

Análisis y Comparación de los Métodos de Distribución de Carga en Sistemas de Distribución: Caso de Estudio: Alimentadores de las Subestaciones Tulcán y El Rosal

Daniel Sebastián Rosero Valarezo, Gabriel Benjamín Salazar Yépez,
Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito - Ecuador

Resumen—En el presente documento se realiza una comparación de los diferentes métodos de distribución de carga existentes en el software CYMDIST de CYME International T&D Inc., tomando como caso de estudio los alimentadores de las subestaciones Tulcán y El Rosal de EMELNORTE. En primer lugar, se analizan e ingresan los datos de voltaje, corriente y factor de potencia por fase que se obtienen a partir de mediciones de cabecera de los alimentadores de la subestación Tulcán. Para cada método presentado, se analiza la forma de cálculo y las variables necesarias para la distribución de potencia. La muestra tomada para la comparación agrupa a todos los transformadores de los cuatro alimentadores de la subestación Tulcán, dentro de los cuales, el principal parámetro a considerar es la potencia de paso que se obtuvo al distribuir la carga. El objetivo de la comparación de los métodos de distribución de carga es determinar el método que más se aproxima a los datos reales que se tienen a lo largo de los alimentadores, para contar con una base para una posterior reconfiguración de alimentadores de la subestación Tulcán y determinación del recorrido, topología y carga con la que van a contar los alimentadores de la nueva subestación El Rosal. La validación de los resultados obtenidos se realiza por medio del análisis de la cargabilidad que presentan los transformadores con cada uno de los métodos.

Index Terms—Alimentador, carga, distribución de carga, demanda, transformador.

I. INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Regional del Norte (EMELNORTE), es una de las empresas distribuidoras existentes en el país, cuyas funciones son construir, mantener y operar líneas, subestaciones, alimentadores, equipos y dispositivos que permitan abastecer y energizar las diferentes cargas requeridas, con distintos niveles de voltaje, y diferentes longitudes de alimentadores, en las áreas de consumo. Las áreas de consumo y las subestaciones de distribución asociadas a EMELNORTE están ubicadas en las provincias de: Carchi, Imbabura y parte de Sucumbíos, Pichincha y Esmeraldas.

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional del Norte está dividida en cuatro zonas, la zona a la que pertenece la ciudad de Tulcán y sus alrededores es la Zona IV, la misma

que cuenta con las subestaciones: Tulcán, El Rosal (ingresó en operación en julio de 2019) y San Gabriel. De las subestaciones mencionadas, la principal y de mayor capacidad, es la subestación Tulcán y posee cuatro alimentadores que se distribuyen a lo largo de la ciudad de Tulcán y las parroquias rurales de dicho cantón.

Los datos técnicos actuales de la subestación Tulcán, se presentan en la Tabla I.

TABLA I
DATOS GENERALES DE LA S/E TULCÁN

CARACTERÍSTICA	VALOR
Años de operación	35
Potencia nominal del transformador	10/12,5 MVA
Cantidad de alimentadores disponibles	5
Cantidad de alimentadores operativos	4
Demanda actual	8,89 MW

Los datos presentados en la Tabla I., se han obtenido por medio del análisis y monitoreo constante que se realiza a la subestación Tulcán, se ha dado especial enfoque a la demanda máxima de la misma, la cual está cercana a los 9 MW. En base al análisis mencionado, se determina que este valor se aproxima a la capacidad nominal del transformador de potencia instalado en la subestación. Lo cual muestra que el transformador está al límite de su capacidad.

Por otra parte, el crecimiento de la demanda debido al constante desarrollo en los sectores: residencial, comercial, industrial, agrícola y ganadero; además de la no disponibilidad de espacio físico dentro de los patios de la subestación Tulcán han hecho que las Direcciones de Planificación y Estudios Eléctricos opten por la construcción de una nueva subestación de distribución en el norte de la ciudad de Tulcán denominada subestación El Rosal.

Considerando los aspectos mencionados anteriormente, este documento presenta la comparación de los diferentes métodos de distribución de carga existentes, con el fin de determinar el método que más se ajuste a este caso de estudio y que posteriormente sirva como base para la reconfiguración y

determinación de los alimentadores de las subestaciones Tulcán y El Rosal respectivamente.

Dentro de la herramienta de Análisis de Distribución de Carga del software CYMDIST de CYME International T&D Inc., existen cuatro métodos de distribución, los cuales se presentan a continuación [1], [2], [3]:

- Método kVA conectados
- Método kWh conectados
- Método de la REA (Rural Electrification Administration)
- Método kVA reales

Este documento, está dividido en las siguientes secciones, en la primera sección denominada *Análisis de la Distribución de Carga*, se presentan los datos necesarios para realizar la distribución de carga en cada alimentador de la subestación Tulcán. En la segunda sección denominada *Métodos para la Distribución de Carga*, se analizan las ecuaciones que se emplean en cada método para la obtención de la potencia en cada tramo y cada fase de los circuitos. Dentro de la tercera opción *Comparación de Métodos de Distribución de Carga*, por medio de la simulación con cada uno de los métodos planteados y la comparación de los valores obtenidos para la distribución de carga se determina el método que mejor se ajuste a las variables con las que cuenta la distribuidora y obtener valores aproximados a los reales en los alimentadores de la subestación Tulcán. Finalmente, en la última sección *Conclusiones*, se presentan las conclusiones más relevantes que se han obtenido con el desarrollo del presente documento.

A continuación, en la Tabla II, se presenta la nomenclatura que se utilizará a lo largo de este documento:

TABLA II
NOMENCLATURA

Término	Descripción
s	Sección o tramo del alimentador
p	Fase del alimentador
kVA(s,p)	kVA conectados en el alimentador
F _c	Factor de carga
F _u	Factor de utilización
Dist kW (s,p)	Distribución de kW por tramo y fase del alimentador
Dist kVAR (s,p)	Distribución de kVAR por tramo y fase del alimentador
T kWh (p)	Energía (kWh) totales por fase del alimentador
kW dem (p)	Demanda (kW) por fase del alimentador

II. ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE CARGA

Para definir la topología de los alimentadores de la nueva subestación El Rosal y el porcentaje de carga que va a ser transferido a los mismos, es necesario conocer la carga actual a lo largo de los alimentadores de la subestación Tulcán, ya que se cuenta con las mediciones de voltaje, corriente y factor de potencia en la cabecera de los circuitos de dicha subestación.

La distribución de la carga dentro de un alimentador de una red eléctrica, es el proceso de distribución de potencia (kW) o corriente (Amperios) por carga en cada fase en un punto de consumo a cada elemento del circuito, en línea o en forma descendente desde la cabecera del alimentador [4], [5].

Para la construcción de la nueva subestación de distribución “El Rosal” a nivel de 13,8 kV, la Zona IV y las diferentes Direcciones de EMELNORTE no cuentan con datos de la demanda de los nuevos alimentadores de esta subestación, dichos datos se encuentran en los medidores ubicados en la cabecera de los alimentadores de la subestación “Tulcán”, razón por la cual se utilizará esta información para realizar la distribución de carga de cada alimentador de esta subestación, para posteriormente definir la carga que va a ser transferida a cada alimentador de la subestación “El Rosal” y poder determinar la topología y recorrido de cada uno de ellos.

La distribución de carga presenta como principal inconveniente a la complejidad de determinar con exactitud la demanda que va a requerir cada usuario especialmente a nivel residencial, debido a que se desconoce la carga exacta y la manera en que la utilizan cada uno de los usuarios de este tipo [5],[6].

A. Datos necesarios para la distribución de carga

Para el ingreso de datos en el software CYMDIST de CYME International T&D Inc., se han analizado los datos de mediciones de un año (con un intervalo de cinco minutos entre cada una de ellas), determinándose que el mes en el cual se presenta la mayor demanda no coincidente en los alimentadores de la subestación “Tulcán” es el mes de septiembre del año 2018. En el software se requieren los datos en demanda máxima de [1], [7]:

- Voltaje nominal de la red
- Voltaje de cada fase para cada alimentador
- Corriente de cada fase para cada alimentador
- Factor de potencia de cada fase para cada alimentador

En análisis y estudios previos realizados por la Zona IV de EMELNORTE se determinó que se reducirá carga de los alimentadores L1, L2 y L3 de la subestación “Tulcán”, con el objetivo de que la carga restante sea tomada por los alimentadores F2, F3 y F4 de la subestación “El Rosal”.

Además, con base a los estudios previos, se ha determinado que el alimentador F1 de esta subestación sea un alimentador expreso dirigido a la evacuación de la energía proveniente de la central hidroeléctrica “La Playa” de 1 MW de potencia nominal.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se requieren los parámetros a demanda máxima de los alimentadores de la subestación “Tulcán”, los cuales se presentan a continuación:

1) Alimentador L1

De acuerdo a los datos obtenidos en cabecera del alimentador, durante el mes de septiembre de 2018, se determinó que la demanda máxima se dio el día miércoles 26, a las 19:35 horas, en la Tabla III se presentan los datos del intervalo.

Además, para este alimentador, se debe considerar la generación distribuida que proviene de la central hidroeléctrica “La Playa”, por lo tanto, la demanda total del alimentador, se obtiene por medio de la suma de la potencia inyectada por la central hidroeléctrica y la potencia medida en la cabecera del alimentador. El valor seleccionado es el

valor máximo del resultado de la suma de las dos potencias, dichas potencias se presentan en la Tabla IV.

TABLA III
PARÁMETROS ALIMENTADOR L1 CON DEMANDA MÁXIMA

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje (F-N) V	7 802,81	7 698,91	7 693,09
Voltaje p.u.	0,979	0,966	0,966
Corriente A	91,918	110,314	102,325
Factor de potencia %	98,083	98,775	98,057
Energía del intervalo kWh	191,329		
Demanda kWtot	2 314,253		

TABLA IV
POTENCIA TOTAL ALIMENTADOR L1

Parámetro	Central "La Playa"	Alimentador L1	Total
Demanda kW tot	903,223	2 206,81	3 110,035
Potencia reactiva kVAR	-38,693	742,976	704,283

En la Fig.1, se presenta el esquema del circuito L1 de la subestación "Tulcán", el cual posee los valores de demanda presentados en la Tabla IV, y va a ser seccionado para varios tramos del mismo se transfieran a los alimentadores F2, F3 y F4 de la subestación "El Rosal".

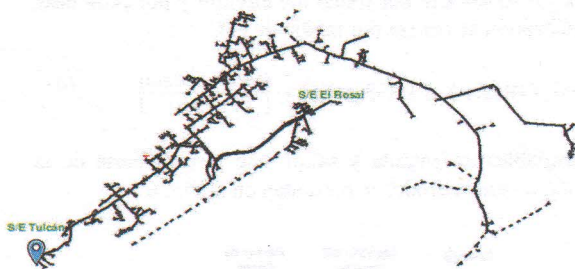


Fig. 1. Diagrama unifilar Alimentador L1 sin transferencia de carga

2) Alimentador L2

Para este alimentador, durante el mes de septiembre de 2018, se determinó que la demanda máxima se dio el día miércoles 12, a las 19:00 horas, los valores medidos en este intervalo, se presentan en la Tabla V.

En la Fig.2, se observa el esquema del circuito L2 de la subestación "Tulcán", el mismo va a ser seccionado para que diversos tramos del mismo se transfieran al alimentador F2 de la subestación "El Rosal"

TABLA V.
PARÁMETROS ALIMENTADOR 2 CON DEMANDA MÁXIMA

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje (F-N) V	7 741,65	7 637,76	7 637,17
Voltaje p.u.	0,967	0,955	0,966
Corriente A	114,291	122,344	114,52
Factor de potencia %	98,896	99,298	98,575
Energía del intervalo kWh	221,868		
Demanda kW tot	2 665,049		

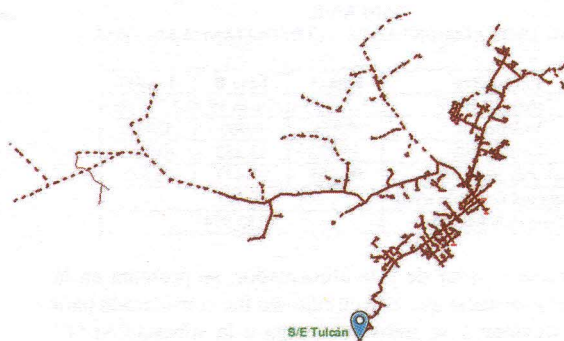


Fig. 2. Diagrama unifilar Alimentador L2 sin transferencia de carga

3) Alimentador L3

Con los datos de mediciones durante el mes de septiembre de 2018, se determinó que la demanda máxima para este alimentador, fue el día lunes 3, a las 14:20 horas, la Tabla VI, presenta los datos del intervalo.

TABLA VI.
PARÁMETROS ALIMENTADOR 3 CON DEMANDA MÁXIMA

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje (F-N) V	7 797,48	7 699,96	7 701,16
Voltaje p.u.	0,979	0,966	0,966
Corriente A	111,685	115,617	131,924
Factor de potencia %	97,937	98,147	98,570
Energía del intervalo kWh	233,688		
Demanda kW tot	2 728,078		

El alimentador L3 de la subestación "Tulcán", va a ser transferido al alimentador F4 de la nueva subestación "El Rosal", su diagrama unifilar se presenta en la Fig. 3.

4) Alimentador L4

Para el alimentador L4, durante el mes de septiembre de 2019, se determinó que la demanda máxima se presentó el día domingo 30 a las 19:05 horas, los datos del intervalo son presentados en la Tabla VII.

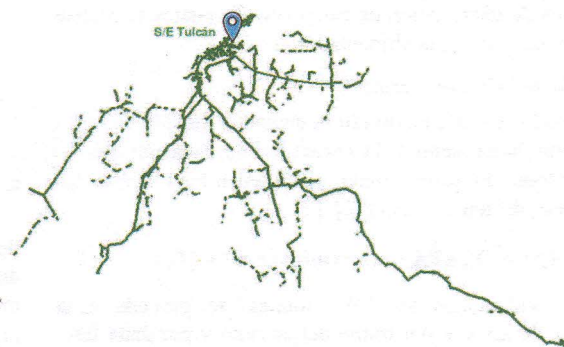


Fig. 3 Diagrama unifilar Alimentador L3 sin transferencia de carga

TABLA VII.
PARÁMETROS ALIMENTADOR 4 CON DEMANDA MÁXIMA

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje (F-N) V	7 755,58	7 648,99	7 745,66
Voltaje p.u.	0,973	0,960	0,972
Corriente A	53,823	33,352	61,892
Factor de potencia %	98,235	98,477	98,477
Energía del intervalo kWh	94,127		
Demanda kW tot	1 132,974		

El diagrama unifilar de este alimentador, se presenta en la Fig.4, cabe destacar que este circuito no fue considerado para que se seccione y se transfiera carga a la subestación “El Rosal”.



Fig. 4 Diagrama unifilar Alimentador L4

III. MÉTODOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE CARGA

La distribución de carga dentro de un alimentador de distribución puede realizarse por medio de varias técnicas, la aplicación de cada una de ellas dependerá principalmente de los datos de entrada con los que cuenta la distribuidora y de la necesidad de varios tipos de análisis [8].

En la sección *Introducción* del presente documento, se expusieron los métodos de distribución de carga que se encuentran disponibles dentro de la herramienta Distribución de Carga (Load Allocation) en el software CYMDIST de CYME International T&D Inc.

Debido a la topología y recorrido de los alimentadores de la subestación “Tulcán” y “El Rosal”; además de la falta de varios parámetros de entrada, que permiten la convergencia del flujo de carga, el método de la REA no es aplicable y EMELNORTE no lo considera para sus estudios [9], [10]. Con base a lo mencionado anteriormente, a continuación, se desarrollan los tres métodos de distribución de carga con los cuales se realiza la comparación para cada alimentador.

A. Método de kVA Conectados

Este método consiste en dividir la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada uno de los transformadores. En primer lugar, se obtienen los kWh totales por cada fase, de acuerdo a (1) [1], [2].

$$TkWh(p) = \sum_s kVA_Conectados(s,p) * (Fc) \quad (1)$$

Una vez calculados los kWh totales, se procede a la distribución de los kW por tramo del circuito y por cada fase, para este método la distribución se realiza por medio de (2).

$$Dist_kW(s,p) = kWdem(p) * \left[\frac{kVA_Conec(s,p)*(Fc)}{TkWh(p)} \right] \quad (2)$$

El esquema general en el cual se presentan las variables de entrada y salida que forman parte de la resolución de este

método, se presentan en la Fig. 5.

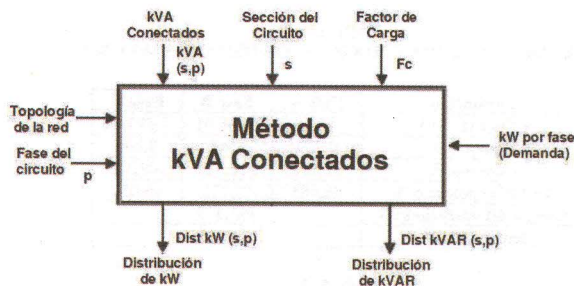


Fig. 5. Esquema de variables de entrada y salida para el Método de kVA Conectados.

B. Método de kWh Conectados

Radica en dividir la demanda medida entre las cargas proporcionalmente al consumo de energía de las mismas [1], [3], [11]. En primer lugar, se obtienen los kWh totales por cada fase, de acuerdo a (3).

$$TkWh(p) = \sum_s kWh(s,p) * (Fc) \quad (3)$$

Una vez calculados los kWh totales, se procede a la distribución de los kW por tramo del circuito y por cada fase, esta distribución se realiza por medio de (4).

$$Dist_kW(s,p) = kWdem(p) * \left[\frac{kWh(s,p)*(Fc)}{TkWh(p)} \right] \quad (4)$$

Las variables de entrada y salida que forman parte de la resolución de este método, se presentan en la Fig. 6.

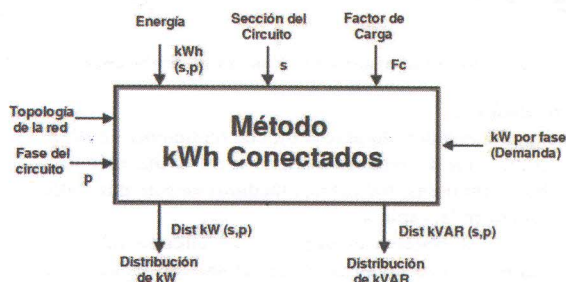


Fig. 6. Esquema de variables de entrada y salida para el Método de kWh Conectado

C. Método kVA Reales

Este método es aplicable en caso en el que se posean valores de carga pico en los diferentes tramos, para que la carga se distribuya en otro momento. Consiste en dividir la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la carga en kVA [1], [4]. Al igual que los métodos descritos anteriormente, es necesario obtener los kWh totales, por medio de (5).

$$TkWh(p) = \sum_s kVA_Actuales(s,p) * (F_U) \quad (5)$$

Una vez calculados los kWh totales, se procede a la distribución de los kW por cada tramo y por cada fase del circuito, para este caso la distribución se realiza por medio de (6).

$$Dist_kW(s,p) = kWdem(p) * \left[\frac{kVA_{Act(s,p)} * (F_c)}{TKWh(p)} \right] * (F_U) \quad (6)$$

Las variables de entrada que se emplean para la resolución de este método y posterior obtención de la potencia distribuida en cada fase y por cada tramo de los alimentadores, se presentan en la Fig. 7.

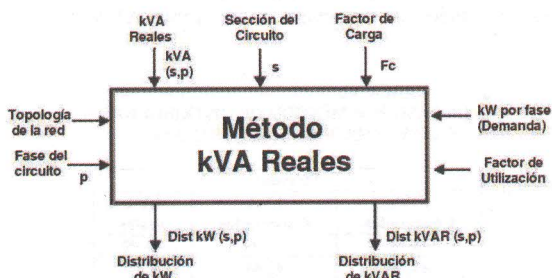


Fig. 7. Esquema de variables de entrada y salida para el Método kVA Reales.

Los factores de carga de los alimentadores de la subestación Tulcán presentan valores entre 0,3 y 0,6, mientras que los factores de utilización están entre 0,21 y 0,4, la variación o aumento de estos valores, van a determinar cuán ‘cargados’ se encuentran los alimentadores ya que dentro de las ecuaciones presentadas anteriormente estos factores se emplean para el cálculo de la energía total por fase de cada alimentador y para la distribución de potencia por cada tramo y fase del mismo. Por esta razón y considerando que el estudio de distribución de carga, sirve como base para la posterior determinación de los alimentadores de una nueva subestación, y su respectiva protección, además de tener en cuenta el crecimiento normal de la demanda se analiza el caso más crítico, en el cual los factores sean 1.

IV. COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA

El objetivo de realizar una comparación entre los valores obtenidos por medio de la distribución de carga a través de los métodos planteados, es establecer las principales diferencias y el método que más se aproxima a los datos reales; para ello se ha realizado la distribución de carga para los cuatro Alimentadores de la subestación Tulcán, y se han considerado y analizado todos los transformadores a lo largo de los circuitos.

Una vez eliminados datos erróneos (datos en los cuales no se tienen valores de voltaje, corriente, demanda, etc.) que se presentan en todos los métodos, debido principalmente a fallas en el suministro de energía eléctrica en los medidores y averías propias del tiempo de operación de los mismos; se agrupan un total de 888 transformadores monofásicos y trifásicos de acuerdo a su capacidad nominal, estos valores se presentan en la Tabla VIII.

La comparación parte del cálculo del porcentaje de la potencia total de paso o cargabilidad del transformador respecto a la capacidad nominal del mismo. Este cálculo se ha realizado para todos los métodos y transformadores, y una representación

gráfica de la obtención de los valores para transformadores monofásicos se presenta en la Fig. 8, mientras que, para los transformadores trifásicos, se muestra en la Fig. 9.

TABLA VIII. CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	
Transformadores Monofásicos	Transformadores Trifásicos
5	30
10	50
15	75
25	100
37,5	125
50	200
75	300 - 500

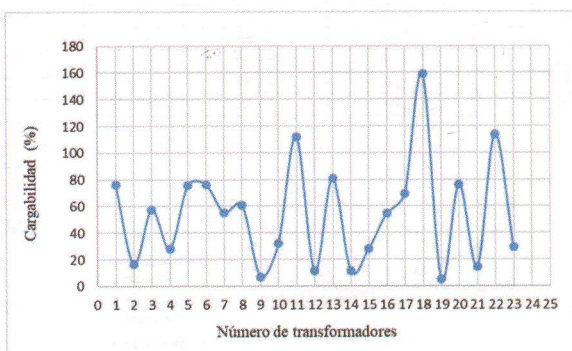


Fig. 8. Porcentaje de carga para un transformador monofásico de 10 KVA

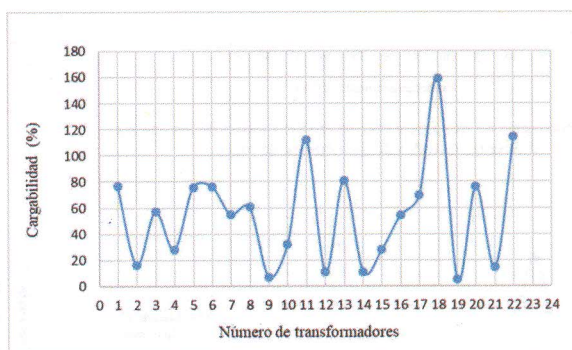


Fig. 9. Porcentaje de carga para un transformador trifásico de 30 kVA

Posterior a la determinación del porcentaje de cargabilidad de los transformadores, se procede a obtener el promedio de estos porcentajes, para agrupar los datos de acuerdo a cada potencia y método, además de obtener gráficos del comportamiento de la carga o potencia de paso. A continuación, se presentan estos resultados para cada alimentador de la subestación Tulcán.

A. Alimentador 1

En este alimentador, se tienen cinco capacidades nominales para transformadores monofásicos y seis para transformadores trifásicos, estos resultados se presentan en la Tabla IX y Tabla X.

TABLA IX.
PORCENTAJE DE kVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
10	54,38	35,60	36,81
15	45,06	34,69	34,69
25	38,99	35,31	35,31
37,5	32,27	35,05	35,05
50	32,68	50	34,83

TABLA X.
PORCENTAJE DE kVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
30	57,04	35,56	35,56
50	76,48	32,65	34,83
75	62,04	34,69	34,69
125	24,48	33,93	35,61
250	0,23	35,59	35,59
500	0,19	33,53	33,53

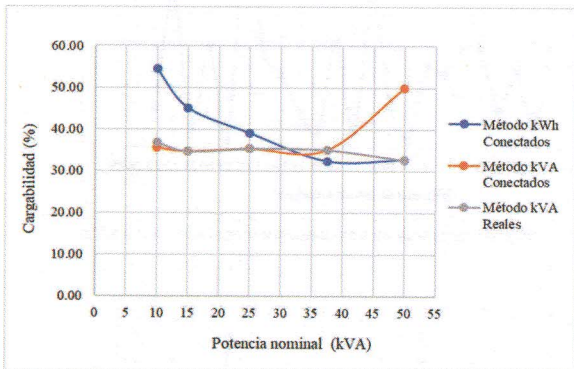


Fig. 10. Porcentaje de carga para transformadores monofásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

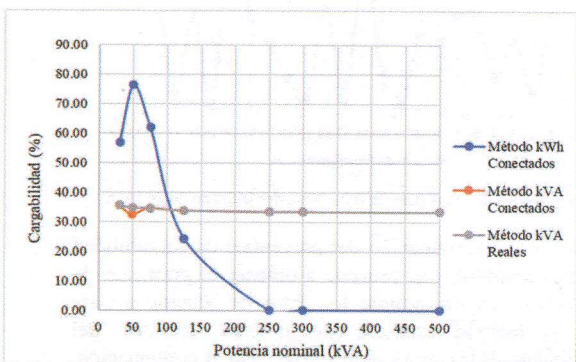


Fig. 11. Porcentaje de carga para transformadores trifásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

De acuerdo a los valores obtenidos en la Tabla IX y Tabla X y en las Fig. 10 y Fig. 11, se puede observar que el método de kWh conectados presenta valores de cargabilidad cercanos al 70%, mientras que los métodos de kVA reales y conectados presentan valores promedio de 33%, en la práctica, los

transformadores de esa capacidad están operando cerca del límite de su capacidad, por lo cual a pesar de los valores de cargabilidad relativamente altos que se presentan en los transformadores al emplear el método de kWh Conectados, es el que más se aproxima a la realidad.

B. Alimentador 2

En el alimentador 2, se tienen cinco capacidades nominales para transformadores monofásicos y siete para transformadores trifásicos, estos resultados se presentan en la Tabla XI y Tabla XII.

TABLA XI.
PORCENTAJE DE kVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
10	38,79	41,99	41,99
15	44,74	42,64	42,68
25	36,44	39,35	39,33
37,5	29,06	39,34	39,39
50	25,23	31,45	31,41

TABLA XII.
PORCENTAJE DE kVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
30	63,57	29,67	29,63
50	75,60	34,77	34,83
75	60,63	30,89	30,85
100	1,44	29,90	29,87
250	4,66	29,90	29,87
300	0,38	29,90	29,87
500	0,19	0,19	0,19

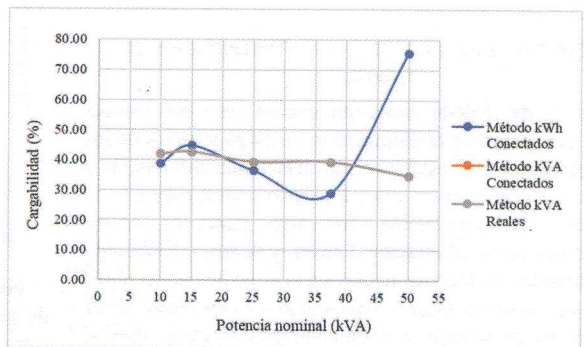


Fig. 12. Porcentaje de carga para transformadores monofásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

De acuerdo a los valores obtenidos en la Tabla XI y Tabla XII y en las Fig. 12 y Fig. 13, se puede observar que el método de kWh conectados presenta valores de cargabilidad cercanos al 75%, mientras que los métodos de kVA reales y conectados presentan valores promedio de 45%, usualmente los transformadores de esa capacidad están operando cerca de su potencia nominal, por lo cual a pesar de que el valor de

cargabilidad que se presenta en el método de kWh conectados es relativamente alto, es el más aproximado a valores reales.

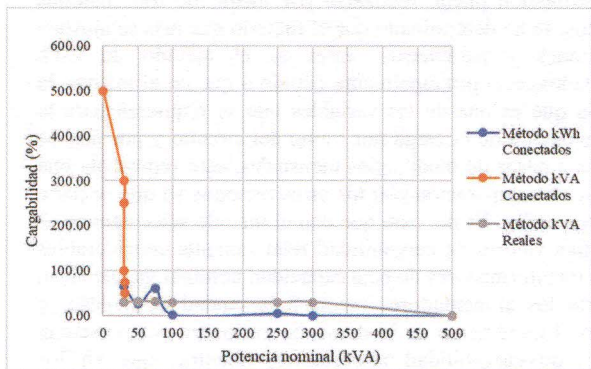


Fig. 13. Porcentaje de carga para transformadores trifásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

C. Alimentador 3

En el alimentador 3, se tienen cinco capacidades nominales para transformadores monofásicos y seis para transformadores trifásicos, estos resultados se presentan en la Tabla XIII y Tabla XIV.

TABLA XIII.
PORCENTAJE DE KVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
10	25,14	32,00	32,00
15	34,55	31,74	31,74
25	31,08	34,20	34,20
37,5	34,12	32,33	32,34
50	13,66	29,93	29,93

TABLA XIV.
PORCENTAJE DE KVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
30	64,81	29,15	29,15
50	18,62	27,94	27,94
75	38,98	28,76	28,76
100	9,16	28,22	28,22
200	0,26	0,26	0,26
500	0,19	0,19	0,19

Por medio de los valores obtenidos en la Tabla XIII y Tabla XIV y en las Fig. 14 y Fig. 15, se puede observar que el método de kWh conectados presenta valores de cargabilidad cercanos al 60%, mientras que los métodos de kVA reales y conectados presentan valores promedio de 45%, este alimentador abarca varios sectores rurales, con una demanda dispersa, por lo cual varios de los transformadores de baja capacidad han sido sobredimensionados y es por esto que se obtienen en la mayoría de casos bajos valores de porcentajes de cargabilidad.

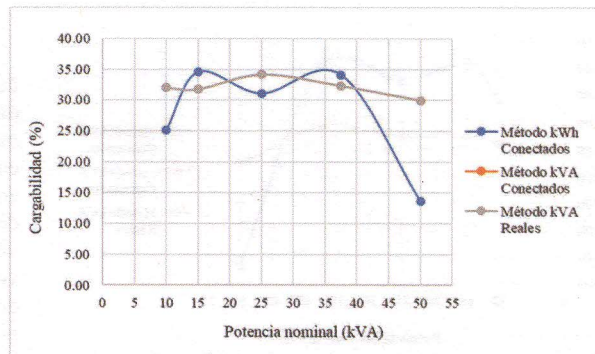


Fig. 14. Porcentaje de carga para transformadores monofásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

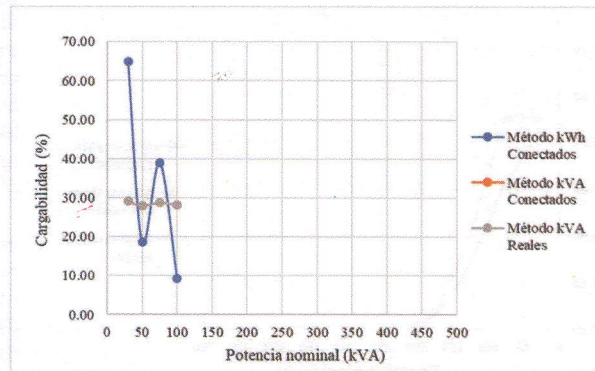


Fig. 15. Porcentaje de carga para transformadores trifásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

D. Alimentador 4

En el alimentador 4, se tienen seis capacidades nominales para transformadores monofásicos y cinco para transformadores trifásicos, estos resultados se presentan en la Tabla XV y Tabla XVI.

TABLA XV.
PORCENTAJE DE KVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
10	33,84	26,16	26,16
15	41,20	27,62	27,62
25	37,65	27,40	27,39
37,5	40,44	29,01	29,01
50	3,37	22,11	22,12

TABLA XVI.
PORCENTAJE DE KVA DE PASO POR MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Capacidad nominal (kVA)	Métodos		
	kWh Conectados	kVA Conectados	kVA reales
30	20,91	22,68	22,67
50	18,65	22,94	22,99
75	8,11	22,07	22,08
200	0,26	0,26	0,26
500	0,19	0,19	0,19

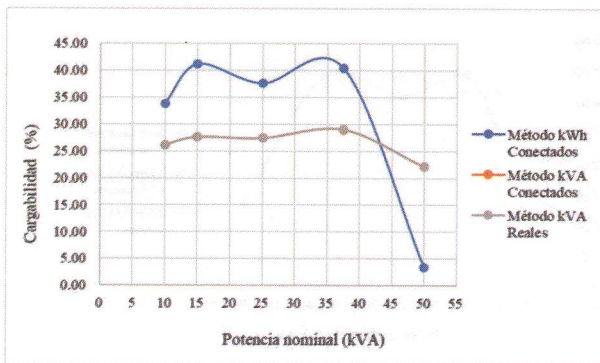


Fig. 16. Porcentaje de carga para transformadores monofásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

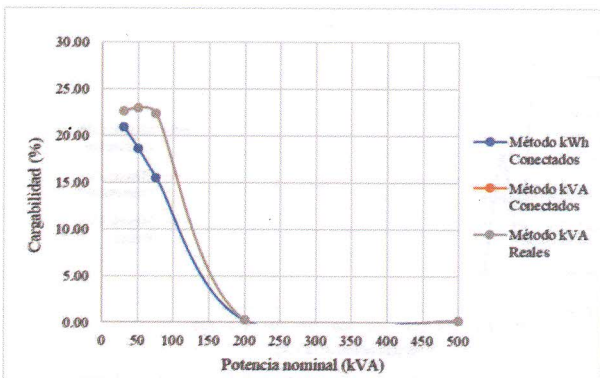


Fig. 17. Porcentaje de carga para transformadores trifásicos con los diferentes métodos de distribución de carga

De acuerdo a los valores obtenidos en la Tabla XV y Tabla XVI así como en la Fig. 16 y Fig. 17, se puede observar que el método de kWh conectados presenta valores de cargabilidad relativamente bajos, debido a que este alimentador cuenta con usuarios que en su gran mayoría se encuentran en el sector rural.

Cabe destacar que desde la Fig. 11 hasta la Fig.15 las curvas de los métodos de kVA Conectados y kVA Reales se superponen, esto debido a que los valores de cargabilidad de los transformadores son casi iguales, debido a que los parámetros de entrada de potencia los determina el software y son similares para los dos métodos.

Una vez analizados los valores de porcentajes de cargabilidad de los transformadores existentes en los alimentadores de la subestación Tulcán se puede determinar que el método que más se acopla a valores reales es el de kWh conectados, debido a que asigna una carga de acuerdo a la energía que se tiene en los puntos de consumo de los transformadores y no realiza estimaciones para casos en los cuales se tenga desconexión física del transformador o no existan datos de energía, estas estimaciones son realizadas por los dos métodos restantes, razón por la cual se asigna valores de carga para los transformadores con capacidades altas (300 y 500 kVA)

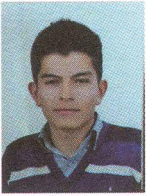
V. CONCLUSIONES

A pesar de que la distribución de carga en los alimentadores de distribución puede realizarse por medio de tres métodos distintos, se ha determinado que el método que más se ajusta a mediciones y parámetros reales es el método de kWh conectados, esto principalmente debido a que en el mismo, la energía que es una de las variables que se requieren para la determinación de la carga por tramo del circuito y por fase se obtiene a partir de mediciones mensuales, esto representa una ventaja en comparación con los otros métodos ya que se parte de datos reales. Es por esto que con el método seleccionado se presentan valores de cargabilidad relativamente considerables en los transformadores de baja capacidad nominal ya que en su mayoría los alimentadores recorren la ciudad de Tulcán, y debido al incremento de la demanda varios tramos presentan niveles de cargabilidad importantes; mientras que en los transformadores más grandes la cargabilidad es muy baja o cero, ya que la mayoría de éstos han sido desconectados o se han sobredimensionado considerablemente, con el empleo de los otros métodos a esta clase de transformadores se les asigna un valor de carga por medio de estimaciones propias de cada método diferenciándose de los valores reales.

La distribución de carga por medio de simulaciones es una aproximación a los datos reales, ya que idealmente debería realizarse en tiempo real, esto, además de la falta de datos y mediciones de kVA en la empresa distribuidora hace que los datos de energía mensuales que se migran desde las bases de datos de ArcGIS (conjunto de productos de software en el campo de los Sistemas de Información Geográfica) y las mediciones en cabecera de los alimentadores se conviertan en la principal fuente de información para la aplicación del método de kWh conectados en la distribución de carga.

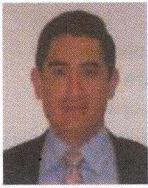
REFERENCIAS

- [1] CYME International T&D Inc, "Distribución de carga - Guía del Usuario."
- [2] W. H. Kersting and W. Phillips, "Load Allocation Based Upon Automatic Meter Readings." Milsoft Utility Solutions - WH Power Consultants, 2008.
- [3] R. Sharifian, E. Jafari, M. Rahimi, and P. Ghaebi, "State Estimation For Load Allocation in Distribution Power Systems," *Technical and Physical Problems of Engineering*, vol. 4, pp. 86-90, Mar-2012.
- [4] J. Taylor and C. Hammond, "Basics of Load Allocation," presented at the Milsoft Users Conference.
- [5] H. L. Willis, *Power distribution planning reference book*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [6] *Electrical transmission and distribution reference book*. ABB, 1997.
- [7] CYME International T&D Inc, "Análisis de flujo de potencia - Guía del Usuario."
- [8] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [9] S. Vest, "Estimating Kw Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems." IEEE, 1957.
- [10] O. Chacón, "Taller de protección de Alimentadores Primarios," Ibarra, 2017.
- [11] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Raton: CRC Press, 2008.



Daniel S. Rosero, Nació en Quito el 8 de febrero de 1996. Se graduó como bachiller en la especialidad de Físico – Matemático en el Instituto Bolívar de la ciudad de Tulcán. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2019. Actualmente se encuentra cursando sus estudios de cuarto nivel en Gestión

Ambiental y Energética en las Organizaciones, en la Universidad Internacional de la Rioja. Sus áreas de interés son la Distribución de la Energía Eléctrica, Protecciones Eléctricas, Energías Renovables no convencionales y Líneas de Transmisión.



Gabriel B. Salazar, Nació en Quito, recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2000; y de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en el año 2005. Se desempeñó como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del

CENACE, Director de las Direcciones de Tarifas y Regulación del CONELEC, Director Ejecutivo de la ARCONEL, Coordinador Internacional de Electricidad en OLADE, Subsecretario de Eficiencia Energética y Energías Renovables del MEER, Director del Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus áreas de investigación son Mercados Eléctricos, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarificación del Transporte de Electricidad, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad, Energías Renovables, Actualmente se desempeña como Docente Titular a Tiempo Completo en la Facultad de la Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional.