor real calculado es de 2.65 kWh/día y aunque parezca pequeña comparada con el total, es la mitad de la energía que puede consumir una vivienda típica en nuestro país durante todo un día. El ahorro mensual total que puede obtenerse asciende a $18.48 \times 30 = 0.554$ MWh/mes. En el Municipio Cumanayagua existen 18 subestaciones y si se supone que en cada una se puede tener el mismo ahorro, el total de éste ascenderá a $18 \times 0.554 = 9.972$ MWh/mes. Si este valor se le resta al total de pérdidas mostradas en la tabla 1, que es de 57.67 MWh/mes, las mismas pueden reducirse a 47.67 MWh/mes.

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un método de cálculo de pérdidas en transformadores trifásicos usados en la distribución que tiene en cuenta la variación y asimetría de la carga durante las 24 horas del día y durante un período de tiempo más prolongado así como problemas de calidad de la energía como las variaciones y asimetrías de tensión de alimentación.

El método se aplicó a una subestación de distribución primaria donde se obtuvieron los resultados correspondientes a pérdidas de núcleo, de cobre y totales (tabla 4). Las pérdidas de núcleo calculadas considerando la variación de la tensión de alimentación, han arrojado un valor en 2,65 kWh/día superior al valor calculado considerándolas constantes. Aunque este valor no es grande, demuestra que la tensión de alimentación tiene un valor predominante por encima del valor nominal del transformador, siendo necesario tenerlo en cuenta para un resultado más preciso.

Las pérdidas de núcleo han sido planteadas como constantes por la inmensa mayoría de autores que se han dedicado al cálculo de las pérdidas de transformación [1-7]. En este trabajo a diferencia de ello, estas pérdidas no solo se han considerado variables sino que se han sometido al mismo análisis de distribución normal [4-5], que las pérdidas de cobre, arrojando resultados confiables como en la tabla 4. El método se aplicó para comparar dos variantes y seleccionar la más ventajosa en cuanto a reducción de pérdidas de energía. En la tabla 4 pueden verse los resultados con cada variante de transformador donde a pesar de que el de 2000 kVA es de mayor capacidad, brinda un valor de pérdidas totales de 18.48 kWh/día menos que la variante de 1600 kVA. Esto hace que pueda ser generalizado a otras subestaciones de distribución primaria o transformadores de fuerza trifásicos instalados en la industria, donde se quiera elegir la opción más eficiente.

RECONOCIMIENTOS

Agradecimientos a la Dirección de la OBE provincial de Cienfuegos que ha hecho posible la realización de este estudio bajo el auspicio de un proyecto territorial CITMA.

REFERENCIAS

- [1]. Fitzgerald, A. E., *et al.* "Electric Machinery". 6th ed. New York: McGraw-Hill. p.57-111, 681p., ISBN: 0-07-112193-5.
- [2]. Winders, J. J., "Power Transformers Principles and Applications". New York: Marcel Dekker, Inc. p., p. 81-128, 286p., ISBN: 0-8247-0766-4.
- [3]. Olivares, Juan C., *et al.*, "Reducing Losses in Distribution Transformers". IEEE Transactions on Power Delivery. 2003, vol. 18, n. 3, p.821-826. ISSN: 0885-8977.
- [4]. Galindo, Adriano, *et al.*, "Distribution Transformer Losses Evaluation: A New Analytical Methodology and Artificial Neural Network Approach". IEEE Transactions on Power Systems. 2009, vol. 24, n. 2, p. 705-712. ISSN: 0885-8950.
- [5]. Jardini, José A., *et al.*, "Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers". IEEE Transactions on Power Delivery. 2000, vol. 15, n. 1, p. 375-380. ISSN: 0885-8977.
- [6]. Jardini, José A., *et al.*, "Distribution Transformer Loss of Life Evaluation: A Novel Approach Based on Daily Load Profiles". IEEE Transactions on Power Delivery. 2000, vol. 15, n. 1, p. 361-366. ISSN: 0885-8977.
- [7]. Sayyed Mohammad Bagher Sadati, *et al.*, "Evaluation of Distribution Transformer Losses and Remaining Life considering Network Harmonic, Based on Analytical and Simulation Methods". Australian Journal of Basic and Applied Sciences. 2010, vol. 4, n.(10): 291-5299, ISSN 1991-8178.

AUTORES

Alvinn Ruíz Pérez

Ingeniero Electricista, Máster en Eficiencia Energética, Empresa Eléctrica Cienfuegos, UBEM Cumanayagua, Cienfuegos, Cuba.
e-mail: alvinn@elecfcg.une.cu

Julio Rafael Gómez Sarduy

Ingeniero Electricista, Doctor, Profesor Auxiliar, del Centro de Estudios de Energía y medio Ambiente, CEEMA., Universidad “Carlos Rafael Rodríguez”, Cienfuegos, Cuba.
e-mail: jgomez@ucf.edu.cu

Percy Rafael Viego Felipe

Ingeniero Electricista ,Doctor,Profesor Titular, Centro de Estudios de Energía y medio Ambiente, CEEMA.,Universidad “Carlos Rafael Rodríguez”, Cienfuegos, Cuba.
e-mail: pviego@ucf.edu.cu