

Obtención de Curvas de Carga de Transformadores de Distribución mediante la Facturación: Estudio de Caso*

Obtaining Load Curves of Distribution Transformers by Customers' Billings: Case Study

Artículo de Investigación Científica - Fecha de Recepción: 11 de junio de 2014 - Fecha de Aceptación: 26 de septiembre de 2014

Eduardo Sierra Gil

Doctor en Ciencias Técnicas, Departamento de Ingeniería Eléctrica,
Universidad de Camagüey "Ignacio Agramonte y Loynaz". Camagüey (Cuba). eduardo.sierra@reduc.edu.cu

Alfredo Basulto Espinosa

Ingeniero Electricista, Dirección Técnica, Empresa Eléctrica Provincial. Camagüey (Cuba). basulto@eleccmg.une.cu

Manuel Rodríguez Medina

Ingeniero Electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica,
Universidad de Camagüey "Ignacio Agramonte y Loynaz". Camagüey (Cuba). manuel.rodriguez@reduc.edu.cu

Para citar este artículo / To reference this article:

E. Sierra, A. Basulto and M. Rodríguez, "Obtención de Curvas de Carga de Transformadores de Distribución mediante la Facturación: Estudio de Caso," *INGE CUC*, vol. 10, no. 2, pp. 27–35, 2014.

Resumen: Este trabajo se realiza a partir de una solicitud de la Empresa Eléctrica Municipal de Camagüey y tiene como objetivos caracterizar a los clientes del sistema de distribución del municipio y evaluar un método para la obtención de las curvas de carga de los transformadores de distribución a partir de los clientes asociados al mismo, mediante técnicas estadísticas, comparando la curva obtenida a través del método propuesto con mediciones realizadas a una muestra seleccionada de transformadores. En el artículo se presentan los resultados de la comparación de las medias y las desviaciones estándar, demostrándose que no existen diferencias significativas entre las curvas obtenidas por agregación de curvas de clientes y la curva obtenida por medición.

Palabras clave: curvas de carga, facturación de energía, redes de distribución, transformadores de distribución, demanda eléctrica.

Abstract: This work comes about as a request from the Electric Company of the Municipality of Camagüey in order to characterize the clients of the Municipality's distribution system and to evaluate a method to obtain the load curves of the distribution transformers starting with the clients associated to them. To do so, statistical techniques were used to compare the curve obtained through the method proposed and the measurements taken from a selected sample of transformers. The results of mean values and standard deviations are presented, demonstrating, thus, that there are not any significant differences among the load curves obtained by the aggregation of clients' load curves and the ones obtained by mensuration.

Keywords: Load curves, Electric bill, Distribution network, Distribution transformers, Electric energy demand.

* Artículo derivado del Proyecto de Investigación titulado "Sistema Integrado de Gestión de Redes Eléctricas", Grupo Multidisciplinario de Energía, Universidad de Camagüey "Ignacio Agramonte y Loynaz". Camagüey (Cuba). Fecha de Inicio: febrero 2012- Fecha de Finalización: febrero 2016.

I. INTRODUCCIÓN

El término “carga” se refiere a la demanda eléctrica de un equipo que es conectado al sistema eléctrico para cumplir con su objetivo.

Una de las variables más difíciles de definir a la hora de llevar a cabo cualquier estudio en las redes de distribución es, sin dudas, el comportamiento de las cargas; por ejemplo, las del sector residencial se componen de elementos de consumos moderados o reducidos (equipos electrónicos, iluminación eficiente, etc.) y de equipos con demandas elevadas, como los de calor, empleados en la elaboración de los alimentos; estos últimos son los que lógicamente tienen mayor influencia en el gráfico de carga.

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica presenta parámetros característicos que son necesarios determinar y especificar para el diseño, el cálculo y control de los sistemas eléctricos de distribución [1].

Ante la imposibilidad de poder realizar mediciones en cada nodo de una red de distribución primaria, para caracterizar las cargas que esta alimenta, durante el análisis de estas redes se han desarrollado diferentes métodos de modelación para acercarse lo más posible a sus valores reales, por ser la carga el elemento más influyente en los resultados de un estudio en estos circuitos. Los métodos desarrollados se basan por lo general en la determinación del comportamiento característico de grupos de consumidores clasificándolos en estratos y a partir de la suma de las curvas de carga de los clientes asociados a un transformador de distribución obtener la característica de la carga en el nodo de la red primaria [2]. Un enfoque de este tipo se presenta en [3] a través de un estudio del comportamiento de consumidores residenciales, industriales y comerciales mediante mediciones de campo y una metodología para la agregación de las curvas de carga para determinar la carga esperada en una parte de la red de distribución. Un análisis similar se presenta en [4], específicamente para consumidores industriales, donde además se utilizan métodos estadísticos para determinar las variaciones de los parámetros de las curvas de carga diarias y mensuales con las estaciones.

Otro enfoque utilizado es considerar que las cargas residenciales pueden ser compuestas a partir de cada aparato posible y relevante, demanda respectiva de potencia, frecuencia de uso y el tiempo de operación, como una correlación potencial de aparatos a través de una serie temporal probabilística sintética [5]. La utilización de inteligencia artificial también ha sido tratada como herramienta para la estratificación de las curvas de carga mediante técnicas de clúster difusos (Fuzzy K-Means) [6]. Sin embargo, todos estos métodos solo permiten establecer una curva típica, gene-

ralmente en por unidad, por tipo de cliente. Para determinar la curva de carga del transformador de distribución no solo es necesario conocer la curva característica de cada tipo de cliente sino también el número de clientes de cada estrato asociados a él y sus demandas máximas.

Este trabajo pretende, a partir de curvas de carga obtenidas mediante estudios realizados a nivel nacional por el Centro de Estudios Electroenergéticos de la Universidad Central de las Villas y la Unión Eléctrica de Cuba y que conforman la biblioteca del Programa para el estudio de las redes de distribución primarias RADIAL y utilizando los datos de la facturación de cada cliente, obtener la curva de carga diaria de un transformador o banco de transformadores de distribución y comparar los resultados con mediciones obtenidas de los bancos de transformadores seleccionados para el estudio.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

A. Caracterización de los clientes del sistema de distribución de la OBE municipal de Camagüey

Un primer paso para la construcción de las curvas de carga diaria de transformadores de distribución es la clasificación de los usuarios y la asignación de curvas características en función del tipo de cliente. Los clientes se clasifican, en la base de datos del Sistema de Gestión Comercial utilizado en las Empresas Eléctricas Cubanas (SIGECO), según su codel (código eléctrico), el cual se muestra en la tabla I [7].

TABLA I. CÓDIGO PARA LA CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES SEGÚN EL SIGECO. [PROGRAMA INFORMÁTICO SIGECO]

CODEL	Clasificación
1	Residencial
2	No residencial Privado
3	Industrial Privado
4	Agropecuario Privado
5	Comercial y de Servicio Social-Estatal
6	Industrial Estatal
7	Agropecuario Estatal
8	Alumbrado Publico
9	Residencial MLC
10	No residencial MLC
11	De ellos: Mayores de 50 KW diarios

Fuente: Autores.

Para la caracterización de los clientes se propusieron un grupo de curvas típicas, correspondientes a la biblioteca virtual de curvas del RADIAL, a la que se le agregaron algunas curvas típicas de otras provincias, que como se mencionó anteriormente fueron obtenidas mediante estudios a nivel nacional y están incorporadas en el Sistema de Gestión de la Distribución (SIGEDI) utilizado por la Unión Eléctrica de Cuba. Estas son curvas de carga diarias y se encuentran en p.u. En la tabla II se muestra la codificación de las distintas curvas de carga utilizadas [7-9].

TABLA II. CODIFICACIÓN Y FACTOR DE CARGA DE CURVAS DE CARGA DIARIA TÍPICAS POR TIPO DE CLIENTE

Curva	Código en el SIGEDI	Factor de carga
Industrial1	41	0,45
Industrial2	42	0,57
Residencial 1	43	0,57
Residencial2	44	0,71
Mixta R1	45	0,68
Mixta R2	46	0,71
Mixta I	47	0,72
Servicio1	48	0,67
Servicio2	49	0,67
Alumbrado Público (AP)	50	0,50
Residencial Santa Clara (SC)	52	0,48
Residencial Santi Spíritus (SS)	53	0,70
Tienda Habana	54	0,30
Policlínico	55	0,49
Privado Electrobomba	56	0,24
Agricultura Estatal	57	0,38
Agricultura Privada	58	0,43

Fuente: Autores.

Teniendo en cuenta las clasificaciones y el análisis antes mencionado, se realizó la siguiente caracterización por cliente [7], [10-11].

Se tuvo en consideración el sistema de tarifas eléctricas vigente establecido para la República de Cuba por el Ministerio de Finanzas y Precios mediante la Resolución 028 de 2011 y que puede ser consultado en la referencia [11]

Caracterización de los clientes del codel 1, residenciales

• Caso 1

A los clientes pertenecientes a la tarifa B2, con CSE (conexión por secundario) del tipo 1, 110 V monofásico, que consumen menos de 200 kWh mensuales, se les propuso la curva típica Residencial 1.

Esta curva tipifica el comportamiento residencial, con un consumo mensual, considerado como elevado para este análisis, presentando un pico entre las 6 y 8 horas de la mañana, presenta un pico más elevado de las 17 a las 21 horas, el horario de consumo pico planteado en el sistema de tarifas y un factor de carga de 0.57.

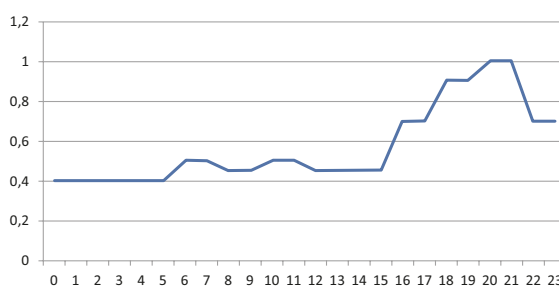


Fig. 1. Curva típica del tipo de cliente Residencial 1

Fuente: Autores.

Para los clientes antes mencionados con un consumo por encima de 200 kWh mensuales se propuso la curva Residencial Santa Clara (SC), la cual presenta características similares a la anterior en cuanto a los horarios en los que se presentan los picos de carga, pero en esta se presentan de manera menos sostenida, dado que su factor de carga de 0.48 es menor con respecto a la Residencial 1.

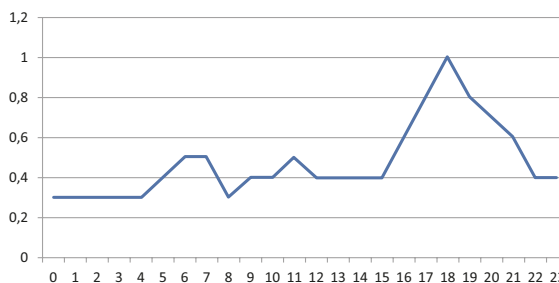


Fig. 2. Curva típica del tipo de cliente Residencial SC

Fuente: Autores.

• Caso 2

Para los clientes residenciales de la tarifa B2 con CSE y un consumo de energía por debajo de 300 kWh se propone la curva Residencial Santi Espíritus (SS) con un factor de carga de 0.7.

Esta curva, con mayor factor de carga que las anteriores, presenta los picos determinados por la tarifa antes mencionada con la diferencia de que presenta una demanda más elevada y sostenida todo el día con respecto a las antes analizadas.

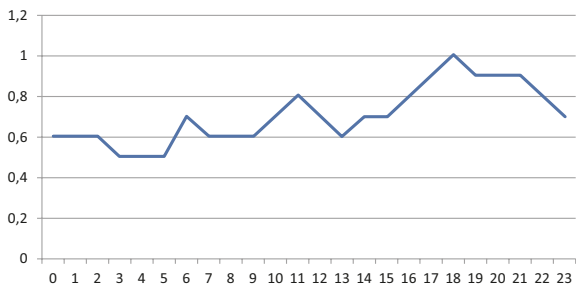


Fig. 3. Curva típica del tipo de cliente Residencial SS
Fuente: Autores.

Para el caso anterior, pero con un consumo mayor de 300kWh mensuales, se propuso la curva Residencial 2, la cual presenta un consumo elevado en el horario de la madrugada y menor en el horario de 5:00 horas a las 17:00 con respecto a sus homólogas.

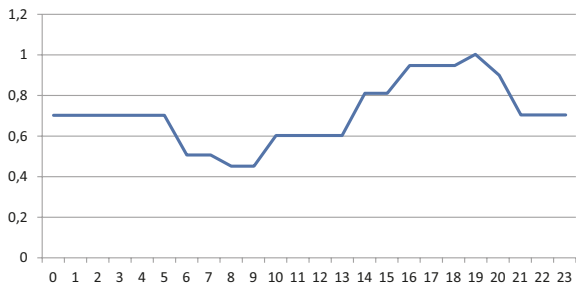


Fig. 4. Curva típica del tipo de cliente Residencial 2
Fuente: Autores.

Para la tarifa B2T se propuso la curva Mixta R1, la cual tiene que caracterizar a clientes con un alto consumo en el día, el cual se mantiene casi constante debido a que la mayoría de los clientes asociados a esta tarifa están en el hogar en este horario, mientras que el pico es menor debido a las deficientes condiciones de este tipo de servicio.

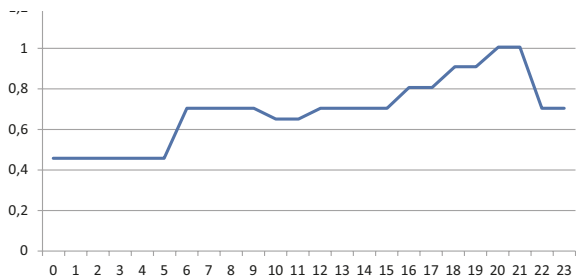


Fig. 5. Curva típica del tipo de cliente Mixta R1
Fuente: Autores.

Caracterización de los clientes del codel 2, no residencial Privado:

• Caso 1

Todos los clientes que pertenecen al codel 2 en el municipio Camagüey se dividen en los que tienen tarifa M1C y los que tienen tarifa B1. Éstos últimos presentan una característica de carga con un pequeño componente de alumbrado, y su pico de carga lo determinan principalmente las electrobombas de edificios del sector residencial (Código 56 del SIGEDI).

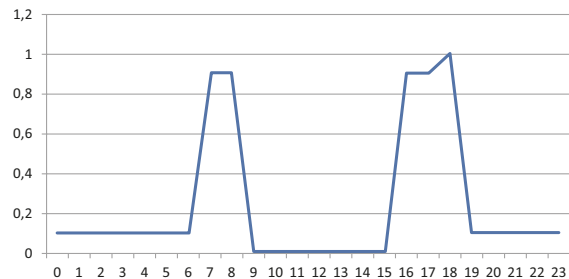


Fig. 6. Curva típica del tipo de cliente Privado Electrobomba
Fuente: Autores.

• Caso 2

La tarifa M1C en el codel 2, se ha aplicado a clientes de talleres privados, para los cuales se propone una curva del tipo industrial 1.

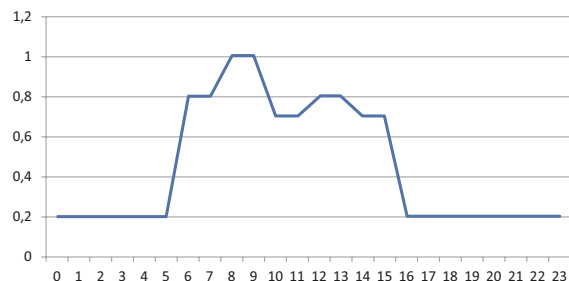


Fig. 7. Curva típica del tipo de cliente Industrial 1
Fuente: Autores.

Caracterización de los clientes del codel 3, Industrial Privado

En el municipio Camagüey todos los clientes de este codel pertenecen a la tarifa B1. Estos clientes en su mayoría son guaraperas o centros de ventas de cooperativas para los cuales se propone la curva Industrial 1 (mostrada en la fig. 7), que presenta una pequeña carga de alumbrado y una carga más elevada con poca variación en el horario laboral.

Caracterización de los clientes del codel 4, Agropecuario Privado

El consumo de los clientes perteneciente a este codel está caracterizado por la principal actividad que realizan: regadío con un pequeño consumo de oficina, por lo que se propone la curva de agricultura privada para los mismos.

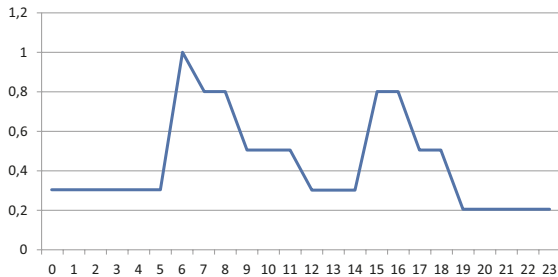


Fig. 8. Curva típica del tipo de cliente Agricultura Privada
Fuente: Autores.

Caracterización de los clientes del codel 5, Comercial y de Servicio Social-Estatal

En el municipio Camagüey los clientes que entran en esta clasificación son principalmente los hoteles, tiendas y empresas de servicio. Con base en el tiempo de operación que se define en las tarifas aplicadas a estos se proponen las siguientes curvas.

Para las tarifas B1, M1C (Curva típica del tipo de cliente Tienda Habana):

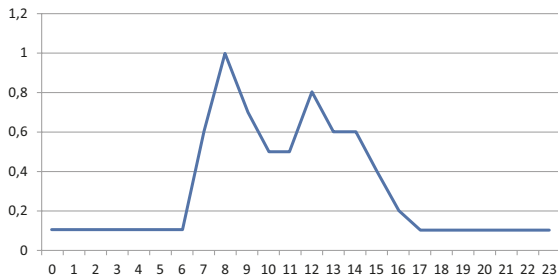


Fig. 9. Curva típica del tipo de cliente Tienda Habana
Fuente: Autores.

Para la tarifa M1A (Curva típica Mixta I):

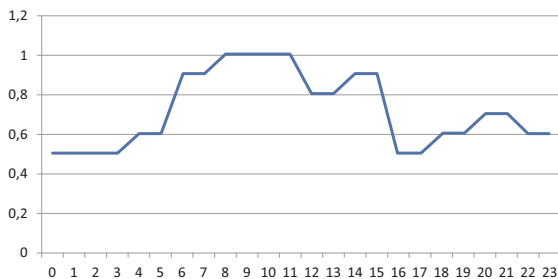


Fig. 10. Curva típica del tipo de cliente Mixta I
Fuente: Autores.

Para la tarifa M1B (Curva típica Servicio I):

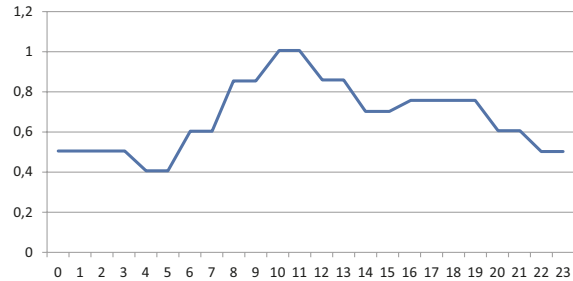


Fig. 11. Curva típica del tipo de cliente Servicio I
Fuente: Autores.

Caracterización de los clientes del codel 6, Industrial Estatal

Para la tarifa B1, M1C (Curva típica del tipo de cliente Industrial 1, mostrada en la fig. 7).

Para la tarifa M1B (Curva típica del tipo de cliente Industrial 2):

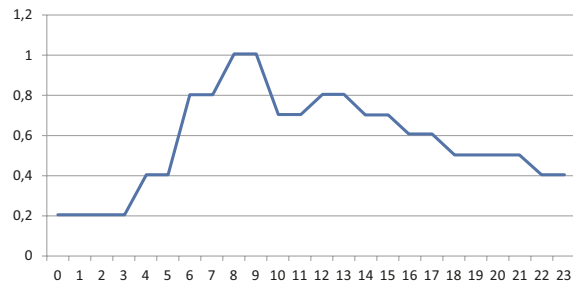


Fig. 12. Curva típica del tipo de cliente Industrial 2
Fuente: Autores.

Para la tarifa M1A, M1D (Curva típica del tipo de cliente Servicio 2):

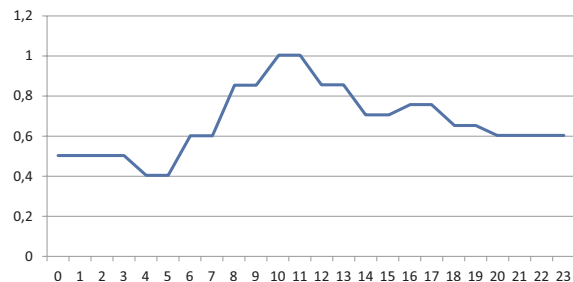


Fig. 13. Curva típica del tipo de cliente Servicio 2
Fuente: Autores.

Caracterización de los clientes del codel 7, Agropecuario Estatal

Estos tipos de clientes se dividieron en dos grupos para su análisis: clientes con carga trifásica y clientes con carga monofásica; para los clientes con carga trifásica se propuso la curva Agricultura Estatal; para estos se asumieron dos picos de carga que representan los horarios de riego y una pequeña carga de alumbrado.

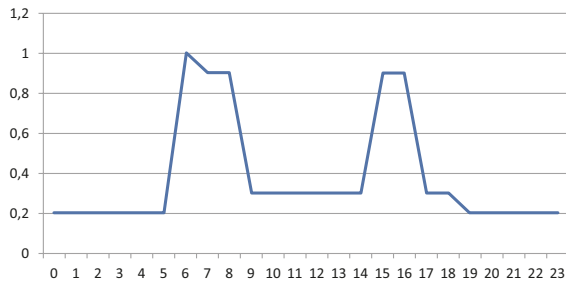


Fig. 14. Curva típica del tipo de cliente Agricultura Estatal
Fuente: Autores.

Para los clientes con carga monofásica se propuso la curva de agricultura privada (mostrada en la fig. 8), la cual aunque similar a la estatal en cuanto a sus horarios de máxima demanda se asumió con una mayor carga de alumbrado porque como estos no cuentan con guardias nocturnos suelen usar más iluminación y una mayor demanda teniendo en cuenta que los equipos usados por estos no suelen ser los más eficientes debido a su pequeño presupuesto.

Caracterización de los clientes del codel 8 Alumbrado público

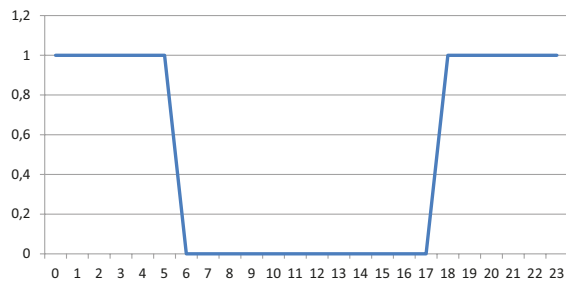


Fig. 15. Curva típica del tipo de cliente Alumbrado Público
Fuente: Autores.

B. Obtención de las sumatoria de las curvas de cargas por clientes

Para determinar las curvas de carga de los transformadores o bancos de transformadores de distribución, a partir de la sumatoria de las curvas de cargas por clientes, se obtiene de la base de datos comercial SIGECO el consumo de energía mensual por cada cliente y se determinan los clientes asociados a cada banco.

Una vez que se tiene la información mencionada anteriormente, para cada cliente se calcula la potencia máxima demandada usando la siguiente expresión, obtenida a partir de la ecuación que caracteriza al factor de carga:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{E_{facturada} (kWh)}{F_c \cdot 24 \cdot 30} \quad (1)$$

Donde

$P_{m\acute{a}x}$: potencia máxima del cliente dependiendo del factor de carga.

$E_{facturada}$: promedio anual de la energía medida por el metro contador en el mes.

F_c : factor de carga de la curva típica propuesta para el cliente

Este valor de potencia máxima se divide entre el factor de potencia de cada cliente (el cual se asumió como 0.9) y se obtiene la potencia aparente máxima, la cual se multiplica por el valor en p.u para cada hora del día de la curva propuesta para el cliente analizado, y resulta la curva del cliente según su facturación.

La sumatoria de las curvas por clientes se realizó aplicando la metodología expuesta en la referencia [12].

Se tuvieron en cuenta las pérdidas existentes entre el transformador y la acometida, asumiéndolas como un 10 % de la potencia máxima calculada. Para esto se consideró que las pérdidas técnicas son aproximadamente un 5 %, más las pérdidas negras que la empresa comercial asume con este mismo valor.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el municipio de Camagüey existen 3140 bancos de transformadores con 4251 transformadores en explotación agrupados en 45 circuitos de distribución y subestaciones.

En el estudio se analizaron mediciones que realizó la Empresa Eléctrica a 33 transformadores de distribución del municipio de Camagüey; las mismas fueron realizadas por trabajadores de la empresa utilizando analizadores de redes, con un total de 2857 clientes conectados; de estos, un 98 % son de codel 1, el 1 % son de codel 5, menos de un 1% pertenece a codel 6 y el resto pertenece al codel 2, siendo evidente que el sector más representativo en este estudio será el residencial. Con base en este hecho no existe gran error si se considera que la probabilidad de coincidencia de los picos de los clientes sea alta (85 - 90 %), y a partir de aquí se han determinado los valores de la muestra (transformadores dentro de los circuitos de distribución con carga residencial del orden del 94 % o mayores) mediante

$$n = \frac{\bar{n}}{1 + \frac{\bar{n}}{N}} \quad (2)$$

Donde

n: Tamaño de la muestra

N: Número total de bancos de transformadores con medición

$$\bar{n} = \frac{p \cdot (1 - p)}{(se)^2} \quad (3)$$

Donde

p : Probabilidad de coincidencia de los picos.

se : Error estándar.

Con $p = 0,9$ y $se = 0,1$ se obtuvo un tamaño de la muestra de 7 bancos de transformadores por lo que de las mediciones se tomó una muestra de 10 transformadores con los siguientes datos mostrados en la tabla III:

TABLA III. DATOS DE LOS CLIENTES ASOCIADOS A LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES EN ESTUDIO

Banco	Cientes	Fc
CB11198	84	0,48
CB12282	84	0,71
CB11278	114	0,59
CB11302	105	0,68
CB11512	57	0,67
CB12096	61	0,58
CB12618	156	0,64
CB11646	76	0,54
CB12126	65	0,55
CB12864	82	0,60

Fuente: Autores.

Con el grupo de mediciones realizadas a los transformadores seleccionados se obtuvo la potencia aparente en cada fase y total del banco.

Con el apoyo de estas mediciones se determinaron las curvas de carga diaria de cada transformador analizado. Estas serán utilizadas para comprobar el grado de veracidad de las curvas de cargas obtenidas a partir de la sumatoria de los clientes asociados a cada banco.

Otros datos utilizados en esta investigación, como capacidad y tensión nominal, se obtuvieron de la base de datos del SIGEDI.

En los gráficos que se muestran a continuación se expone, a manera de ejemplo, una comparación entre la curva de carga diaria obtenida por las mediciones (St) y las obtenidas por la sumatoria de las curvas por clientes (cpc).

El banco CB11198 tiene un 97 % de la carga del tipo residencial, y presenta su demanda máxima en el horario pico. Se puede observar en la gráfica en cuestión que en el horario comprendido entre las 12:00 p.m. y las 7:00 a.m. la curva obtenida por la sumatoria de los clientes asociados logra caracterizar el comportamiento de la demanda, mientras que en el resto, aunque logra obtener pequeñas coincidencias en cuanto a la forma, no logra describir la magnitud de la carga.

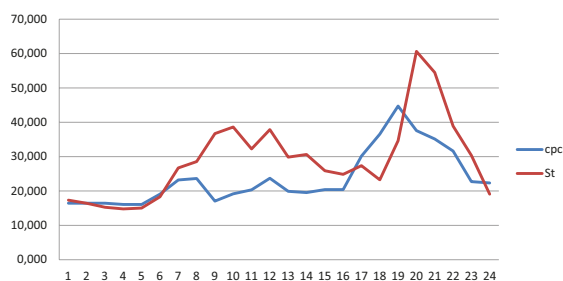


Fig. 16. Curvas de carga del banco CB11198
Fuente: Autores.

El banco CB11278 tiene 99 % de los clientes conectados tipo residencial. Las curvas comparadas en este caso coinciden en forma y magnitud en el horario de la madrugada. En el horario comprendido entre las 6:00 a.m. y las 5:00 p.m. la sumatoria por clientes falla en describir el comportamiento de los clientes debido a que las curvas discrepan en magnitud, no siendo así con los horarios en los que se producen los picos; por ejemplo, podemos observar que entre las 8:00 a.m. y las 10:00 a.m. en las dos curvas disminuye la demanda, mientras que aproximadamente de las 11:00 a.m. a las 1:00 p.m. la demanda aumenta.

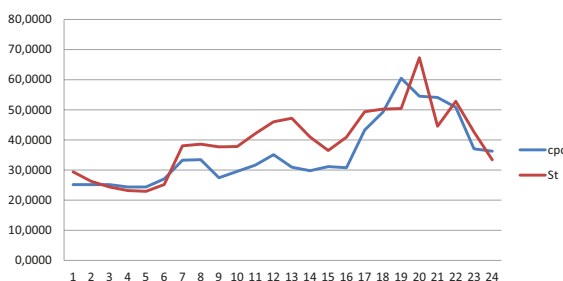


Fig. 17. Curvas de carga del banco CB11278
Fuente: Autores.

Hay que señalar que las mediciones realizadas a los bancos no fueron realizadas en el mismo período estadístico en que se tomaron los datos de facturación de los clientes.

Análisis estadístico de los resultados

En este epígrafe se realizan un grupo de pruebas estadísticas que permiten valorar con más elementos la similitud de las curvas comparadas.

En el programa STATGRAPHICS Centurion XV se realizó una comparación de dos muestras independientes para cada banco de transformadores, entre la curva obtenida por medición y la obtenida mediante la sumatoria de las curvas de carga estimada de los clientes individuales, la cual arrojó los siguientes resultados de cada muestra analizada:

OBTENCIÓN DE CURVAS DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE LA FACTURACIÓN: ESTUDIO DE CASO

TABLA IV. RESUMEN ESTADÍSTICO CB11198. [PROGRAMA INFORMÁTICO STATGRAPHICS CENTURION XV]

	Col_1 (Sumatoria)	Col_2 (Medición)
Conteo	24	24
Promedio	23,7034	29,0765
Desviación Estándar	7,97438	11,77
Coef. de Variación	33,6424%	40,4794%
Mínimo	16,083	14,777
Máximo	44,731	60,636
Rango	28,648	45,859
Asimetría Estandarizada	2,54444	2,12069
Kurtosis Estandarizada	0,772619	1,34109

Fuente: Autores.

Los valores de interés para este análisis son la asimetría estandarizada y Kurtosis estandarizada, que pueden ser usadas para determinar si las muestras vienen de una distribución normal. Valores fuera del rango -2 y +2 indican salidas significativas de la normalidad, que invalidarían la prueba que compara la desviación estándar. En este caso, ambas muestras tienen valores de asimetría estandarizada fuera del rango normal; pero los valores de Kurtosis estandarizada están dentro del rango permisible.

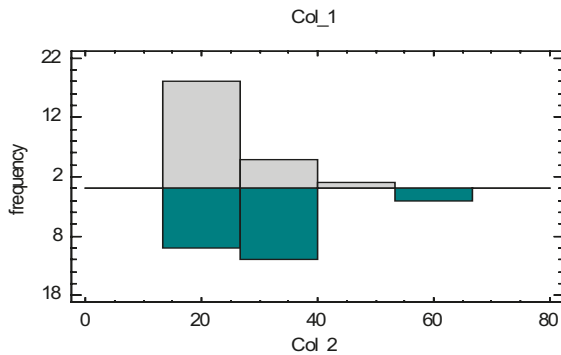


Fig. 18. Histograma de frecuencia para las curvas de carga del banco CB11198

Fuente: Autores.

- Comparación de las medias
- Prueba t para comparar las medias
- Hipótesis nula: $\mu_1 = \mu_2$
- Hipótesis alternativa: $\mu_1 \neq \mu_2$
- Asumiendo varianzas iguales: $t = -1,85152$
- $P = 0,0705207$

No se rechaza la hipótesis nula para $\alpha = 0,05$.

La prueba t compara la media de dos muestras; también construye intervalos de confianza o límites

para cada media y para la diferencia entre ellas. De particular interés es el intervalo de confianza de la diferencia de las medias, que se extiende de -11,2147 a 0,46834. Como el intervalo contiene el valor cero, no hay una diferencia significativa entre las medias de las dos muestras para un nivel de confianza del 95,0 %.

La prueba t se utiliza para probar la hipótesis específica acerca de la diferencia entre las medias de las poblaciones a la que pertenecen las dos muestras.

En este caso, la prueba ha sido realizada para determinar si la diferencia entre los dos medios es igual a 0,0 contra la hipótesis alternativa de que la diferencia no es igual a cero. Como el valor P calculado no es menor que 0,05, la hipótesis nula no es rechazada.

Es necesario resaltar que este resultado es asumido para una variación igual entre las dos muestras. En este caso parece ser razonable, basado en el resultado de la prueba F que compara las desviaciones estándar.

TABLA V. COMPARACIÓN DE LAS DESVIACIONES ESTÁNDAR

	Col_1 (Sumatoria)	Col_2 (Medición)
Desviación estándar	7,97438	11,77
Varianza	63,5907	138,533
Df	23	23

Fuente: Autores.

- Índice de varianza = 0,45903
- Prueba F para comparar las desviaciones estándar.
- Hipótesis nula: $\sigma_1 = \sigma_2$
- Hipótesis alternativa: $\sigma_1 \neq \sigma_2$
- $F = 0,45903$ $P = 0,0680586$

No se rechaza la hipótesis nula para $\alpha = 0,05$.

La prueba F compara la varianza de dos muestras; también construye intervalos de confianza o límites para cada desviación estándar y para el índice de varianza.

De particular interés son los intervalos de confianza del índice de varianza, que se extienden de 0,198573 a 1,06111. Como el intervalo contiene el valor 1, no existe una diferencia significativa, estadísticamente hablando, entre las dos muestras para un intervalo de confianza del 95,0 %.

Una prueba F se usa para probar una hipótesis específica acerca de la desviación estándar de una población determinada. En este caso, la prueba ha sido construida para determinar si la razón de la desviación estándar es igual a 1 contra la hipótesis de que no lo es. Como el valor de P obtenido no es menor que 0,05, no se puede rechazar la hipótesis nula.

Es importante destacar que la prueba F y los intervalos de confianza muestran una dependencia de la distribución normal de las muestras, lo cual quedó probado con anterioridad con las pruebas de asimetría estandarizada y Kurtosis estandarizada.

IV. CONCLUSIONES

El método presentado permite la obtención de la curva de carga característica del transformador de distribución a partir de la superposición de las curvas de cargas de cada cliente asociado al mismo, determinando la demanda máxima por cliente a partir de la facturación mensual, lo que simplifica el proceso de estimación al realizarse a partir de una información fácilmente accesible y controlable.

Según los resultados del caso de estudio presentado, este método resulta efectivo siempre y cuando se conozcan con precisión los factores que caracterizan cada tipo de carga (como factor de potencia, factor de carga y factor de coincidencia de las cargas).

Las pruebas estadísticas realizadas en el caso de estudio demostraron que no existe diferencia significativa entre las curvas obtenidas por medición y las que se obtuvieron a partir de la superposición de las curvas de cargas de cada cliente asociado un banco de transformadores, a pesar de que las mediciones realizadas a los bancos de transformadores no fueron realizadas en el mismo período estadístico en que se tomaron los datos de facturación de los clientes.

El perfeccionamiento y actualización de las bases de datos de consumidores de los sistemas de gestión de las empresas eléctricas distribuidoras es un elemento esencial para incrementar la exactitud del método propuesto.

REFERENCIAS

- [1] C. Bayliss and B. Hardy, Load Characteristics, in *Transmission and Distribution Electrical Engineering*, 3th ed. Oxford: Elsevier, 2007, pp. 37-52.
- [2] A. Mutanen, M. Ruska, S. Repo, and P. Järventausta, "Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems", *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol 26, n° 3, pp. 1755-1763, July 2011.
- [3] J.A. Jardini, M.V. Tahan, M.R. Gouvea, and S. Un Ahn, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers", *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol 15, n° 1, pp. 375-380, Jan. 2000.
- [4] C. Mihai, I. Lepadat, E. Helerea, and D. Călin, "Load curve analysis for an industrial consumer", *IEEE 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, Bazov, pp. 1275 - 1280, May. 2010.
- [5] J. Dickert and P. Schegner, "A time series probabilistic synthetic load curve model for residential customers", *IEEE PowerTech Conference*, pp. 1-6, June 2011.
- [6] P.T. Thanh Binh, N. Hong Ha, T. Cong Tuan, and L. Dinh Khoa, "Determination of representative load curve based on Fuzzy K-Means", *IEEE 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, pp. 281 - 286, June 2010.
- [7] R. Fernández, "Sistema de gestión de redes: diez años de desarrollo", *Ingeniería Energética*, vol. XXX n°2, pp. 3-12, May. 2009.
- [8] L. Casas, A. Ramírez y A. Limonte, "Características de las cargas del sector residencial en Cuba", *Ingeniería Energética*, vol XXIX, no 1, pp. 15-18, Feb. 2008.
- [9] L. Casas, J. Leiva, "La representación de las cargas y el análisis de los circuitos de distribución", *Ingeniería Energética*, vol. XXIII, n° 3, pp. 27-32. Aug. 2002.
- [10] Resolución 028 Sistema de tarifas eléctricas para el sector no residencial (2011). *Gaceta Oficial de la República de Cuba*. Ministerio de Finanzas y Precios.
- [11] E. Llimó y M. Barroso, "Caracterización de consumidores. Diseño de su base de datos", *Ingeniería Energética*, vol. XXIV, n° 3, pp. 8-10, Aug. 2003.
- [12] E. Llimó, "Metodología de la sumatoria de las curvas de cargas", *Ingeniería Energética*, vol. XXIV, n° 3, pp. 11-13, Aug. 2003.