

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Electricidad

**ESTUDIO DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN, PARA ABONADOS RESIDENCIALES DEL ÁREA DE
CONCESIÓN DE EMELNORTE**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Santiago Israel Arcos Echeverría

Tutor:

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Ibarra – Ecuador
2022



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1003143169		
APELLIDOS Y NOMBRES:	ARCOS ECHEVERRÍA SANTIAGO ISRAEL		
DIRECCIÓN:	MANUELA ESPEJO 5-11		
EMAIL:	siarcose@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062 652 386	TELÉFONO MÓVIL:	098 488 4526

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA ABONADOS RESIDENCIALES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE
AUTOR (ES):	Santiago Israel Arcos Echeverría
FECHA: DD/MM/AAAA	08/03/2022
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Electricidad
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Vásquez MSc.

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de esta y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 8 días del mes de marzo de 2022

EL AUTOR:



Santiago Israel Arcos Echeverría



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ing. Ramiro Vásquez MSc. en calidad de director de trabajo de titulación del señor estudiante Arcos Echeverría Santiago Israel CERTIFICO que ha culminado con las normas establecidas para la elaboración del trabajo de titulación titulado "ESTUDIO DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA ABONADOS RESIDENCIALES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE" previo a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad, aprobando la defensa, impresión y empastado.

Ing. Ramiro Vásquez MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DEDICATORIA

"Pero la sabiduría de arriba es primero pura, luego pacífica, dulce, abierta a la razón, llena de misericordia y buenos frutos, imparcial y sincera". Santiago 3:17

Al Padre Celestial por todo lo que me ha dado, por la vida, por las personas que me rodean, por todas las bendiciones que me han traído hasta donde estoy, por ser mi guía y mi protección desde siempre.

A Lizbeth y Betty, por ser las estrellas más brillantes en mi cielo, porque las siento junto a mí en todo momento.

A mi madre, por haberme apoyado aún en los peores momentos, por ser mi compañía en los días buenos y las noches malas, por ser la mejor mamá del mundo.

A mi padre, por ser mi amigo incondicional, y por haberme proporcionado las herramientas para alcanzar mis objetivos.

A mis hermanos Sebastián y Verónica, porque a corta o larga distancia, han estado siempre conmigo, aun cuando no lo notaba.

A Britany Nahomi, quien en menos de cuatro años se ha convertido en mi hermana menor, mi confidente, mi polo a tierra, y mi mayor orgullo.

A Ariadna, quien ha estado junto a mí en cada momento difícil, quien con su amor y apoyo ha logrado que todo sea más sencillo.

A todo mi árbol genealógico, porque nos hemos mantenido unidos bajo cualquier circunstancia, y porque han estado para mí siempre que los he necesitado.

A EXTIME, por ser mi segunda familia, por todos los hermosos momentos compartidos, por ser mi puerta de emergencia en los momentos difíciles.

A todos quienes aportaron de una u otra forma en mi carrera universitaria, porque todo esto es por ustedes y para ustedes.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por existir dentro de sus planes y por todas las bendiciones que ha derramado sobre mí y mi familia.

Agradezco a mis padres, amigos y familiares, por haberse quedado junto a mí a pesar de cualquier circunstancia.

Agradezco a la Universidad Técnica del Norte por haberme abierto las puertas en un momento difícil, por haberme aceptado en la mejor carrera, y por haber sido parte de mi formación personal y profesional.

Agradezco a EMELNORTE por darme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de titulación, por haberme otorgado las herramientas necesarias, y por los conocimientos impartidos en el proceso.

Agradezco a la carrera de electricidad, a sus docentes y personal que han aportado en mi formación profesional, con su experiencia y desde sus laboratorios.

Agradezco de manera especial al Ing. Ramiro Vásquez, por ser un excelente guía en el desarrollo del presente trabajo, desde su posición como docente de la universidad, y desde el Departamento de Pérdidas de EMELNORTE.

Finalmente, agradezco a mis compañeros por los momentos compartidos, por haber aportado en mi formación, y por haber sido un gran equipo de trabajo; especialmente a Gregori, Wilson y Jesús, por todas esas veladas de trabajo y amistad.

TABLA DE CONTENIDO

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	II
CERTIFICADO DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO.....	VI
TABLA DE CONTENIDO.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE CUADROS	XII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XIII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	XVI
Contextualización	XVI
Problema	XVII
Formulación del problema	XVII
OBJETIVOS	XVIII
Objetivo General.....	XVIII
Objetivos Específicos	XVIII
CAPÍTULO 1	1
1.1. Sistemas de distribución.....	1
1.1.1. Composición de la red	2
1.1.2. Tipos de sistemas de distribución.....	2
1.2. Características de las cargas	4
1.2.1. Demanda $D(t)$	4
1.2.2. Demanda máxima (DM).....	4
1.2.3. Demanda máxima diversificada (DMD)	4
1.2.4. Demanda promedio (DP)	5
1.2.5. Carga instalada (CI).....	5
1.2.6. Capacidad instalada (PI).....	5
1.2.7. Factor de demanda (FD).....	5
1.2.8. Factor de utilización (FU).....	6
1.2.9. Factor de coincidencia (Fco).....	6
1.2.10. Factor de diversidad (Fdiv)	6
1.2.11. Factor de potencia ($\cos\phi$)	6

1.2.12.	Factor de pérdidas (F_{per})	7
1.2.13.	Factor de carga (F_c)	7
1.2.14.	Curva de carga (F_c).....	7
1.2.15.	Curvas de demanda máxima diversificada	8
1.3.	Pérdidas en sistemas eléctricos	9
1.4.	Método de la Rural Electrification Administration (REA).....	10
1.5.	Procedimiento para la determinación de la capacidad de transformadores para clientes del área de concesión de EMELNORTE	13
1.5.1.	Demanda del diseño en transformadores según estrato y número de consumidores ..	14
1.5.2.	Demanda del diseño en transformadores según el consumo de los abonados.....	15
CAPÍTULO 2		18
2.1.	Introducción	18
2.2.	Descripción del lugar de estudio.....	18
2.3.	Selección de los transformadores.....	19
2.3.1.	Antecedentes de los transformadores a ser analizados	20
2.3.2.	Caracterización de los transformadores en estudio.....	20
2.3.3.	Consumo promedio mensual de los usuarios para cada transformador en estudio	22
2.3.4.	Lecturas de los medidores totalizadores de cada transformador, para el año 2021	24
2.4.	Cálculo de la demanda máxima diversificada de los transformadores utilizando el método de la REA.	25
2.5.	Cálculo de la demanda máxima diversificada considerando consumidores residenciales y comerciales.	28
CAPÍTULO 3		30
3.1.	Introducción	30
3.2.	Factores de utilización obtenidos.....	30
3.2.1.	Factor de utilización para la demanda medida por los totalizadores	30
3.2.2.	Factor de utilización para la demanda obtenida con el método de la REA.....	31
3.2.3.	Factor de utilización para la demanda obtenida considerando la diferencia entre tipos de consumidores	32
3.2.4.	Comparación de los factores de utilización.....	33
3.3.	Comparación entre la demanda medida y las calculadas por los diferentes métodos.....	35
3.4.	Determinación del error relativo correspondiente a la demanda obtenida del método de la REA y la demanda calculada por distinción de abonados, en comparación con la demanda medida por los totalizadores.	37
3.5.	Determinación de las características del dimensionamiento de cada transformador	39
3.6.	Relación de la característica del dimensionamiento con los tipos de usuarios del transformador.	40
3.7.	Análisis del posible redimensionamiento de los transformadores	41
CONCLUSIONES.....		43

RECOMENDACIONES	45
REFERENCIAS.....	46
ANEXOS	47
Anexo A.....	47
Anexo B.....	49
Anexo C.....	58
Anexo D.....	61
Anexo E.....	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Ubicación del sistema de distribución en un sistema eléctrico de potencia. (Ramírez, 2004)	1
Fig. 2. Forma más sencilla del sistema de distribución radial. (S/N, 2019)	3
Fig. 3. Forma básica del sistema de distribución anillo. (S/N, 2019)	3
Fig. 4. Modelo del sistema de distribución de malla. (Juárez, 1995)	4
Fig. 5. Gráfico de las curvas de carga. (Ramírez, 2004)	8
Fig. 6. Curva para determinar el factor B. (Campoverde & Sánchez, 2012)	12
Fig. 7. Tabla del Factor A para cada número de consumidores. (Vest, 1957)	12
Fig. 8. Barra dividida por estratos.	13
Fig. 9. Ecuaciones para el dimensionamiento de transformadores.	15
Fig. 10. Demanda de diseño de transformadores en base al consumo de los abonados.	17
Fig. 11 Diagrama de barras de la comparación de los factores de utilización.	34
Fig. 12 Diagrama de barras de la comparación de demandas (1).	36
Fig. 13 Diagrama de barras de la comparación de demandas (2).	37
Fig. 14 Características del transformador 11614, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	49
Fig. 15 Características del transformador 7072, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	49
Fig. 16 Características del transformador 7685, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	50
Fig. 17 Características del transformador 7758, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	50
Fig. 18 Características del transformador 12794, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	50
Fig. 19 Características del transformador 7562, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	51
Fig. 20 Características del transformador 7378, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	51
Fig. 21 Características del transformador 12896, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	51
Fig. 22 Características del transformador 13428, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	52
Fig. 23 Características del transformador 13050, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	52
Fig. 24 Características del transformador 11255, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	52
Fig. 25 Características del transformador 13370, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	53
Fig. 26 Características del transformador 7478, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	53
Fig. 27 Características del transformador 11333, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	53
Fig. 28 Características del transformador 13212, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	54
Fig. 29 Características del transformador 13044, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	54
Fig. 30 Características del transformador 7627, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	54
Fig. 31 Características del transformador 11893, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	55
Fig. 32 Características del transformador 13158, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	55
Fig. 33 Características del transformador 11897, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	55
Fig. 34 Características del transformador 12576, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	56
Fig. 35 Características del transformador 13145, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	56
Fig. 36 Características del transformador 13142, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	56
Fig. 37 Características del transformador 22190, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	57
Fig. 38 Características del transformador 22187, tomadas de la base de datos de ArcGIS.	57
Fig. 39 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11614.	61
Fig. 40 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7072.	61
Fig. 41 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7685.	61
Fig. 42 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7758.	62
Fig. 43 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12794.	62

<i>Fig. 44 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7562.</i>	62
<i>Fig. 45 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11245.</i>	63
<i>Fig. 46 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7378.</i>	63
<i>Fig. 47 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12896.</i>	63
<i>Fig. 48 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7387.</i>	64
<i>Fig. 49 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13428.</i>	64
<i>Fig. 50 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13050.</i>	64
<i>Fig. 51 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11255.</i>	65
<i>Fig. 52 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13370.</i>	65
<i>Fig. 53 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7478.</i>	65
<i>Fig. 54 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11333.</i>	66
<i>Fig. 55 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13212.</i>	66
<i>Fig. 56 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13044.</i>	66
<i>Fig. 57 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7627.</i>	67
<i>Fig. 58 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11893.</i>	67
<i>Fig. 59 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13158.</i>	67
<i>Fig. 60 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11897.</i>	68
<i>Fig. 61 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12576.</i>	68
<i>Fig. 62 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13145.</i>	68
<i>Fig. 63 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13142.</i>	69
<i>Fig. 64 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12190.</i>	69
<i>Fig. 65 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 22187.</i>	69

ÍNDICE DE CUADROS

<i>Tabla 1. Estratos de Consumo de EMELNORTE</i>	13
<i>Tabla 2 Factor A pre calculado.</i>	14
<i>Tabla 3. Factor de coincidencia para 1 - 4 usuarios.</i>	16
<i>Tabla 4 Resumen de clientes de EMELNORTE</i>	19
<i>Tabla 5 Caracterización de los transformadores</i>	20
<i>Tabla 6 Consumo promedio mensual</i>	22
<i>Tabla 7 Lecturas de los medidores totalizadores</i>	24
<i>Tabla 8 Factor A obtenido a partir del número de consumidores.</i>	25
<i>Tabla 9 Factor B obtenido a partir del consumo promedio mensual.</i>	26
<i>Tabla 10 Demanda máxima coincidente obtenida mediante el método de la REA.</i>	27
<i>Tabla 11 Demanda calculada diferenciando abonados residenciales y comerciales.</i>	28
<i>Tabla 12 Factor de utilización de los transformadores en estudio.</i>	30
<i>Tabla 13 Factor de utilización para la demanda calculada por el método de la REA.</i>	31
<i>Tabla 14 Factor de utilización correspondiente a la demanda calculada considerando los tipos de abonados.</i>	32
<i>Tabla 15 Comparación de factores de utilización de la demanda medida y las demandas calculadas.</i>	33
<i>Tabla 16 Comparación de la demanda medida y las calculadas por los diferentes métodos.</i>	35
<i>Tabla 17 Comparación de los errores absolutos calculados.</i>	38
<i>Tabla 18 Caracterización del dimensionamiento de los transformadores.</i>	39
<i>Tabla 19 Relación del número de usuarios por cada tipo y la característica del dimensionamiento.</i>	41
<i>Tabla 20 Dimensionamiento sugerido para errores significativos.</i>	42
<i>Tabla 21. Demanda máxima diversificada incluido las cocinas de inducción por número de usuarios.</i>	47
<i>Tabla 22 Número de usuarios de cada tipo para cada transformador en estudio.</i>	70
<i>Tabla 23 División de consumidores por estrato para cada transformador en estudio.</i>	71

ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 1 Cálculo de la demanda promedio en base al consumo.</i>	5
<i>Ecuación 2 Cálculo de la capacidad instalada.</i>	5
<i>Ecuación 3. Cálculo del factor de demanda</i>	5
<i>Ecuación 4. Cálculo del factor de utilización</i>	6
<i>Ecuación 5. Cálculo del factor de coincidencia</i>	6
<i>Ecuación 6 Cálculo del factor de diversidad.</i>	6
<i>Ecuación 7 Fórmula del factor de potencia.</i>	6
<i>Ecuación 8 Determinar el factor de pérdidas.</i>	7
<i>Ecuación 9 Determinar el factor de pérdidas en función del factor de carga.</i>	7
<i>Ecuación 10 Cálculo del factor de carga.</i>	7
<i>Ecuación 11 Cálculo de la potencia aparente corregida.</i>	8
<i>Ecuación 12 Determinación de K para reemplazar.</i>	8
<i>Ecuación 13 Potencia aparente corregida final.</i>	8
<i>Ecuación 14 Calcular la demanda máxima promedio.</i>	9
<i>Ecuación 15 Determinar el porcentaje de pérdidas.</i>	9
<i>Ecuación 16 Cálculo del Factor A por el método de la REA.</i>	11
<i>Ecuación 17 Determinar el Factor B mediante el método de la REA.</i>	11
<i>Ecuación 18 Producto de los factores A y B para obtener la Demanda Máxima Diversificada.</i>	11
<i>Ecuación 19 Determinación de la Demanda de Diseño utilizada por EMELNORTE.</i>	14
<i>Ecuación 20 Determinar la demanda de diseño según el consumo de los usuarios.</i>	15
<i>Ecuación 21 Cálculo de la demanda máxima coincidente a partir del factor de coincidencia.</i>	16
<i>Ecuación 22 Cálculo del factor de coincidencia en función del número de abonados.</i>	16
<i>Ecuación 23 Demanda de diseño obtenida en base al factor de coincidencia.</i>	16
<i>Ecuación 24 Fórmula del error relativo</i>	37

RESUMEN

El crecimiento social afecta al dimensionamiento de los transformadores de la red de distribución, requiriendo un redimensionamiento. El método de la REA permite dimensionar los transformadores para usuarios residenciales; en este método se obtiene la demanda máxima diversificada mediante el producto de un factor A y B, calculados en base al número de abonados y consumo energético de cada abonado respectivamente. Por otro lado, en la red de distribución se encuentran los medidores totalizadores, están instalados en los bornes del secundario de los transformadores, y arrojan la demanda máxima real para cada circuito. Para conocer si la capacidad de los transformadores es congruente con la demanda registrada se desarrolla un análisis del dimensionamiento de los transformadores de distribución de abonados residenciales en Ibarra, perteneciente al área de concesión de EMELNORTE, mediante la comparación de las mediciones de los totalizadores y la aplicación del método de la REA. Se determina que la mayoría de los transformadores estudiados tienen un dimensionamiento correcto, sin embargo, existen transformadores subdimensionados y sobredimensionados, el subdimensionamiento se relaciona directamente con la cantidad de abonados no residenciales (mayor al 20%). El sobredimensionamiento se debe a que el estrato predominante es el E. Los resultados varían cuando se calcula el dimensionamiento diferenciando los tipos de abonados.

Palabras clave: dimensionamiento, demanda máxima diversificada, método de la REA, estratos de consumo, medidor totalizador.

ABSTRACT

Social growth affects the dimensioning of the transformers of the distribution network, requiring a resizing. The REA method allows transformers to be sized for residential users; In this method, the maximum diversified demand is obtained through the product of a factor A and B, calculated based on the number of users and energy consumption of each consumer, respectively. On the other hand, the totalizing meters are found in the distribution network, they are installed in the secondary terminals of the transformers, and they show the real maximum demand for each circuit. To find out if the capacity of the transformers is consistent with the registered demand, an analysis of the sizing of the residential consumer distribution transformers in Ibarra, belonging to the EMELNORTE concession area, is carried out by comparing the measurements of the totalizers and the application of the REA method. It is determined that most of the transformers studied have a correct dimensioning, however, there are undersized and oversized transformers, the under sizing is directly related to the number of non-residential subscribers (greater than 20%). The oversizing is due to the fact that the predominant stratum is E. The results vary when the dimensioning is calculated differentiating the types of subscribers.

Keywords: REA method, diversified maximum demand, sizing, consumer strata, measured totalizer.

INTRODUCCIÓN

Contextualización

El incremento en la población y los avances tecnológicos contribuyen de manera exponencial al incremento del consumo de energía eléctrica en todos los sectores, ya sea residencial, industrial o comercial; esto ha llevado a que las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización aumenten su capacidad lo que ha conllevado a readecuar sus sistemas, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía Eléctrica del Año Móvil a marzo 2021, podemos destacar que el consumo de energía a nivel nacional es de 24.748,00 GWh, lo cual incluye un 6,78% por pérdidas técnicas y 6,10% correspondiente a las pérdidas no técnicas, lo cual significa 3.185,37 GWh perdidos en distribución, todo esto en base a la Energía Disponible para el Servicio Eléctrico. (Renovables, 2021)

Es bien conocido que, la expansión territorial exige llevar electricidad a nuevos sectores, necesitando realizar una serie de estudios, cálculos y análisis, uno de estos es el valor de la demanda máxima para un grupo de abonados, la que se requiere determinar previo a la instalación de nuevos transformadores sin el riesgo de que no abastezcan la demanda requerida.

En el apartado correspondiente a Estudio de la Demanda Eléctrica que se encuentra en el Plan Maestro de Electricidad se aprecia que la variación de la energía facturada entre el 2016 y 2017 tiene una variación del + 3,09% para el sector Residencial, - 4,44% para el sector Industrial, + 2,55% para el sector Comercial, - 54% en Alumbrado Público, y + 2,63% para otros grupos no detallados. (Equipo Técnico Interinstitucional MEER, 2017)

La estimación de la demanda máxima es indispensable para el diseño correcto de un circuito eléctrico, la estimación de la demanda para abonados existentes se la hace tomando como base los consumos de los abonados, lo que es conveniente, debido a que en los sistemas comerciales de las empresas distribuidoras esta información se encuentra disponible, como es bien conocido, el valor de consumo en kWh es registrado mes a mes, por este motivo para la determinación de los valores de demanda en kW se utilizara el método de la REA. (Vásquez, 2019)

Se debe considerar que la zona a estudiar posee un clima templado seco-mediterráneo con ciertas influencias del clima subtropical árido de tierras altas, dado que Ibarra se halla en un valle. Ibarra tiene una temperatura promedio de 18°C, oscilando entre una temperatura media

en diciembre de 7°C y de hasta 32°C en agosto. Las heladas son usuales desde finales de septiembre hasta inicios de marzo. Esto como influencia importante para la cultura de consumo eléctrico y utilización de ciertos electrodomésticos. (INAMHI, 2021)

La Rural Electrical Administration (REA) fue fundada en 1935, con el objetivo de fomentar la electrificación y telefonía en zonas rurales de Estados Unidos. La REA en el año de 1939 inició una búsqueda incansable de una metodología que permita estimar la demanda con base en los consumos eléctricos de los abonados. En agosto de 1957 finalmente se consigue presentar una metodología para la estimación de la demanda, la cual fue elaborada por Stanley J. Vest, en la cual se requiere la utilización de un factor A y un factor B. (Vest, 1957)

Problema

El desarrollo nacional ha dado paso al incremento de centros comerciales y zonas residenciales a lo largo y ancho del Ecuador, en base a esto se ha requerido suministrar de energía eléctrica a las nuevas edificaciones, mediante la instalación de transformadores de distribución, los cuales deben ser dimensionados de acuerdo con las normativas de cada empresa distribuidora. Ante esto podemos afirmar que es imperativo que el dimensionamiento de estos transformadores sea correcto de acuerdo con la demanda máxima diversificada, caso contrario se habla de un problema de subdimensionamiento o sobredimensionamiento del transformador, según corresponda.

Formulación del problema

¿La carga instalada de los transformadores de distribución en comparación con la demanda máxima diversificada nos arroja un valor correctamente dimensionado?

OBJETIVOS

Objetivo General

Analizar el dimensionamiento de los transformadores de distribución de abonados residenciales en el área de concesión de EMELNORTE, mediante la comparación de los valores medidos por los totalizadores y la aplicación del método de la REA.

Objetivos Específicos

- Analizar los fundamentos teóricos de dimensionamiento de transformadores de distribución, y la información de los medidores respecto a las normativas nacionales correspondientes.
- Calcular la demanda máxima diversificada aplicando el método de la REA con los valores registrados.
- Determinar las características del dimensionamiento en base a la comparación de los resultados obtenidos del método de la REA, con los valores de carga de los transformadores tomados de muestra.

CAPÍTULO 1

Obj. 1: Análisis de los fundamentos teóricos de dimensionamiento de transformadores de distribución

1.1. Sistemas de distribución

Las redes de distribución son parte fundamental de los sistemas de potencia que conocemos, se encargan de llevar la potencia generada hacia un gran número de usuarios distribuidos en bastos territorios. Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución. (Juárez, 1995)

La distribución de energía eléctrica ocupa los 2/3 de la inversión total del sistema eléctrico de potencia, por esto se requiere que el diseño y la construcción sean desarrollados de manera rigurosa. En la figura **Fig.1.**, se puede observar un esquema de los sistemas eléctricos de potencia, además se detalla que los componentes del sistema de distribución son las subestaciones receptoras secundarias, los circuitos primarios, los transformadores de distribución y el circuito secundario. (Ramírez, 2004)

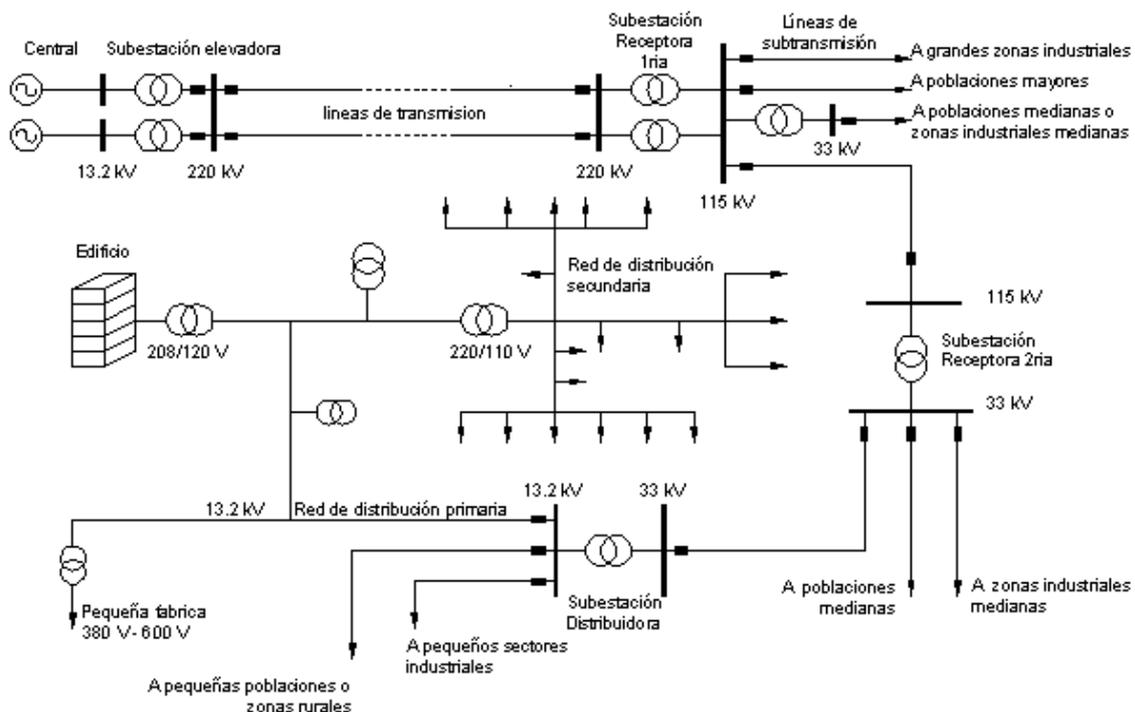


Fig. 1. Ubicación del sistema de distribución en un sistema eléctrico de potencia. (Ramírez, 2004)

1.1.1. Composición de la red

- Subestación receptora: aquí se transforma la energía receptada de las líneas de transmisión o subtransmisión para alimentar los circuitos de distribución primarios, el espacio reservado para estos centros dependerá del voltaje de entrada. (Ramírez, 2004)
- Circuitos primarios: estos están distribuidos en los sectores tanto urbanos como rurales, llegan hasta los transformadores de distribución con voltajes de 13,8/7,97 kV y 6,3/4,2 kV. (Ramírez, 2004)
- Transformadores de distribución: generalmente están montados en los postes, son el último paso antes de que la electricidad llegue hasta los consumidores, está conectado al circuito primario y al secundario en sus devanados respectivos. (Ramírez, 2004)
- Circuitos secundarios: manejan voltajes de 120/240 V, 127/220 V, o de hasta 600 V; terminan en la acometida de los usuarios. (Ramírez, 2004)

1.1.2. Tipos de sistemas de distribución

Los sistemas comúnmente utilizados para estos sistemas tienen diferentes variables tanto técnicas como económicas, por tanto, se generan diferentes ventajas y desventajas para cada tipo, sugiriendo en qué situaciones utilizar cada tipo.

- Sistema radial: este sistema particularmente cuenta con una conexión directa entre la fuente y la carga. Posee una sola vía unidireccional para la corriente, formando visualmente una rama. En la fig. 2 podemos observar un sistema radial. (S/N, 2019)

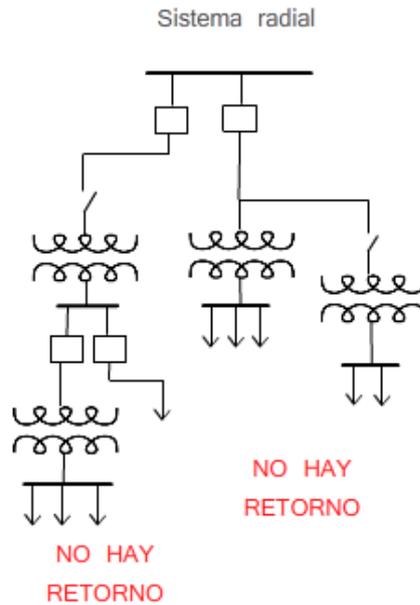


Fig. 2. Forma más sencilla del sistema de distribución radial. (S/N, 2019)

- Sistema anillo: a diferencia del radial, este sistema cuenta con varias conexiones entre la carga y la fuente. Este sistema parte desde la subestación y completa su ciclo al recorrer el área de abastecimiento y regresar al inicio. La ventaja principal de este sistema es que permite aislar secciones diferenciadas en caso de fallos. En la fig. 3 se observa un modelo del sistema anillo. (S/N, 2019)

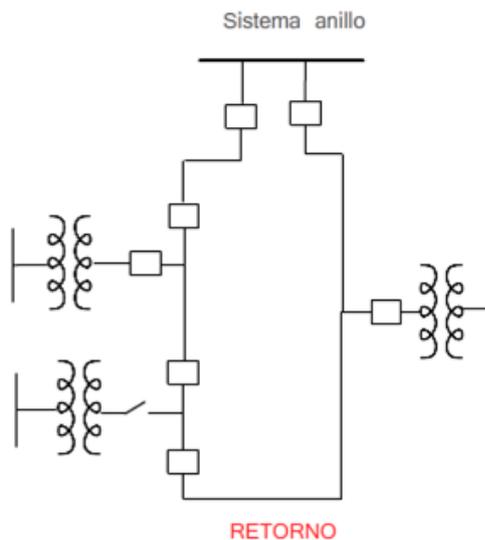


Fig. 3. Forma básica del sistema de distribución anillo. (S/N, 2019)

- Sistema de red o malla: trabaja con dos puntos de alimentación independientes, manteniendo energizado el sistema permanentemente; se emplea en sectores estratégicos que requieren electricidad permanentemente, como empresas públicas

o industrias. Se facilita la comprensión en la fig. 4, la cual detalla un modelo de sistema de malla. (S/N, 2019)

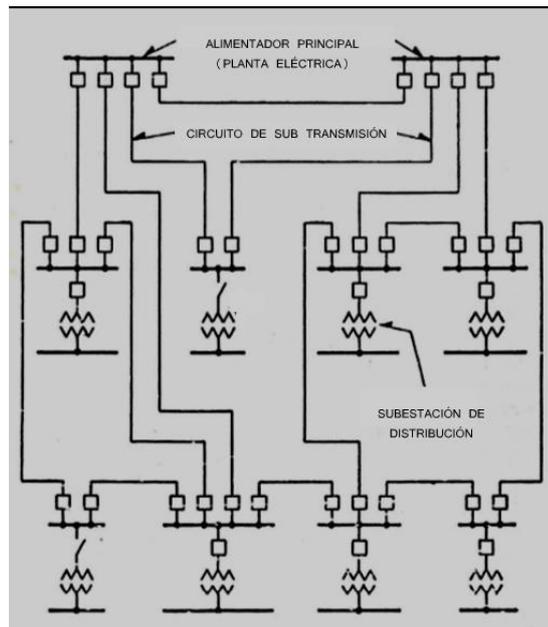


Fig. 4. Modelo del sistema de distribución de malla. (Juárez, 1995)

1.2. Características de las cargas

1.2.1. Demanda $D(t)$

Es la cantidad de potencia que ocupa un consumidor de la red de distribución en un tiempo determinado llamado intervalo de demanda. El intervalo de tiempo dependerá de las unidades en las que se desee expresar la demanda, ya sea en kVA, kVAr, kW, A, o como porcentajes de la demanda máxima. La variación de la demanda genera la curva de carga. (De Jarmy Villarreal, 2018)

1.2.2. Demanda máxima (DM)

Es la mayor de las demandas registradas durante un tiempo específico. Representa las condiciones más severas de operación del sistema en cuanto a temperatura y caída de tensión. Debe incluir el intervalo de demanda, el período y las unidades. (De Jarmy Villarreal, 2018)

1.2.3. Demanda máxima diversificada (DMD)

También conocida como demanda máxima coincidente, es la máxima demanda encontrada en la suma de las demandas de un grupo de consumidores en un período

particular de tiempo. Se utiliza para determinar la capacidad del sistema alimentador y la capacidad del transformador. (De Jarmy Villarreal, 2018)

1.2.4. Demanda promedio (DP)

Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario en un intervalo de tiempo dado, y el tiempo mismo. (Ramírez, 2004)

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T \text{ en kWh}}{T \text{ en h}}$$

Ecuación 1 Cálculo de la demanda promedio en base al consumo.

1.2.5. Carga instalada (CI)

Es la suma de las potencias nominales continuas de los equipos que consumen energía y están conectados al sistema. (Willis, 2002)

Matemáticamente se expresa:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$$

Ecuación 2 Cálculo de la capacidad instalada.

1.2.6. Capacidad instalada (PI)

Es la sumatoria de las potencias nominales de todos los equipos conectados que alimentan la carga al sistema en cuestión, también se le conoce como capacidad nominal del sistema. (Salazar & Panchi, 2014)

1.2.7. Factor de demanda (FD)

Este factor se define como la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. Este factor generalmente es menor que 1, debido a que es muy improbable que todos los equipos se conecten en simultáneo y a su capacidad máxima. Es un valor adimensional. (Willis, 2002)

$$F_D = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I}$$

Ecuación 3. Cálculo del factor de demanda

1.2.8. Factor de utilización (FU)

Es la razón entre la demanda máxima y la capacidad instalada. Es necesario recalcar que el factor de utilización indica la porción de la capacidad del equipo que alimenta a la carga que se está utilizando durante el intervalo de tiempo determinado, a diferencia del factor de demanda que indica el porcentaje la carga instalada que se está alimentando. (Kersting, 2012)

$$F_U = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} = \frac{D_M}{P_I}$$

Ecuación 4. Cálculo del factor de utilización

1.2.9. Factor de coincidencia (Fco)

Es la relación entre la demanda máxima diversificada del grupo de consumidores en cuestión, y la suma de las demandas máximas de consumidores individuales integrantes del grupo. Este factor será utilizado para corregir la demanda y seleccionar los equipos que optimicen el sistema. (Salazar & Panchi, 2014)

$$F_{Co} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{Suma de Demandas Máximas Individuales}} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{\sum D_{mi}}$$

Ecuación 5. Cálculo del factor de coincidencia

1.2.10. Factor de diversidad (Fdiv)

Se define como la relación entre las sumas de las demandas máximas individuales y la demanda máxima de todos los consumidores. Este factor se utiliza para determinar la demanda resultante para un grupo de consumidores en un período de tiempo específico. (Ramírez, 2004)

$$F_{div} = \frac{\text{suma de demandas máximas individuales}}{\text{Demandas Máximas Coincidente}} = \frac{\sum D_{mi}}{DMD}$$

Ecuación 6 Cálculo del factor de diversidad.

1.2.11. Factor de potencia (cosφ)

El factor de potencia es directamente proporcional a la potencia activa (W), e inversamente proporcional a la potencia aparente (VA), se expresa en la siguiente ecuación:

$$\cos\phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$$

Ecuación 7 Fórmula del factor de potencia.

Este factor determina las pérdidas en potencia reactiva, lo cual afecta a la calidad y la economía del servicio eléctrico. Para redes de distribución se establece un factor de potencia mínimo de 0.9, en caso de ser un valor menor a este, se deberá ejecutar el proceso de corrección del factor de potencia por parte de la empresa distribuidora y/o el consumidor. (Kersting, 2012)

Para dicha corrección se adiciona un conjunto de bancos de condensadores a las acometidas o circuitos que lo requieran; elevando el valor de la potencia activa, y reduciendo la potencia reactiva.

1.2.12. Factor de pérdidas (Fper)

Es la relación de las pérdidas de potencia promedio sobre las pérdidas de potencia en el pico de carga, a lo largo de un período de tiempo dado. (Juárez, 1995)

$$F_{per} = \frac{\text{Promedio de pérdidas}}{\text{Pérdidas en pico de carga}}$$

Ecuación 8 Determinar el factor de pérdidas.

Existen varios métodos para determinar el factor de potencia, sin embargo, para este estudio se utilizará la siguiente ecuación para el cálculo:

$$f_{per} = 0,3F_c + 0,7F_c^2$$

Ecuación 9 Determinar el factor de pérdidas en función del factor de carga.

1.2.13. Factor de carga (Fc)

Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo determinado, y la demanda máxima obtenida durante el mismo tiempo. Usualmente se determina este factor en función de un instante. Este factor también hace referencia a la curva, en función del tiempo que se mantiene el pico de carga. (Willis, 2002)

$$F_c = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} = \frac{D_P}{D_M}$$

Ecuación 10 Cálculo del factor de carga.

1.2.14. Curva de carga (Fc)

Estas curvas permiten apreciar el comportamiento de la carga durante un intervalo de tiempo determinado, puede ser diario, semanal, mensual o anual. La más utilizada es la curva de cargas diarias, esta se puede observar a continuación. (Ramírez, 2004)

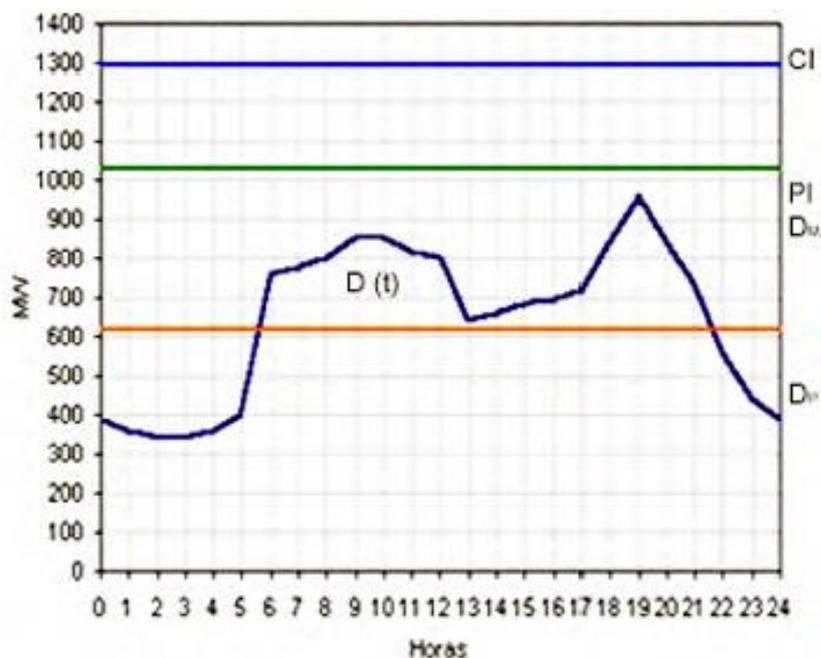


Fig. 5. Gráfico de las curvas de carga. (Ramírez, 2004)

1.2.15. Curvas de demanda máxima diversificada

Para generar las curvas de demanda máxima coincidente, es imperativo determinar la potencia en KVA correspondientes al consumo pico de los grupos de usuarios de acuerdo con el voltaje y la corriente de la lectura obtenida de la red; medida que deberá ser corregida con la siguiente ecuación: (Ramírez, 2004)

$$kVA_{\text{corregidos}} = K \times kVA_{\text{medidos}}$$

Ecuación 11 Cálculo de la potencia aparente corregida.

conociendo que se cumple:

$$K = \left(\frac{V_{\text{nominal}}}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5}$$

Ecuación 12 Determinación de K para reemplazar.

de este modo obtenemos que:

$$kVA_{\text{corregidos}} = \left(\frac{V_{\text{nominal}}}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} \times \left(\frac{V_{\text{medio}} \times I_{\text{medio}}}{1000} \right)$$

Ecuación 13 Potencia aparente corregida final.

Con los datos obtenidos se calcula la demanda máxima promedio para cada consumidor, trabajando con diferentes circuitos, y también la demanda máxima promedio para dado número de consumidores (n), así:

$$D_{\text{máxima promedio}} = \frac{kVA_{\text{corregidos}}}{n} = \frac{(D_{M\text{grupo}})_{\text{corregidos}}}{n}$$

Ecuación 14 Calcular la demanda máxima promedio.

Para el dibujo de la curva es importante considerar estos aspectos:

- a) La tendencia de la curva determina la magnitud del alimentador principal y la del transformador.
- b) Los puntos para números intermedios de acometidas determinan los elementos topológicos intermedios.
- c) El punto inicial determina el calibre del conductor de las acometidas.
- d) La dispersión de los puntos de la curva es inversamente proporcional al número de acometidas.

1.3. Pérdidas en sistemas eléctricos

En las redes de distribución es necesario analizar las pérdidas tanto de energía como de potencia. Estas pérdidas están adheridas a los sistemas de transporte de energía y representan el incremento de costo para la inversión de capital requerido. (Ramírez, 2004). La relación entre energía y pérdidas de potencia está dada por:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía suministrada a un sistema}} \times 100$$

Ecuación 15 Determinar el porcentaje de pérdidas.

Las pérdidas en los sistemas eléctricos se caracterizan por ser causadas por desperfectos físicos en los equipos requeridos, el resto de las pérdidas se debe a factores que no tienen nada que ver con el ámbito técnico; de esta manera se clasifica las pérdidas en técnicas y no técnicas. (Vásquez, 2019)

1.1.1. Pérdidas técnicas

Estas pérdidas corresponden a la energía disipada en los equipos que integran cada fase del sistema eléctrico de potencia. Se pierde energía tanto en la generación, el transporte, la transformación y la distribución. En el proceso de distribución el mayor porcentaje de las pérdidas se debe a la resistividad de los conductores, las cuáles únicamente pueden ser reducidas, pero no eliminadas. (Ramírez, 2004)

Las pérdidas técnicas son proporcionales a los niveles de tensión, generalmente se desarrolla los cálculos de pérdidas a partir de la demanda máxima, lo que vuelve necesario conocer el factor de pérdidas estudiado anteriormente.

Para las redes de distribución, la principal causa de las pérdidas es el efecto Joule, esto indica que las resistencias dependen de la resistividad del conductor y el recorrido de este, de esta forma se puede deducir que es necesario optimizar las componentes descritas para reducir las pérdidas.

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía Eléctrica del año móvil a marzo 2021 indica que las pérdidas técnicas corresponden al 6,78% del total de la energía disponible para el sistema de distribución. (Renovables, 2021)

1.1.2. Pérdidas no técnicas

Estas pérdidas no tienen ninguna relación con el proceso de transporte, estas pérdidas se deben al mal uso de energía, las fallas en los contadores de energía, errores en la toma de lecturas, la falta de control en consumos propios de la empresa distribuidora, errores en la facturación, entre otros. Existen varios inconvenientes para medir las pérdidas no técnicas, puesto que son causadas por errores; por esto, para determinar las pérdidas no técnicas es necesario restar las pérdidas técnicas del total de pérdidas.

El Balance Nacional de Energía antes mencionado, también señala el 6,10% para pérdidas técnicas, de los 24.748,00 GWh disponibles en distribución. (Renovables, 2021)

1.4. Método de la Rural Electrification Administration (REA)

La Administración de Electrificación Rural, REA por sus siglas en inglés, fue fundada el 11 de mayo de 1935, con la finalidad de desarrollar los sistemas de electrificación en zonas rurales de los Estados Unidos. Esta administración pasó a ser la Rural Utilities Service (RUS) en 1994. (Vásquez, 2019)

La ingeniería eléctrica durante más de 100 años ha desarrollado varios métodos para el cálculo de la demanda máxima coincidente, en donde se requieren mediciones y registros realizadas en épocas y períodos de años enteros para que puedan ser realmente útiles. Esto indica que la solidez de un método se define en función de las bases estadísticas que ocupa, por ejemplo, el método de la REA que ha sido empleado y modificado durante varios años.

La REA desarrolló un método para la estimación de la capacidad requerida en función de la demanda, el cual se basa en estadísticas firmemente establecidas. Este método ha generado fiabilidad y ha sido levemente modificado en función del cambio en las redes de distribución.

1.1.3. Cálculo de la demanda en kW por el método de la REA

El método de la REA consiste en la multiplicación de un factor A correspondiente al número de clientes, y un factor B correspondiente a los kWh utilizados. La determinación de estos factores se da por las siguientes ecuaciones (Vest, 1957):

$$FactorA = N[1 - 0,4N + 0,4 \times (N^2 + 40)^{(1/2)}]$$

Ecuación 16 Cálculo del Factor A por el método de la REA.

$$FactorB = 0,005925 \times \left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885}$$

Ecuación 17 Determinar el Factor B mediante el método de la REA.

$$DMD = FactorA \times FactorB$$

Ecuación 18 Producto de los factores A y B para obtener la Demanda Máxima Diversificada.

Donde:

N: Número de usuarios del circuito

$\left(\frac{kWh}{mes}\right)$: Promedio de la suma de consumos de los abonados del circuito

DMD: Demanda máxima diversificada

En este método, el factor A refleja la mejora en la diversidad en función del número de consumidores, en cambio, el factor B indica la tendencia en el factor de carga al generarse un mayor consumo, este factor puede determinarse con la curva de la figura a continuación, o mediante la ecuación antes mencionada (Campoverde & Sánchez, 2012).

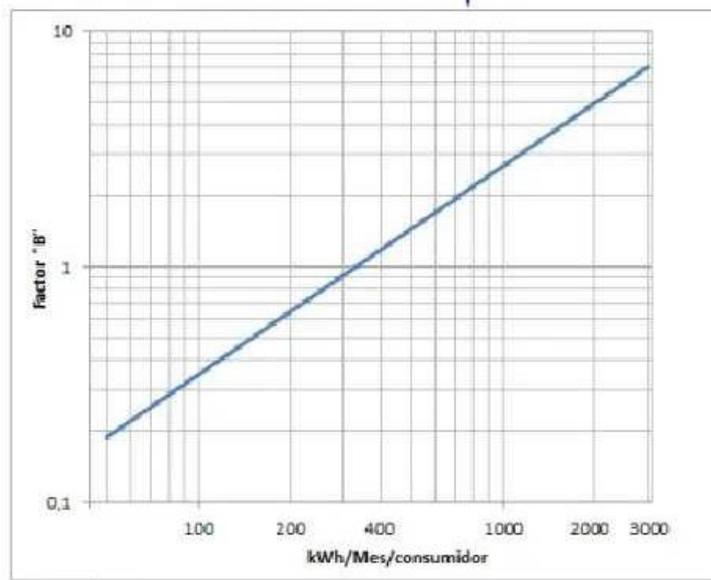


Fig. 6. Curva para determinar el factor B. (Campoverde & Sánchez, 2012)

En la figura insertada a continuación es posible observar que el factor A puede ser encontrado únicamente a partir de los 5 consumidores.

No. Consumidores	Factor A								
		41	53,40	105	122	310	325	820	832
		42	54,50	110	128	320	335	840	853
		43	55,50	115	133	330	344	860	873
		44	56,70	120	138	340	354	880	891
5	9,49	45	57,90	125	143	350	364	900	911
6	10,80	46	59,00	130	148	360	373	920	931
7	12,10	47	60,20	135	153	370	383	940	951
8	13,50	48	61,40	140	159	380	393	960	972
9	14,80	49	62,40	145	163	390	403	980	992
10	16,10	50	63,50	150	168	400	412	1000	1010
11	17,40	51	64,7	155	173	410	422	1050	1059
12	18,70	52	65,7	160	178	420	432	1100	1108
13	20,10	53	66,7	165	183	430	442	1150	1157
14	21,40	54	68	170	188	440	452	1200	1207
15	22,70	55	69	175	193	450	462	1250	1255
16	24,00	56	70,2	180	198	460	472	1300	1304
17	25,30	57	71,2	185	203	470	481	1350	1353
18	26,60	58	72,3	190	208	480	491	1400	1400
19	27,80	59	73,6	195	213	490	501	1450	1450
20	29,20	60	74,5	200	218	500	512	1500	1500
21	30,40	62	76,7	205	223	510	522	1600	1600
22	31,70	64	78,9	210	228	520	532	2000	2000
23	32,80	66	81,1	215	233	530	542	2400	2400
24	33,90	68	83,2	220	238	540	551	2800	2800
25	34,90	70	85,4	225	243	550	561	3200	3200
26	36,00	72	87,6	230	247	560	571	3600	3600
27	37,20	74	89,7	235	252	570	582	4000	4000
28	38,90	76	91,8	240	257	580	592	4400	4400
29	39,50	78	93,9	245	262	590	601	4800	4800
30	40,70	80	96	250	267	600	612	5200	5200
31	41,90	82	98,3	255	272	620	631	5500	5500
32	43,10	84	100	260	276	640	652	6000	6000
33	44,30	86	102	265	282	660	672	6500	6500
34	45,40	88	104	270	287	680	692	7000	7000
35	46,60	90	107	275	291	700	713	7500	7500

Fig. 7. Tabla del Factor A para cada número de consumidores. (Vest, 1957)

1.5. Procedimiento para la determinación de la capacidad de transformadores para clientes del área de concesión de EMELNORTE

EMELNORTE tiene el objetivo de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, mediante el cumplimiento de las normativas vigentes, realizando las variaciones necesarias de acuerdo con la época. Uno de los pasos para esto, es el correcto dimensionamiento de transformadores y conductores. En este apartado se explica el proceso empleado por EMELNORTE para el dimensionamiento de transformadores en su área de concesión.

Para esto, EMELNORTE ha dividido a sus consumidores por estratos en función del consumo, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Estratos de Consumo de EMELNORTE

ESTRATOS DE CONSUMO	
Carga por estrato de consumo	kWh/mes (sin considerar consumo de las cocinas de inducción)
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 500
A	>500

En este ámbito, la distribución por estratos de Ibarra se puede observar en la figura **Fig. 8.** que se muestra a continuación.

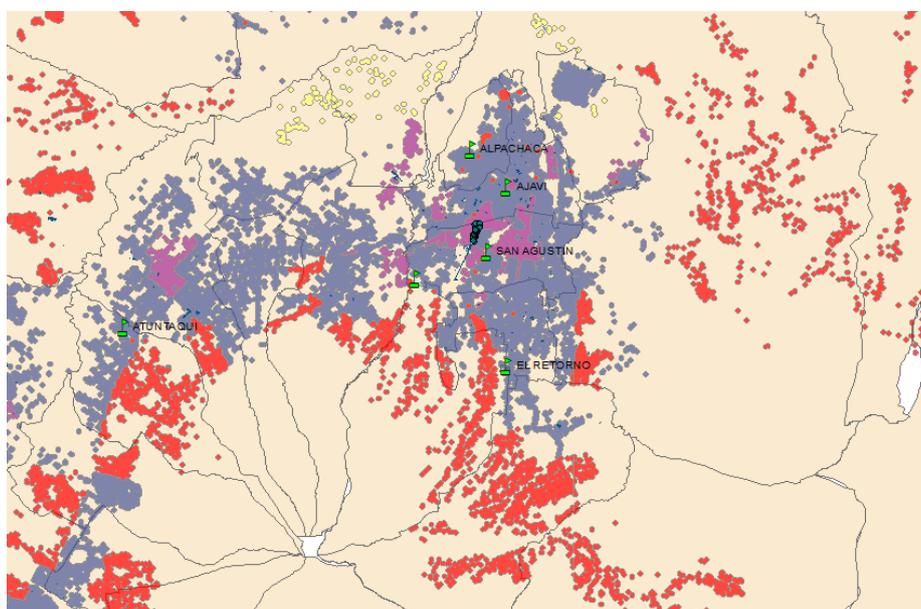


Fig. 8. Ibarra dividida por estratos.

1.5.1. Demanda del diseño en transformadores según estrato y número de consumidores

Conociendo el estrato de consumo, se procederá al cálculo de la demanda de diseño del transformador en cuestión, esto utilizando la siguiente ecuación:

$$DD = \left(\frac{DMD + DAP + DPT}{F_p} \right) + C_e$$

Ecuación 19 Determinación de la Demanda de Diseño utilizada por EMELNORTE.

Donde:

DD: Demanda de diseño

DMD: Demanda máxima diversificada, incluida la demanda de las cocinas de inducción.

DAP: Demanda de alumbrado público

DPT: Demanda de pérdidas técnicas (3,6% DMD)

Fp: Factor de potencia

Ce: DMD de cargas especiales, en caso de existir.

Para esto, la demanda máxima diversificada se obtiene de la tabla mostrada en el **Anexo A**, a continuación se observa una pequeña sección de dicha tabla. **¡Error! Vínculo no válido.**

Tabla 2 Factor A pre calculado.

Demanda Máxima Diversificada incluido cocinas de inducción									
Estrato A		Estrato B		Estrato C		Estrato D		Estrato E	
# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)
1	13,82	1	7,48	1	4,05	1	2,58	1	1,80
2	17,96	2	9,73	2	5,27	2	3,35	2	2,34
3	22,80	3	12,34	3	6,68	3	4,25	3	2,97
4	27,63	4	14,96	4	8,10	4	5,16	4	3,60
5	29,78	5	16,13	5	8,73	5	5,56	5	3,88

Este proceso se puede comprender de mejor manera con la siguiente imagen, la cual detalla las ecuaciones ocupadas por EMELNORTE para el dimensionamiento de los transformadores:

Parámetro	fórmula	Unidades
DMD Metodo REA(5 usuarios en adelante)	DMD= Factor A* Factor B	kW
DMD (1-4 usuarios)	$DMD = fc \sum D_{m\acute{a}x\ individual}$	kW
Demanda de Pérdidas Técnicas	DPT=0,036*(DMD)	kW
Demanda de Alumbrado Público	DAP=NI*PI	kW
Demanda de Diseño	$DD = \left(\frac{DMD + DPT + DAP}{fp} \right) + Dce$	kVA

Fig. 9. Ecuaciones para el dimensionamiento de transformadores.

1.5.2. Demanda del diseño en transformadores según el consumo de los abonados

Este método se utiliza principalmente para casos de redimensionamiento de transformadores, puesto que ya existiría el registro de los consumos de los abonados pertenecientes al transformador en cuestión.

Para esto es necesario obtener el consumo promedio anual de los abonados de la base de datos de ArcGIS; en caso de no existir dicho dato, se considerará el valor máximo del estrato al que pertenece el consumidor.

Para esto es necesario determinar la demanda individual de cada usuario, para lo cual se emplea la siguiente fórmula:

$$D_{ind} = \frac{\frac{DM_{coin(5\ usuarios)}}{Fc(5\ usuarios)}}{5}$$

Ecuación 20 Determinar la demanda de diseño según el consumo de los usuarios.

Donde:

Dind: Demanda individual

DMcoin: demanda máxima coincidente (para determinar la DMcoin de 5 abonados se utilizará el método de la REA. Para esto, el factor A será igual a 11,1245155.)

Fc: factor de coincidencia (siempre será igual a 0,43115106)

Una vez encontrados todos los valores correspondientes a las demandas individuales, se podrá obtener la demanda máxima diversificada total mediante la siguiente ecuación:

$$D_{MC\ total} = f_c \times \sum D_{ind\ 1} + D_{ind\ 2} + D_{ind\ 3} + \dots + D_{ind\ n}$$

Ecuación 21 Cálculo de la demanda máxima coincidente a partir del factor de coincidencia.

Donde:

DMC total: Demanda máxima diversificada total

Fc: factor de coincidencia

El factor de coincidencia dependerá de n = número de abonados, y se determinará mediante la siguiente tabla para casos de 1 a 4 abonados, y mediante la ecuación para 5 o más abonados.

Tabla 3. Factor de coincidencia para 1 - 4 usuarios.

# Usuarios	Fc
1	1
2	0,65
3	0,55
4	0,5

$$f_c = e^{-0,7243} \times n^{-0,128443} + 0,037$$

Ecuación 22 Cálculo del factor de coincidencia en función del número de abonados.

Finalmente, la demanda de diseño para este método estará definida por la siguiente fórmula:

$$DD = \left(\frac{D_{MC\ total} + DAP + DPT}{F_p} \right)$$

Ecuación 23 Demanda de diseño obtenida en base al factor de coincidencia.

De manera general, se puede resumir este método mediante la siguiente imagen:

Parámetro	fórmula	Unidades
Demanda individual por poste	$D_{ind} = \left(\frac{DM_{coin}}{fc} \right)$	kW
Demanda máxima coincidente (1-4 usuarios/poste)	$DM_{coin} = fc \sum D_{m\acute{a}x\ individual\ e\ s}$	kW
Demanda máxima coincidente (de 5 usuarios en adelante por poste)	DMcoin=(Factor A*Factor B)	kW
Demanda máxima coincidente total	$DM_{Ctotal} = fc \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} + D_{ind4} + \dots \dots D_{indn}$	kW
Demanda de Pérdidas Técnicas	DPT=0.036*DMCtotal	kW
Demanda de Alumbrado Público	DAP=NI*PI	kW
Demanda de Diseño	$DD = \left(\frac{DM_{Ctotal} + DPT + DAP}{fp} \right)$	kVA

Fig. 10. Demanda de diseño de transformadores en base al consumo de los abonados.

CAPÍTULO 2

Obj. 2: Cálculo de la DMD aplicando el método de la REA

2.1. Introducción

En este capítulo se realizará el levantamiento de la información, información que ha sido solicitada a EMELNORTE, con esto se obtienen las mediciones de los totalizadores, las mismas que posteriormente serán comparadas con el resultado arrojado por el método de la REA, y con la capacidad instalada de cada uno de los transformadores en estudio.

El presente proyecto consta de varias etapas o fases, inicialmente se requiere del levantamiento de la información, en donde se tabularán los consumos de los abonados de cada transformador en estudio, además de la información general del transformador como número de usuarios, alumbrado público y capacidad instalada; por otro lado, se requieren las mediciones de los totalizadores para tener presente la demanda medida que será considerada la real, a partir de la cual se determinará la precisión del método de la REA, además determinará si la capacidad instalada en los transformadores es correcta.

Con esto, en el siguiente capítulo se emitirá el análisis de los resultados, para concluir con los objetivos planteados inicialmente.

2.2. Descripción del lugar de estudio

EMELNORTE (Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.) se constituyó el 25 de noviembre de 1975, EMELNORTE es una empresa que brinda el servicio público de energía eléctrica a la población dentro de su área de concesión, que comprende: los cantones Pedro Moncayo y Cayambe de la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi, cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y los sectores de Alto Tambo y Durango de la provincia de Esmeraldas.

Debido al crecimiento poblacional se ha incrementado la demanda del servicio de energía, como consecuencia directa se han elevado las solicitudes de medidores para nuevos servicios. Los índices de interrupción de EMELNORTE son de 6.02 para la Frecuencia Media de Interrupción (FMIk) y de 8.53 para el Tiempo Total de Interrupción (TTIk), valores que han tenido una disminución con relación a los años anteriores.

EMELNORTE actualmente cuenta con 16 subestaciones de distribución, con una capacidad instalada de 182,5 MVA, todas a un voltaje nominal de 69/13,8 kV. Además, cuenta con 20 líneas de subtransmisión de 69 kV con una longitud de 246,59 km, y dos líneas de subtransmisión de 34,5 kV con una extensión de 17,59 km.

De acuerdo con los datos proporcionados por EMELNORTE, a septiembre 2021 cuenta con esta cantidad de clientes:

Tabla 4 Resumen de clientes de EMELNORTE

TIPO CLIENTE	NÚMERO DE CLIENTES
Alumbrado público y Servicio comunitario	61
Asistencia social y beneficio público	1,544
Bombeo de agua	497
Comercial	26,396
Entidad oficial	1,255
Escenarios deportivos	71
Industrial	2,715
Residencial	204,475
Residencial_Pec	23,996
Alumbrado	14
Ocasionales	798
TOTALES	261,822.00

2.3. Selección de los transformadores

La Empresa EMELNORTE por medio del Departamento de Control de Calidad y Pérdidas proporcionó la información de transformadores localizados en la ciudad de Ibarra perteneciente al área de concesión; específicamente los transformadores están ubicados en zonas residenciales, sin embargo, no todos los consumidores son precisamente de tipo residencial, lo cual no fue considerado dado que el consumo mensual promedio no supera los 200 kWh. En los anexos se encuentra la carta de aceptación para el desarrollo del presente trabajo de titulación junto a la mencionada empresa.

2.3.1. Antecedentes de los transformadores a ser analizados

En el **Anexo B** se detallan los elementos que componen el circuito de cada transformador, considerando el número de usuarios, capacidad instalada, el número de luminarias instaladas y la parroquia en la que se ubican.

2.3.2. Caracterización de los transformadores en estudio

A continuación, se detalla la información de los transformadores como el número de transformador, el código del medidor totalizador, el suministro, la capacidad instalada y el número de consumidores.

Tabla 5 Caracterización de los transformadores

No TRANSFORMADOR	CÓDIGO TOTALIZADOR	SUMINISTRO	CAPACIDAD DEL TRAF0	No CONSUMIDORES
11614	46449	404060	50	120
7072	46825	444892	50	50
7685	47262	396011	50	60
7758	47263	396012	75	132
12794	47268	347994	50	59
7562	47272	396006	75	95
7378	47283	396295	50	59
12896	47312	348020	50	55
13428	47328	348028	50	85
13050	47347	347823	37,5	45
11255	47367	347916	37,5	61
13370	47379	347965	37,5	37
7478	47391	347936	75	129
11333	47392	346995	25	43
13212	47397	347948	75	35
13044	47454	347925	37,5	52
7627	47467	348021	37,5	56
11893	47477	348033	25	48
13158	47480	347943	75	124
11897	47483	348006	25	23
12576	47488	348005	25	56

13145	47502	347979	50	164
13142	47513	347911	37,5	45
22190	47552	347949	37,5	73
22187	47553	347990	37,5	57

2.3.3. Consumo promedio mensual de los usuarios para cada transformador en estudio

A continuación, se detalla el promedio de los consumos mensuales de los usuarios de cada transformador correspondientes al año 2020, estos datos serán ocupados para la aplicación del método de la REA. Estos valores están dados en (kWh).

Tabla 6 Consumo promedio mensual

No TRAF0	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO POR TRAF0
11614	114,01	106,79	106,08	114,75	129,30	118,88	117,06	106,28	114,09	102,46	108,64	105,53	111,99
7072	119,58	110,96	117,90	118,80	142,24	119,86	120,44	126,40	116,56	112,12	129,34	113,00	120,60
7685	134,25	134,65	130,62	137,32	148,20	130,30	149,30	143,90	147,88	131,60	146,52	137,97	139,38
7758	112,15	118,94	115,48	120,97	126,98	111,42	120,80	115,33	121,15	108,41	114,70	113,33	116,64
12794	130,37	121,69	124,97	132,31	173,92	157,86	138,86	136,20	138,27	127,54	130,86	122,59	136,29
7562	139,28	145,36	135,16	142,48	143,75	125,43	135,71	132,99	135,61	137,40	134,13	133,87	136,76
7378	90,93	87,14	96,85	91,80	87,27	79,49	74,47	77,47	70,34	70,47	83,63	73,92	81,98
12896	186,98	181,93	184,64	196,95	178,27	188,22	182,16	181,95	196,40	191,11	188,13	165,80	185,21
13428	145,58	141,06	148,85	141,53	160,72	151,89	141,96	153,33	141,36	136,74	155,34	140,93	146,61
13050	116,29	115,38	132,80	120,16	145,89	119,02	121,00	128,31	116,04	113,18	127,89	114,84	122,57
11255	145,41	159,36	150,64	141,13	145,66	113,59	112,39	130,89	119,05	115,07	122,31	111,33	130,57
13370	124,73	121,22	127,46	117,19	143,32	127,16	119,24	125,19	117,05	115,81	131,27	111,65	123,44
7478	133,83	138,02	152,33	143,15	99,66	112,91	123,32	133,21	127,95	123,24	134,78	123,46	128,82
11333	113,67	116,91	125,26	116,42	128,30	120,86	126,05	131,56	123,09	128,33	138,98	123,28	124,39
13212	263,51	243,03	232,23	217,74	190,80	248,37	216,91	252,57	247,17	242,46	262,26	223,74	236,73

13044	105,23	103,42	111,90	104,87	137,12	115,37	112,46	120,75	107,54	102,62	116,08	102,52	111,66
7627	130,89	126,54	138,73	133,11	123,89	119,75	124,82	139,39	131,71	127,71	146,84	131,66	131,25
11893	93,94	98,42	97,60	95,02	118,58	98,54	103,73	98,98	90,81	91,98	88,52	86,23	96,86
13158	169,23	170,61	178,80	166,39	128,95	154,51	151,15	156,01	157,36	161,30	169,25	154,48	159,84
11897	66,57	91,39	103,57	72,83	117,65	96,61	92,22	82,09	82,70	86,70	83,91	79,83	88,00
12576	134,63	129,55	132,30	139,27	147,21	128,38	139,02	129,79	140,02	124,41	130,75	120,59	132,99
13145	157,33	157,23	167,24	159,40	131,40	134,73	134,66	148,60	144,55	146,11	162,85	144,26	149,03
13142	188,89	188,62	197,60	182,78	136,38	142,84	157,56	165,42	158,96	152,71	166,89	153,33	166,00
22190	182,33	174,53	171,90	180,10	143,07	155,56	156,60	160,84	177,89	162,26	172,25	160,34	166,47
22187	147,82	142,75	138,09	145,30	140,89	136,70	145,05	140,02	149,77	133,16	136,75	134,47	140,90
PROMEDIO													
MENSUAL	137,90	137,02	140,76	137,27	138,78	132,33	132,68	136,70	134,93	129,80	139,31	127,32	

2.2.4. Lecturas de los medidores totalizadores de cada transformador, para el año 2021

A continuación, se detalla la demanda registrada por los medidores totalizadores de cada transformador, lo cual será considerado como demanda medida, dado que esta corresponde a un aparato de medición funcional y revisado, por esto se la considera como el valor más aproximado a la realidad. Se evidencia que en algunos casos se ha registrado la medición en 0, esto se da debido a errores en los medidores, o que no se tomó la lectura por temas como el confinamiento por el COVID que precisamente empezaba en marzo del 2020.

Tabla 7 Lecturas de los medidores totalizadores

No TRANSFORMADOR	CÓDIGO TOTALIZADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
11614	46449	45,9	45,9	0	0	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	45	47,4	45
7072	46825	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
7685	47262	30,6	30,6	30,6	0	30,6	30,6	30,6	30,6	30	30	30	30
7758	47263	59,2	59,2	60,8	0	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	52	56,8	56,8
12794	47268	29,4	29,4	0	0	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
7562	47272	42,6	38,4	38,4	0	40,2	40,2	40,8	40,8	41,4	41,4	41,4	41,4
7378	47283	23,2	23,2	23,2	0	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
12896	47312	34,8	34,8	0	0	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	35,2	0	35,2
13428	47328	40,4	40,4	40,4	0	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
13050	47347	24,8	24,8	0	0	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
11255	47367	47,6	47,6	0	0	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6
13370	47379	22	22	16,8	0	18	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
7478	47391	65,4	65,4	65,4	0	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4
11333	47392	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	16,5	16,5	16,5
13212	47397	40,8	40,8	0	0	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8
13044	47454	32,4	32,4	0	0	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
7627	47467	28	28	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28
11893	47477	21,2	21,2	21,2	0	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
13158	47480	70,2	70,2	70,2	0	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2
11897	47483	12,4	12,4	12,4	0	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6

12576	47488	30	30	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
13145	47502	67,8	67,8	67,8	0	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8
13142	47513	34,8	34,8	34,8	0	34,8	34,4	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
22190	47552	51,6	51,6	0	0	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
22187	47553	32	35	0	0	30	29,5	33	34,5	35,5	35,5	35,5	35,5

2.4. Cálculo de la demanda máxima diversificada de los transformadores utilizando el método de la REA.

Como ya se revisó en el punto 1.4.1; esta metodología utiliza los factores A y B obtenidos en base al número de usuarios del circuito, y el promedio de la suma de consumos de los usuarios del circuito; dichos valores se encuentran en las tablas 6 y 7 respectivamente. Para un mejor análisis, se presentarán los resultados por separado para los factores A y B, determinados para los consumos de un año de cada transformador.

Para este estudio se han considerado valores calculados en los factores A y B descritos por el método, dado que se encontró una variación entre los datos calculados y los proporcionados en la figura 7.

Una vez determinados los valores para los factores A y B, es posible calcular la demanda máxima coincidente de acuerdo con el método de la REA, para posteriormente ser comparada con las mediciones arrojadas por los totalizadores, y la capacidad de cada transformador.

Tabla 8 Factor A obtenido a partir del número de consumidores.

No TRANSFORMADOR	No USUARIOS	FACTOR A
11614	120	127,99
7072	50	57,97
7685	60	67,98
7758	132	140,00
12794	59	66,98
7562	95	102,99
7378	59	66,98
12896	55	62,97
13428	85	92,99
13050	45	52,96
11255	61	68,98
13370	37	44,94
7478	129	137,00
11333	43	50,96
13212	35	42,94

13044	52	59,97
7627	56	63,97
11893	48	55,97
13158	124	131,99
11897	23	30,85
12576	56	63,97
13145	164	172,00
13142	45	52,96
22190	73	80,99
22187	57	64,98

Tabla 9 Factor B obtenido a partir del consumo promedio mensual.

No TRAFO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
11614	0,39	0,37	0,37	0,39	0,44	0,41	0,40	0,37	0,39	0,36	0,38	0,37
7072	0,41	0,38	0,40	0,41	0,48	0,41	0,41	0,43	0,40	0,39	0,44	0,39
7685	0,45	0,45	0,44	0,46	0,49	0,44	0,50	0,48	0,49	0,44	0,49	0,46
7758	0,39	0,41	0,40	0,41	0,43	0,38	0,41	0,40	0,41	0,37	0,39	0,39
12794	0,44	0,42	0,42	0,45	0,57	0,52	0,47	0,46	0,46	0,43	0,44	0,42
7562	0,47	0,49	0,46	0,48	0,48	0,43	0,46	0,45	0,46	0,46	0,45	0,45
7378	0,32	0,31	0,34	0,32	0,31	0,28	0,27	0,28	0,26	0,26	0,30	0,27
12896	0,61	0,59	0,60	0,64	0,58	0,61	0,59	0,59	0,63	0,62	0,61	0,55
13428	0,49	0,47	0,50	0,47	0,53	0,51	0,48	0,51	0,47	0,46	0,52	0,47
13050	0,40	0,40	0,45	0,41	0,49	0,41	0,41	0,44	0,40	0,39	0,43	0,39
11255	0,49	0,53	0,50	0,47	0,49	0,39	0,39	0,44	0,41	0,40	0,42	0,38
13370	0,42	0,41	0,43	0,40	0,48	0,43	0,41	0,43	0,40	0,40	0,44	0,38
7478	0,45	0,46	0,51	0,48	0,35	0,39	0,42	0,45	0,43	0,42	0,45	0,42
11333	0,39	0,40	0,43	0,40	0,43	0,41	0,43	0,44	0,42	0,44	0,47	0,42
13212	0,82	0,77	0,74	0,69	0,62	0,78	0,69	0,79	0,78	0,76	0,82	0,71
13044	0,36	0,36	0,39	0,36	0,46	0,40	0,39	0,41	0,37	0,36	0,40	0,36
7627	0,44	0,43	0,47	0,45	0,42	0,41	0,42	0,47	0,45	0,43	0,49	0,45
11893	0,33	0,34	0,34	0,33	0,41	0,34	0,36	0,35	0,32	0,32	0,31	0,31
13158	0,56	0,56	0,58	0,55	0,44	0,51	0,50	0,52	0,52	0,53	0,56	0,51
11897	0,24	0,32	0,36	0,26	0,40	0,34	0,32	0,29	0,29	0,31	0,30	0,29
12576	0,45	0,44	0,45	0,47	0,49	0,44	0,47	0,44	0,47	0,42	0,44	0,41
13145	0,52	0,52	0,55	0,53	0,44	0,45	0,45	0,50	0,48	0,49	0,54	0,48
13142	0,61	0,61	0,64	0,59	0,46	0,48	0,52	0,54	0,53	0,51	0,55	0,51
22190	0,59	0,57	0,56	0,59	0,48	0,52	0,52	0,53	0,58	0,54	0,56	0,53
22187	0,49	0,48	0,46	0,49	0,47	0,46	0,48	0,47	0,50	0,45	0,46	0,45

Tabla 10 Demanda máxima coincidente obtenida mediante el método de la REA.

No TRAFO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
11614	50,1	47,3	47,0	50,4	56,1	52,0	51,3	47,1	50,2	45,6	48,1	46,8	49,4
7072	23,7	22,2	23,4	23,6	27,6	23,7	23,8	24,9	23,2	22,4	25,4	22,5	23,9
7685	30,8	30,9	30,0	31,4	33,6	30,0	33,8	32,7	33,5	30,2	33,3	31,5	31,8
7758	54,1	56,9	55,5	57,8	60,3	53,7	57,7	55,4	57,9	52,5	55,1	54,6	56,0
12794	29,5	27,8	28,5	29,9	38,1	35,0	31,2	30,7	31,1	29,0	29,6	28,0	30,7
7562	48,2	50,0	46,9	49,2	49,5	43,9	47,1	46,2	47,1	47,6	46,6	46,5	47,4
7378	21,5	20,7	22,7	21,7	20,7	19,1	18,0	18,6	17,1	17,1	19,9	17,9	19,6
12896	38,2	37,3	37,8	40,0	36,6	38,5	37,4	37,3	39,9	39,0	38,4	34,4	37,9
13428	45,2	44,0	46,1	44,1	49,4	47,0	44,2	47,4	44,1	42,8	47,9	44,0	45,5
13050	21,1	21,0	23,8	21,7	25,8	21,6	21,9	23,0	21,1	20,6	23,0	20,9	22,1
11255	33,5	36,4	34,6	32,6	33,6	26,9	26,7	30,5	28,1	27,2	28,8	26,5	30,4
13370	19,1	18,6	19,4	18,0	21,6	19,4	18,3	19,1	18,0	17,9	19,9	17,3	18,9
7478	61,9	63,6	69,4	65,7	47,7	53,2	57,5	61,6	59,4	57,5	62,2	57,6	59,8
11333	19,9	20,4	21,7	20,3	22,2	21,0	21,8	22,7	21,4	22,2	23,8	21,4	21,6
13212	35,3	32,9	31,6	29,8	26,5	33,5	29,7	34,0	33,4	32,8	35,2	30,6	32,1
13044	21,9	21,6	23,1	21,8	27,7	23,7	23,2	24,7	22,3	21,4	23,9	21,4	23,1
7627	28,3	27,5	29,8	28,7	27,0	26,2	27,2	29,9	28,5	27,7	31,4	28,5	28,4
11893	18,5	19,3	19,1	18,7	22,7	19,3	20,2	19,3	17,9	18,1	17,5	17,1	19,0
13158	73,4	73,9	77,0	72,3	57,7	67,7	66,4	68,3	68,8	70,3	73,4	67,7	69,7
11897	7,5	9,9	11,1	8,1	12,4	10,4	10,0	9,0	9,1	9,5	9,2	8,8	9,6
12576	29,0	28,1	28,6	29,9	31,4	27,8	29,9	28,1	30,1	27,1	28,3	26,3	28,7
13145	89,6	89,6	94,6	90,7	76,4	78,1	78,1	85,2	83,1	83,9	92,4	83,0	85,4
13142	32,4	32,4	33,8	31,5	24,3	25,3	27,6	28,8	27,8	26,9	29,1	27,0	28,9
22190	48,1	46,3	45,6	47,6	38,8	41,8	42,0	43,0	47,0	43,4	45,7	42,9	44,3
22187	32,0	31,1	30,2	31,6	30,7	29,9	31,5	30,5	32,4	29,2	29,9	29,5	30,7

Finalmente se detallan los valores obtenidos para la demanda máxima coincidente mediante el método de la REA, lo cual se obtiene del producto de los factores A y B.

2.5. Cálculo de la demanda máxima diversificada considerando consumidores residenciales y comerciales.

En el apartado 1.4.1 se detalla que el método de la REA es aplicado netamente para consumidores residenciales, por lo que la validez de los resultados de la **Tabla 10** depende del porcentaje de usuarios residenciales y comerciales que existen para cada transformador. En base a esto se calcula la demanda por separado para ambos tipos de abonados, para usuarios residenciales se utiliza el método de la REA, y para usuarios comerciales se utiliza la **Ecuación 1**, la cual permite determinar la demanda promedio en base al consumo energético, esta ecuación se aplica al mayor consumo mensual, dividiendo entre las 720 horas que tiene el mes.

Una vez realizados estos cálculos, se suma la demanda de los usuarios residenciales y comerciales, para obtener la demanda de todo el circuito perteneciente al transformador.

En la Tabla 11 se muestran los resultados, con lo cual también se puede apreciar que los consumidores comerciales corresponden a penas el 15%, lo cual, a pesar de ser una cifra muy baja, tiene una trascendencia importante en los resultados, los mismos que en el siguiente capítulo serán comparados con las demandas obtenidas a partir de las mediciones y de la aplicación del método de la REA indiscriminadamente a todos los usuarios.

Tabla 11 Demanda calculada diferenciando abonados residenciales y comerciales.

No Transformador	Capacidad del Transformador kVA	Demanda Residencial (REA) kW	Demanda Comercial kW	Demanda Total kW
11614	50	48,21	0,47	48,68
7072	50	23,15	0,28	23,44
7685	50	29,33	1,02	30,35
7758	75	54,07	0,77	54,84
12794	50	27,06	1,51	28,56
7562	75	39,76	3,20	42,95
7378	50	18,17	1,10	19,27
12896	50	32,72	4,94	37,66
13428	50	43,40	0,89	44,29
13050	37,5	21,38	0,31	21,69
11255	37,5	28,80	1,43	30,22
13370	37,5	18,79	0,08	18,86
7478	75	32,63	25,67	58,30
11333	25	13,94	4,42	18,37
13212	75	22,55	4,86	27,41
13044	37,5	22,73	0,19	22,92
7627	37,5	26,01	2,01	28,02

11893	25	18,98	0,00	18,98
13158	75	42,59	28,23	70,83
11897	25	9,61	0,00	9,61
12576	25	26,19	1,68	27,87
13145	50	61,80	10,35	72,15
13142	37,5	22,28	4,19	26,47
22190	37,5	30,26	13,15	43,41
22187	37,5	26,95	1,71	28,65

CAPÍTULO 3

Obj. 3: Determinar las características del dimensionamiento en base a la comparación de los resultados obtenidos del método de la REA, con los valores de carga de los transformadores de cada circuito.

3.1. Introducción

En este capítulo se presenta la comparación entre los resultados calculados con el método de la REA, las mediciones de los totalizadores, y la capacidad instalada de los transformadores en estudio. Con esta comparación se podrá concluir las características del dimensionamiento de los transformadores de EMELNORTE, indicando si existe un subdimensionamiento o sobredimensionamiento.

3.2. Factores de utilización obtenidos

En el apartado 1.2.8 se detalla la importancia de este factor, el cuál determina una relación entre la capacidad instalada y el consumo. Para calcular este factor se considera la **ecuación 4**.

3.2.1. Factor de utilización para la demanda medida por los totalizadores

Los valores de la demanda máxima fueron medidos por los totalizadores en intervalos de 30 días (un mes), durante el año 2020. En la **Tabla 12** se presenta el factor de utilización determinado entre la demanda medida y la capacidad instalada de cada transformador.

Tabla 12 Factor de utilización de los transformadores en estudio.

No Transformador	Capacidad del transformador kVA	DMD Medida kVA	FU Medida
11614	50	40,37	80,74%
7072	50	44,21	88,42%
7685	50	29,32	58,63%
7758	75	56,91	75,88%
12794	50	28,74	57,47%
7562	75	39,21	52,28%
7378	50	22,39	44,77%

12896	50	27,54	55,09%
13428	50	38,98	77,96%
13050	37,5	21,75	58,01%
11255	37,5	41,75	111,35%
13370	37,5	18,46	49,22%
7478	75	63,11	84,14%
11333	25	15,71	62,84%
13212	75	35,79	47,72%
13044	37,5	28,42	75,79%
7627	37,5	24,56	65,50%
11893	25	20,46	81,82%
13158	75	67,74	90,32%
11897	25	14,21	56,84%
12576	25	26,32	105,26%
13145	50	65,42	130,84%
13142	37,5	33,54	89,45%
22190	37,5	45,26	120,70%
22187	37,5	29,47	78,60%

3.2.2. Factor de utilización para la demanda obtenida con el método de la REA

Anteriormente se realizó el cálculo de la demanda máxima coincidente aplicando el método de la REA, y con los resultados obtenidos se han determinado los factores de utilización para cada transformador en estudio.

En la **Tabla 13** se presentan los resultados de dichos cálculos, aplicados a la demanda máxima y la capacidad instalada de cada transformador.

Tabla 13 Factor de utilización para la demanda calculada por el método de la REA.

No Transformador	Capacidad del transformador kVA	DMD REA kVA	FU REA
11614	50	51,95	103,90%
7072	50	25,12	50,24%
7685	50	33,49	66,97%
7758	75	58,91	78,55%
12794	50	32,33	64,67%
7562	75	49,90	66,53%
7378	50	20,62	41,24%
12896	50	39,90	79,80%
13428	50	47,91	95,81%
13050	37,5	23,28	62,08%
11255	37,5	32,05	85,47%
13370	37,5	19,88	53,02%

7478	75	62,92	83,89%
11333	25	22,70	90,79%
13212	75	33,79	45,06%
13044	37,5	24,27	64,73%
7627	37,5	29,88	79,69%
11893	25	19,97	79,90%
13158	75	73,39	97,85%
11897	25	10,11	40,43%
12576	25	30,23	120,94%
13145	50	89,89	179,78%
13142	37,5	30,44	81,17%
22190	37,5	46,68	124,49%
22187	37,5	32,32	86,19%

3.2.3. Factor de utilización para la demanda obtenida considerando la diferencia entre tipos de consumidores

En el apartado 2.5 se obtiene la demanda máxima considerando que los transformadores en estudio comprenden tanto consumidores residenciales como comerciales. En base a esta demanda y la capacidad instalada, se obtiene el factor de utilización que se muestra en la **Tabla 14**.

Tabla 14 Factor de utilización correspondiente a la demanda calculada considerando los tipos de abonados.

No Transformador	Capacidad del transformador kVA	DMD Dif kVA	FU Diferente
11614	50	51,25	102,49%
7072	50	24,67	49,34%
7685	50	31,95	63,89%
7758	75	57,72	76,97%
12794	50	30,07	60,14%
7562	75	45,21	60,29%
7378	50	20,28	40,57%
12896	50	39,64	79,29%
13428	50	46,62	93,24%
13050	37,5	22,83	60,88%
11255	37,5	31,82	84,84%
13370	37,5	19,86	52,95%
7478	75	61,37	81,82%
11333	25	19,33	77,34%
13212	75	28,85	38,47%
13044	37,5	24,12	64,32%

7627	37,5	29,49	78,65%
11893	25	19,97	79,90%
13158	75	74,55	99,41%
11897	25	10,12	40,48%
12576	25	29,34	117,34%
13145	50	75,94	151,89%
13142	37,5	27,86	74,29%
22190	37,5	45,69	121,85%
22187	37,5	30,16	80,43%

3.2.4. Comparación de los factores de utilización

Una vez determinados los factores de utilización para la demanda medida y las calculadas, se requiere realizar una comparación entre dichos factores, dado que son determinantes para comprender el estado del dimensionamiento del transformador; dicho de otro modo, el factor de utilización determina el uso de la energía suministrada por el transformador, permitiéndonos establecer si se requiere de un transformador de mayor capacidad, o es posible instalar uno de menor capacidad.

En la **Tabla 15** se observa que para la mayoría de transformadores, el factor obtenido con la demanda calculada en base a la separación de abonados por tipo, es relativamente más congruente con el factor de la demanda medida, indicando que seguramente la demanda calculada con distinción de abonados se aproxima más a la demanda medida por los totalizadores, dejando de lado la demanda calculada netamente con el método de la REA, señalando que la presencia de usuarios comerciales afecta al cálculo de la demanda.

Tabla 15 Comparación de factores de utilización de la demanda medida y las demandas calculadas.

No Transformador	Capacidad del transformador kVA	FU Medida	FU REA	FU Diferenciada
11614	50	80,74%	103,90%	102,49%
7072	50	88,42%	50,24%	49,34%
7685	50	58,63%	66,97%	63,89%
7758	75	75,88%	78,55%	76,97%
12794	50	57,47%	64,67%	60,14%
7562	75	52,28%	66,53%	60,29%
7378	50	44,77%	41,24%	40,57%
12896	50	55,09%	79,80%	79,29%
13428	50	77,96%	95,81%	93,24%

13050	37,5	58,01%	62,08%	60,88%
11255	37,5	111,35%	85,47%	84,84%
13370	37,5	49,22%	53,02%	52,95%
7478	75	84,14%	83,89%	81,82%
11333	25	62,84%	90,79%	77,34%
13212	75	47,72%	45,06%	38,47%
13044	37,5	75,79%	64,73%	64,32%
7627	37,5	65,50%	79,69%	78,65%
11893	25	81,82%	79,90%	79,90%
13158	75	90,32%	97,85%	99,41%
11897	25	56,84%	40,43%	40,48%
12576	25	105,26%	120,94%	117,34%
13145	50	130,84%	179,78%	151,89%
13142	37,5	89,45%	81,17%	74,29%
22190	37,5	120,70%	124,49%	121,85%
22187	37,5	78,60%	86,19%	80,43%

Esta comparación se aprecia de mejor manera mediante el gráfico de la **Fig. 11** insertada a continuación.

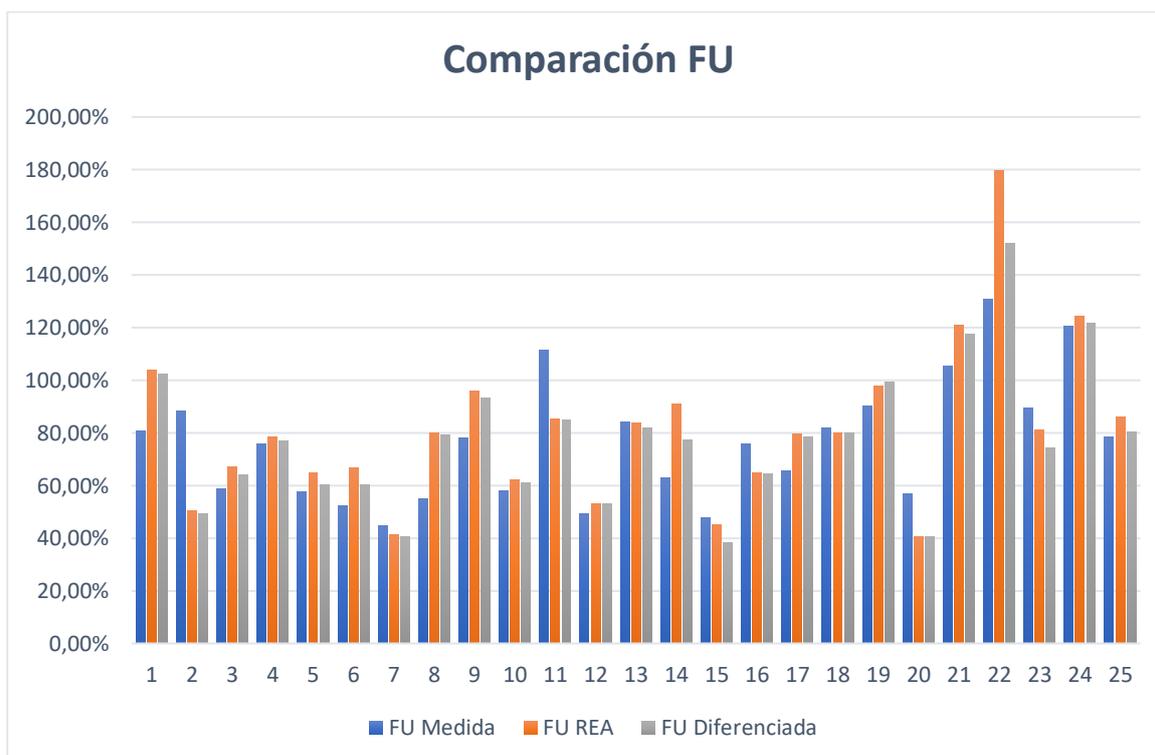


Fig. 11 Diagrama de barras de la comparación de los factores de utilización.

3.3. Comparación entre la demanda medida y las calculadas por los diferentes métodos

La demanda medida se refiere a la registrada por los totalizadores, y las calculadas son la obtenida por el método de la REA, a partir del producto de los factores A y B; y la calculada por distinción de abonados, aplicando el método de la REA para residenciales, y la **ecuación 1** para comerciales. Para resumir el año en estudio, se considera la demanda promedio obtenida de la **Tabla 7** y la **Tabla 10**, y la demanda total de la **Tabla 11**. La comparación detallada entre la demanda medida y la obtenida netamente con el método de la REA se puede observar en el **Anexo C**, y se puede interpretar de mejor manera con las gráficas de cada transformador en el **Anexo D**. No se incluye la demanda obtenida con distinción de abonados dado que únicamente es posible determinarla considerando el consumo máximo anual, además, esta última demanda se determinó únicamente con la finalidad de comprender que el método de la REA debe ser aplicado exclusivamente a usuarios residenciales.

Adicionalmente se encuentra en el **Anexo E** el resumen de número de usuarios por cada tipo para cada transformador en estudio, así como también se detalla el número de usuarios para cada estrato, de acuerdo con la **Tabla 1**.

Tabla 16 Comparación de la demanda medida y las calculadas por los diferentes métodos.

No Transformador	Capacidad del transformador kVA	DM Medida kVA	DM REA kVA	DM Diferenciada kVA
11614	50	40,37	51,95	51,25
7072	50	44,21	25,12	24,67
7685	50	29,32	33,49	31,95
7758	75	56,91	58,91	57,72
12794	50	28,74	32,33	30,07
7562	75	39,21	49,90	45,21
7378	50	22,39	20,62	20,28
12896	50	27,54	39,90	39,64
13428	50	38,98	47,91	46,62
13050	37,5	21,75	23,28	22,83
11255	37,5	41,75	32,05	31,82
13370	37,5	18,46	19,88	19,86
7478	75	63,11	62,92	61,37
11333	25	15,71	22,70	19,33
13212	75	35,79	33,79	28,85

13044	37,5	28,42	24,27	24,12
7627	37,5	24,56	29,88	29,49
11893	25	20,46	19,97	19,97
13158	75	67,74	73,39	74,55
11897	25	14,21	10,11	10,12
12576	25	26,32	30,23	29,34
13145	50	65,42	89,89	75,94
13142	37,5	33,54	30,44	27,86
22190	37,5	45,26	46,68	45,69
22187	37,5	29,47	32,32	30,16

La información detallada anteriormente en la **Tabla 16** se puede interpretar mediante las figuras **Fig. 12** y **Fig. 13** insertadas a continuación.

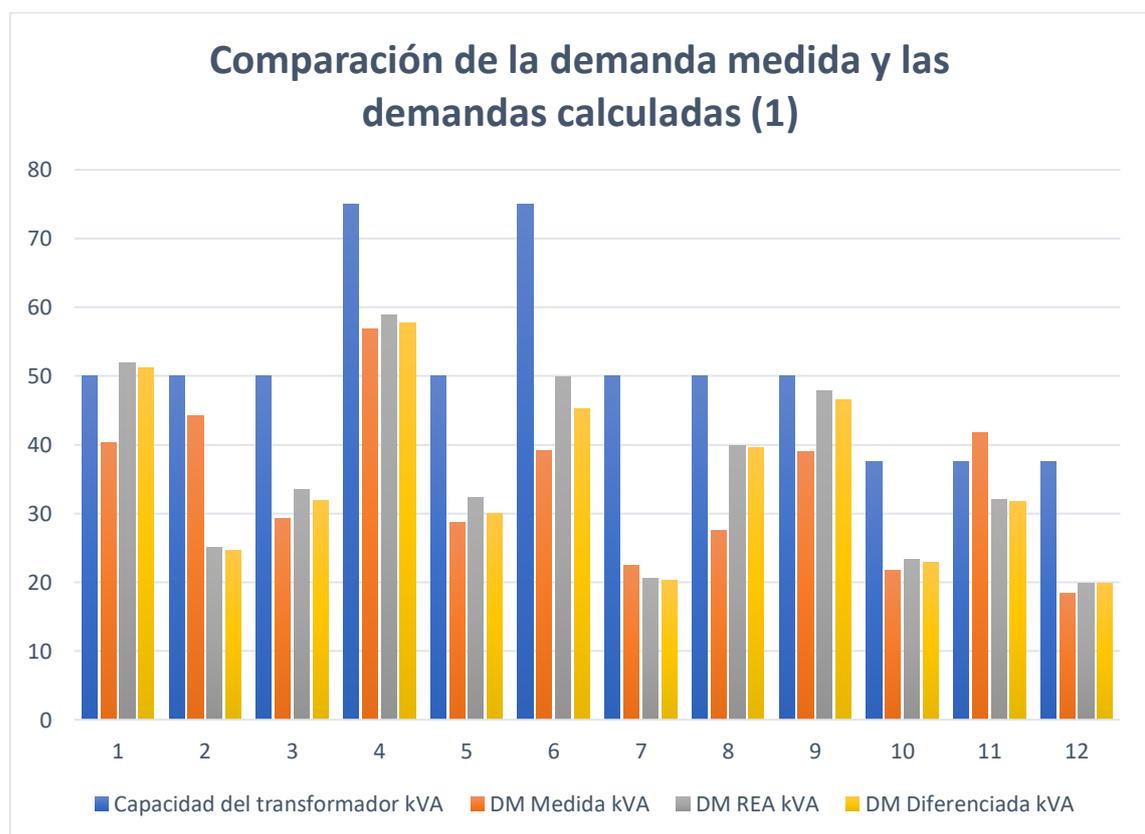


Fig. 12 Diagrama de barras de la comparación de demandas (1).

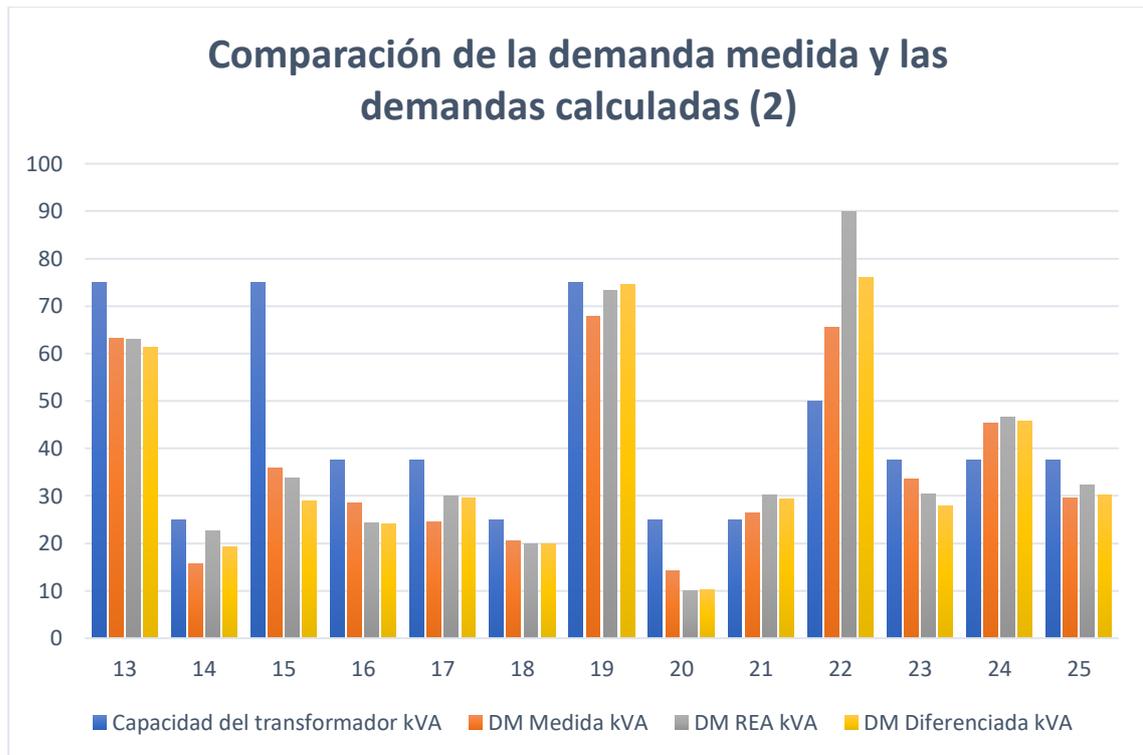


Fig. 13 Diagrama de barras de la comparación de demandas (2).

3.4. Determinación del error relativo correspondiente a la demanda obtenida del método de la REA y la demanda calculada por distinción de abonados, en comparación con la demanda medida por los totalizadores.

En los resultados obtenidos se evidencia una diferencia entre la demanda medida y la calculada, esta diferencia en ciertos casos es considerable a simple vista, sin embargo, para comprender de mejor manera los resultados, se obtiene el error relativo de la demanda calculada con respecto a la demanda medida, para determinar la exactitud del método en estudio.

El error relativo es el indicador de la calidad de una medida, nos permite obtener un valor porcentual que represente la diferencia entre el valor real y el valor medido, en este caso, la diferencia entre la demanda medida y la demanda calculada. El error relativo se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{V_R - V_A}{V_R} * 100\%$$

Ecuación 24 Fórmula del error relativo

V_A: Valor aproximado

V_R: Valor real

De esta manera se obtiene el error relativo detallado en la **Tabla 17** insertada a continuación.

Tabla 17 Comparación de los errores absolutos calculados.

No Transformador	Error relativo para el método de la REA	Error relativo para el método de distinción de abonados
11614	-29%	-27%
7072	43%	44%
7685	-14%	-9%
7758	-4%	-1%
12794	-13%	-5%
7562	-27%	-15%
7378	8%	9%
12896	-45%	-44%
13428	-23%	-20%
13050	-7%	-5%
11255	23%	24%
13370	-8%	-8%
7478	0%	3%
11333	-44%	-23%
13212	6%	19%
13044	15%	15%
7627	-22%	-20%
11893	2%	2%
13158	-8%	-10%
11897	29%	29%
12576	-15%	-11%
13145	-37%	-16%
13142	9%	17%
22190	-3%	-1%
22187	-10%	-2%
PROMEDIO	-7%	-2%

Para los valores negativos de la **tabla 17**, se determina que la demanda medida es menor a la calculada; y para valores positivos, la demanda medida es mayor a la calculada.

De esta manera se evidencia que el método de la REA tiene un error relativo promedio más significativo con respecto al error absoluto de la demanda calculada por distinción de abonados, de esta manera es posible concluir que el método de la REA debe ser aplicado únicamente a usuarios residenciales, dado que al aplicar este método a usuarios de otro tipo, la demanda resultante pierde exactitud y genera mayores errores en la comparación, o podría provocar inconvenientes en casos de redimensionamiento.

3.5. Determinación de las características del dimensionamiento de cada transformador

En el apartado 3.4 se determinó que la demanda calculada con el método de la REA y la demanda obtenida por distinción de abonados tienen errores del -11% y -6% respectivamente, en base a esto, para este apartado se considera únicamente la demanda medida, con el objetivo de que los datos sean precisos y reales.

Con base en los factores de utilización de la demanda medida se determina si la capacidad de cada transformador está subdimensionada o sobredimensionada, para posteriormente determinar si existe un transformador que permita solucionar la falta o el desperdicio de energía.

En la **Tabla 18** se evidencia que ningún transformador posee el dimensionamiento exacto, sin embargo, esto no significa que estén mal dimensionados, simplemente es una clasificación para posteriormente determinar si es posible mejorar dichos dimensionamientos.

Para los transformadores cuyo factor de utilización es menor a 100, se determina que el transformador no está al límite de su capacidad, y más adelante se considerará si es posible instalar un nuevo transformador mejor dimensionado. Para los transformadores cuyo factor de utilización es superior a 100, se determina que se está ocupando más energía de la que dispone el transformador, para estos casos es necesario reemplazar el transformador por uno de mayor capacidad.

Tabla 18 Caracterización del dimensionamiento de los transformadores.

No Transformador	FU de la Demanda Medida	Característica de dimensionamiento
11614	80,74	Sobredimensionado
7072	88,42	Sobredimensionado
7685	58,63	Sobredimensionado

7758	75,88	Sobredimensionado
12794	57,47	Sobredimensionado
7562	52,28	Sobredimensionado
7378	44,77	Sobredimensionado
12896	55,09	Sobredimensionado
13428	77,96	Sobredimensionado
13050	58,01	Sobredimensionado
11255	111,35	Subdimensionado
13370	49,22	Sobredimensionado
7478	84,14	Sobredimensionado
11333	62,84	Sobredimensionado
13212	47,72	Sobredimensionado
13044	75,79	Sobredimensionado
7627	65,50	Sobredimensionado
11893	81,82	Sobredimensionado
13158	90,32	Sobredimensionado
11897	56,84	Sobredimensionado
12576	105,26	Subdimensionado
13145	130,84	Subdimensionado
13142	89,45	Sobredimensionado
22190	120,70	Subdimensionado
22187	78,60	Sobredimensionado

3.6. Relación de la característica del dimensionamiento con los tipos de usuarios del transformador.

A partir del Anexo E se determina el porcentaje de usuarios residenciales y comerciales para cada transformador, lo cual tiene relación directa con la característica del dimensionamiento determinada anteriormente en el apartado 3.5, demostrando que todos los transformadores con subdimensionamiento poseen más del 20% de abonados comerciales, señalando que dicho subdimensionamiento puede deberse a la diferencia de consumo entre los tipos de usuarios.

La **Tabla 19** muestra los porcentajes para cada tipo de usuario, y la característica del dimensionamiento.

Tabla 19 Relación del número de usuarios por cada tipo y la característica del dimensionamiento.

No Transformador	Residenciales	Comerciales	Característica de dimensionamiento
11614	98,33%	1,67%	Sobredimensionado
7072	98,00%	2,00%	Sobredimensionado
7685	96,67%	3,33%	Sobredimensionado
7758	96,21%	3,79%	Sobredimensionado
12794	89,83%	10,17%	Sobredimensionado
7562	90,53%	9,47%	Sobredimensionado
7378	86,44%	13,56%	Sobredimensionado
12896	90,91%	9,09%	Sobredimensionado
13428	96,47%	3,53%	Sobredimensionado
13050	93,33%	6,67%	Sobredimensionado
11255	78,69%	21,31%	Subdimensionado
13370	97,30%	2,70%	Sobredimensionado
7478	58,14%	41,86%	Sobredimensionado
11333	76,74%	23,26%	Sobredimensionado
13212	85,71%	14,29%	Sobredimensionado
13044	98,08%	1,92%	Sobredimensionado
7627	91,07%	8,93%	Sobredimensionado
11893	100,00%	0,00%	Sobredimensionado
13158	62,90%	37,10%	Sobredimensionado
11897	95,65%	4,35%	Sobredimensionado
12576	80,36%	19,64%	Subdimensionado
13145	76,22%	23,78%	Subdimensionado
13142	73,33%	26,67%	Sobredimensionado
22190	72,60%	27,40%	Subdimensionado
22187	94,74%	5,26%	Sobredimensionado

3.7. Análisis del posible redimensionamiento de los transformadores

Se presenta una posible solución para el error de dimensionamiento existente, esto únicamente considerando los transformadores en donde el factor de utilización es menor al 60% para sobredimensionamiento, y factor de utilización mayor al 100% para subdimensionamiento.

En la **Tabla 19** se presenta el dimensionamiento sugerido para el transformador que debería reemplazar al actual, considerando lo expuesto anteriormente.

Tabla 20 Dimensionamiento sugerido para errores significativos.

No Transformador	Capacidad del transformador	Factor Utilización	Capacidad Sugerida
7685	50	58,63	37,5
12794	50	57,47	37,5
7562	75	52,28	50
7378	50	44,77	37,5
12896	50	55,09	37,5
13050	37,5	58,01	25
11255	37,5	111,35	50
13370	37,5	49,22	25
13212	75	47,72	50
12576	25	105,26	37,5
13145	50	130,84	75
22190	37,5	120,70	50

Cabe recalcar que antes de considerar el cambio de transformadores por los sugeridos, se requiere de una serie de análisis a partir de la comprobación de los valores existentes, esto a fin de que no existan problemas futuros en el servicio.

CONCLUSIONES

- El método de la REA aplicado indiscriminadamente a cualquier tipo de usuario tiene un error del 7%, lo cual disminuye a 2% cuando se realiza la distinción de consumidores, esto permite concluir que el método de la REA es válido a pesar de los años de desarrollo mundial, y la diferencia de condiciones entre la actualidad y la época de su creación. En base a esto, es acertado continuar utilizando dicho método, siempre y cuando se considere que la diferencia entre el patrón de consumo de los usuarios residenciales y comerciales es diferente, siendo que el uno represente la ocupación principalmente nocturna, y el otro llega a su pico de demanda durante el día cuando está en funcionamiento, respectivamente.
- Se determina que únicamente existen 12 transformadores con necesidad de redimensionamiento, en donde la mayoría requieren una disminución de capacidad, para esto es necesario determinar el patrón de consumo de los últimos tres años, para determinar si existe algún factor externo que haya afectado al consumo energético. Sin embargo, existe la posibilidad de que los errores de dimensionamiento se deban únicamente a errores en la información, considerando que la época estudiada es precisamente la del confinamiento por la pandemia actual.
- La caracterización de los consumidores es un proceso que no comprueba EMELNORTE, dado que el pliego tarifario establece que en casas de bajos recursos puede existir un tipo de comercio y seguir registrados como consumidores residenciales, a esto se debe que incluso en circuitos del centro de la ciudad, la cantidad de abonados comerciales es considerablemente baja.
- El estrato predominante de este estudio es el tipo E, el cual representa un consumo muy básico en relación con los demás estratos, sin embargo, también se observan abonados tipo B o A, lo cual se debe a que las construcciones antiguas se han mantenido suministrando varios departamentos y locales comerciales con muy pocos medidores de energía, es decir, existen casos en lo que alimentan hasta 3 departamentos con la misma cuenta.
- El método ocupado para determinar la demanda máxima de los abonados residenciales solamente debe ser aplicado en base al historial de consumo de dichos usuarios, puesto que, se está utilizando una ecuación desarrollada para obtener el consumo promedio, lo cual, al considerar el consumo máximo del período en estudio, se convierte en una

demanda promedio mensual máxima obtenida en base a los consumos, pudiendo ser utilizada como una demanda máxima para el período determinado.

RECOMENDACIONES

- EMELNORTE debe corroborar el tipo de abonado en campo, para que el sistema refleje información correcta y esta sea utilizada en el proceso de facturación. Esto permite comprobar el dimensionamiento de los transformadores y las características del sector. Además, cuando se adicionen nuevos consumidores, se debe revisar la situación en cuanto a dimensionamiento, de igual manera que debe suceder cuando disminuyan los abonados.
- Tomar en cuenta que sin importar el bajo porcentaje de abonados comerciales que tenga un transformador, siempre perderá precisión el método de la REA. Este método únicamente debe ser aplicado a consumidores residenciales que cumplan con los parámetros establecidos; en caso de existir demasiados abonados comerciales será necesaria la aplicación de otro método.
- Revisar las rutas de lectura establecida para los medidores totalizadores y los abonados asociados el mismo, con la finalidad de garantizar que el período de lectura sea exactamente el mismo, es decir, que tengan los mismos días de duración, y que sean tomadas en la misma fecha, a fin de que cualquier suceso ocurrido esté considerado en todas las mediciones.
- Analizar el circuito de cada transformador para predecir situaciones en las que se requiera una corrección de dimensionamiento, evitando pérdidas para la empresa distribuidora y evitando inconvenientes en el servicio para los usuarios.

REFERENCIAS

- Campoverde, D., & Sánchez, J. (2012). *Determinación de la demanda en transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, en la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR para la ciudad de Cuenca*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- De Jarmy Villarreal, P. (2018). *Distribución de la energía eléctrica: Características de las cargas*. Monterrey: Tecnológico de Monterrey.
- Equipo Técnico Interinstitucional MEER. (2017). *Plan Maestro de Electricidad 2016 - 2025*. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- INAMHI. (2 de Junio de 2021). *RED DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS E HIDROLÓGICAS*. Obtenido de <https://inamhi.wixsite.com/inamhi/novedades>
- Juárez, J. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. México D.F.: Azcapotzalco.
- Kersting, W. (2012). *Distribution System Modeling and Analysis*. Nuevo México: CRC Press.
- Malone, L. (16 de Marzo de 2008). *Administración de Electrificación Rural*. *Enciclopedia EH.Net*. Obtenido de <http://eh.net/encyclopedia/rural-electrification-administration/>
- Ramírez, S. (2004). *Redes de Ditrribución de Energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Renovables, A. d. (Marzo de 2021). *Balance Nacional de Energía Eléctrica del año móvil a marzo 2021*. Obtenido de <http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/balance-nacional-de-energia-electrica/>
- Rosales, A. (2020). *Informe Ejecutivo Rendición de Cuentas 2020*. Ibarra: Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.
- S/N. (2019). *Academia.edu*. Obtenido de Sistemas de distribución: https://www.academia.edu/40669169/SISTEMAS_DE_DISTRIBUCI%C3%93N
- Salazar, G., & Panchi, B. (2014). Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética. *Revista Politécnica*, 33.
- Santander, F. (Mayo de 2018). Estudio para la optimización del dimensionamiento de transformadores de distribución, utilizados en edificios del centro norte del Distrito Metropolitano de Quito. *Repositorio Digital Institucional de la Escuela Politécnica Nacional*, 94. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19560>
- Vásquez, R. (2019). *Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de infraestructura eléctrica y urbana existente*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Vest, S. J. (1957). *Estimating Kw Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems*. *Power Apparatus and Systems*, vol 76.
- Willis, H. (2002). *Spatial Electric Load Forecasting, Second Edition*. New York: Marcel Dekker, Inc.

ANEXOS

Anexo A

Tabla 21. Demanda máxima diversificada incluido las cocinas de inducción por número de usuarios.

Demanda Máxima Diversificada incluido cocinas de inducción									
Estrato A		Estrato B		Estrato C		Estrato D		Estrato E	
# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)	# Usuari os	DMD (kW)
1	13,82	1	7,48	1	4,05	1	2,58	1	1,80
2	17,96	2	9,73	2	5,27	2	3,35	2	2,34
3	22,80	3	12,34	3	6,68	3	4,25	3	2,97
4	27,63	4	14,96	4	8,10	4	5,16	4	3,60
5	29,78	5	16,13	5	8,73	5	5,56	5	3,88
6	33,53	6	18,15	6	9,83	6	6,26	6	4,37
7	36,99	7	20,03	7	10,84	7	6,90	7	4,82
8	40,25	8	21,79	8	11,80	8	7,51	8	5,25
9	43,37	9	23,49	9	12,72	9	8,09	9	5,65
10	46,39	10	25,12	10	13,60	10	8,66	10	6,05
11	49,34	11	26,72	11	14,47	11	9,21	11	6,43
12	52,23	12	28,28	12	15,32	12	9,75	12	6,81
13	55,09	13	29,83	13	16,15	13	10,28	13	7,18
14	57,91	14	31,36	14	16,98	14	10,80	14	7,55
15	60,70	15	32,87	15	17,80	15	11,32	15	7,91
16	63,48	16	34,37	16	18,61	16	11,84	16	8,27
17	66,24	17	35,87	17	19,42	17	12,36	17	8,63
18	68,99	18	37,35	18	20,23	18	12,87	18	8,99
19	71,72	19	38,84	19	21,03	19	13,38	19	9,35
20	74,45	20	40,32	20	21,83	20	13,89	20	9,70
21	77,18	21	41,79	21	22,63	21	14,40	21	10,06
22	79,89	22	43,26	22	23,43	22	14,91	22	10,41
23	82,60	23	44,73	23	24,22	23	15,41	23	10,76
24	85,31	24	46,20	24	25,01	24	15,92	24	11,12
25	88,02	25	47,66	25	25,81	25	16,42	25	11,47
26	90,72	26	49,12	26	26,60	26	16,93	26	11,82
27	93,42	27	50,58	27	27,39	27	17,43	27	12,17
28	96,11	28	52,04	28	28,18	28	17,93	28	12,53
29	98,81	29	53,50	29	28,97	29	18,43	29	12,88
30	101,50	30	54,96	30	29,76	30	18,94	30	13,23
31	104,19	31	56,42	31	30,55	31	19,44	31	13,58
32	106,88	32	57,88	32	31,34	32	19,94	32	13,93
33	109,57	33	59,33	33	32,13	33	20,44	33	14,28
34	112,26	34	60,79	34	32,92	34	20,94	34	14,63
35	114,95	35	62,24	35	33,70	35	21,45	35	14,98
36	117,64	36	63,70	36	34,49	36	21,95	36	15,33
37	120,32	37	65,15	37	35,28	37	22,45	37	15,68
38	123,01	38	66,61	38	36,07	38	22,95	38	16,03
39	125,69	39	68,06	39	36,85	39	23,45	39	16,38
40	128,38	40	69,51	40	37,64	40	23,95	40	16,73
41	131,06	41	70,97	41	38,43	41	24,45	41	17,08
42	133,74	42	72,42	42	39,21	42	24,95	42	17,43
43	136,42	43	73,87	43	40,00	43	25,45	43	17,78
44	139,11	44	75,32	44	40,79	44	25,95	44	18,13
45	141,79	45	76,78	45	41,57	45	26,45	45	18,48
46	144,47	46	78,23	46	42,36	46	26,95	46	18,83
47	147,15	47	79,68	47	43,15	47	27,45	47	19,18
48	149,83	48	81,13	48	43,93	48	27,95	48	19,53

49	152,51	49	82,58	49	44,72	49	28,45	49	19,88
50	155,20	50	84,04	50	45,50	50	28,95	50	20,22
51	157,88	51	85,49	51	46,29	51	29,45	51	20,57
52	160,56	52	86,94	52	47,08	52	29,95	52	20,92
53	163,24	53	88,39	53	47,86	53	30,45	53	21,27
54	165,92	54	89,84	54	48,65	54	30,95	54	21,62
55	168,60	55	91,29	55	49,43	55	31,45	55	21,97
56	171,28	56	92,74	56	50,22	56	31,95	56	22,32
57	173,96	57	94,19	57	51,01	57	32,45	57	22,67
58	176,63	58	95,65	58	51,79	58	32,95	58	23,02
59	179,31	59	97,10	59	52,58	59	33,45	59	23,37
60	181,99	60	98,55	60	53,36	60	33,95	60	23,72
61	184,67	61	100,00	61	54,15	61	34,45	61	24,07
62	187,35	62	101,45	62	54,93	62	34,95	62	24,42
63	190,03	63	102,90	63	55,72	63	35,45	63	24,76
64	192,71	64	104,35	64	56,50	64	35,95	64	25,11
65	195,39	65	105,80	65	57,29	65	36,45	65	25,46
66	198,07	66	107,25	66	58,08	66	36,95	66	25,81
67	200,75	67	108,70	67	58,86	67	37,45	67	26,16
68	203,42	68	110,15	68	59,65	68	37,95	68	26,51
69	206,10	69	111,60	69	60,43	69	38,45	69	26,86
70	208,78	70	113,05	70	61,22	70	38,95	70	27,21
71	211,46	71	114,50	71	62,00	71	39,45	71	27,56
72	214,14	72	115,95	72	62,79	72	39,95	72	27,91
73	216,82	73	117,40	73	63,57	73	40,45	73	28,25
74	219,50	74	118,85	74	64,36	74	40,95	74	28,60
75	222,17	75	120,30	75	65,14	75	41,45	75	28,95
76	224,85	76	121,75	76	65,93	76	41,95	76	29,30
77	227,53	77	123,20	77	66,71	77	42,45	77	29,65
78	230,21	78	124,65	78	67,50	78	42,95	78	30,00
79	232,89	79	126,10	79	68,28	79	43,45	79	30,35
80	235,56	80	127,56	80	69,07	80	43,95	80	30,70
81	238,24	81	129,01	81	69,85	81	44,45	81	31,05
82	240,92	82	130,46	82	70,64	82	44,95	82	31,40
83	243,60	83	131,91	83	71,43	83	45,45	83	31,74
84	246,28	84	133,36	84	72,21	84	45,95	84	32,09
85	248,95	85	134,81	85	73,00	85	46,45	85	32,44
86	251,63	86	136,26	86	73,78	86	46,95	86	32,79
87	254,31	87	137,71	87	74,57	87	47,45	87	33,14
88	256,99	88	139,16	88	75,35	88	47,95	88	33,49
89	259,67	89	140,61	89	76,14	89	48,45	89	33,84
90	262,34	90	142,06	90	76,92	90	48,95	90	34,19
91	265,02	91	143,51	91	77,71	91	49,44	91	34,54
92	267,70	92	144,96	92	78,49	92	49,94	92	34,89
93	270,38	93	146,41	93	79,28	93	50,44	93	35,23
94	273,05	94	147,86	94	80,06	94	50,94	94	35,58
95	275,73	95	149,31	95	80,85	95	51,44	95	35,93
96	278,41	96	150,76	96	81,63	96	51,94	96	36,28
97	281,09	97	152,21	97	82,42	97	52,44	97	36,63
98	283,77	98	153,66	98	83,20	98	52,94	98	36,98
99	286,44	99	155,11	99	83,99	99	53,44	99	37,33
100	289,12	100	156,56	100	84,77	100	53,94	100	37,68

Anexo B

Caracterización de los transformadores en estudio

Transformador 11614

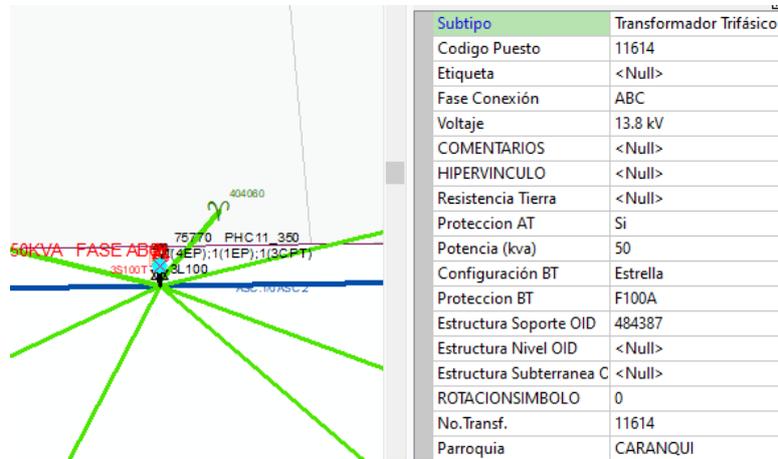


Fig. 14 Características del transformador 11614, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7072

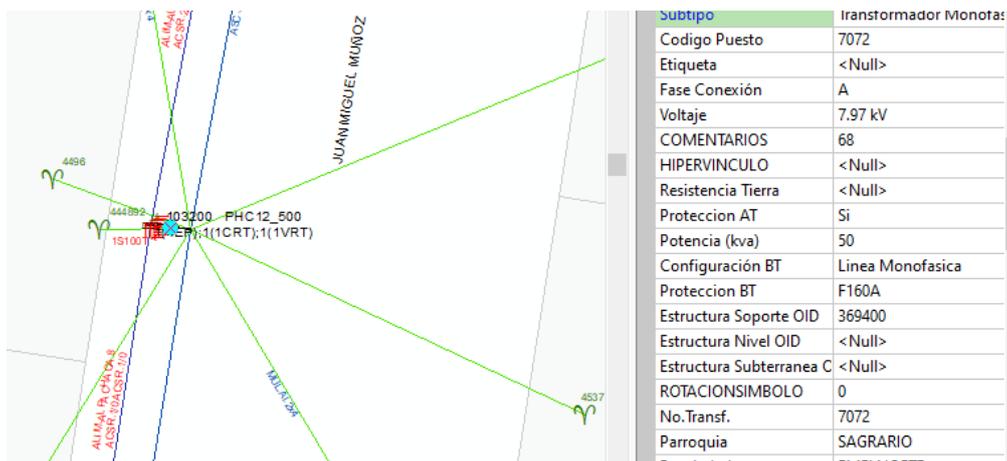


Fig. 15 Características del transformador 7072, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7685



Fig. 16 Características del transformador 7685, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7758

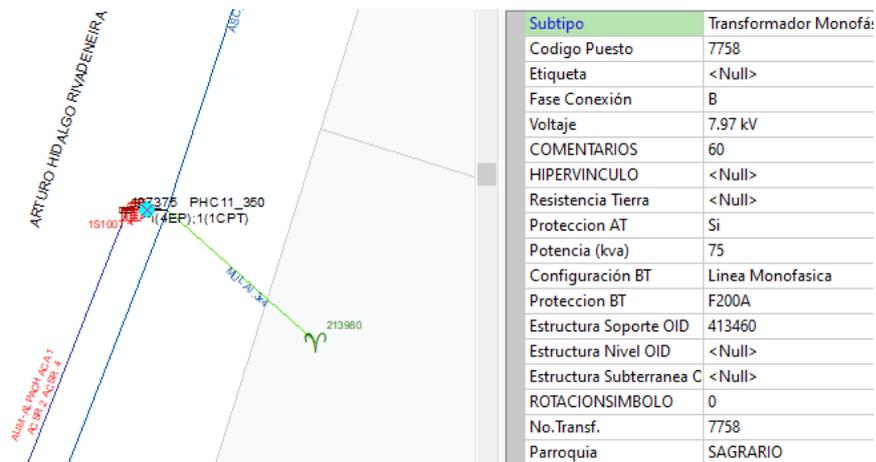


Fig. 17 Características del transformador 7758, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 12794

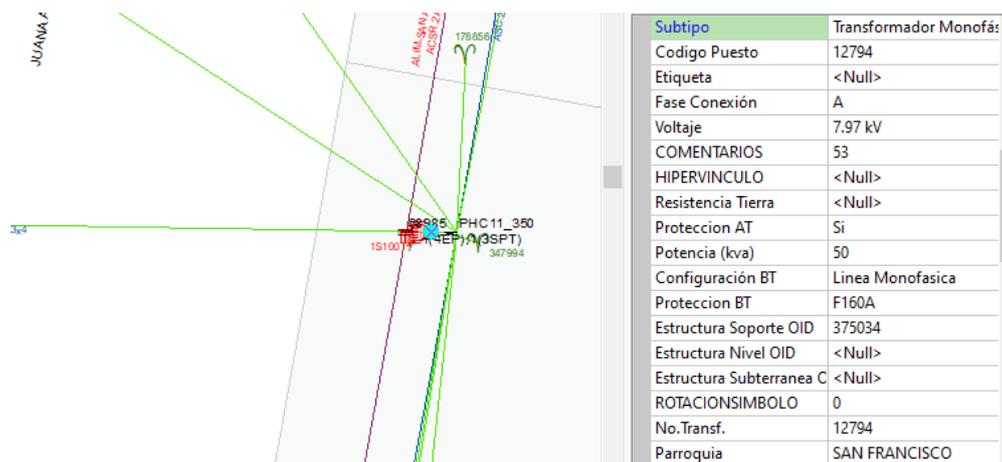


Fig. 18 Características del transformador 12794, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7562



Fig. 19 Características del transformador 7562, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7378

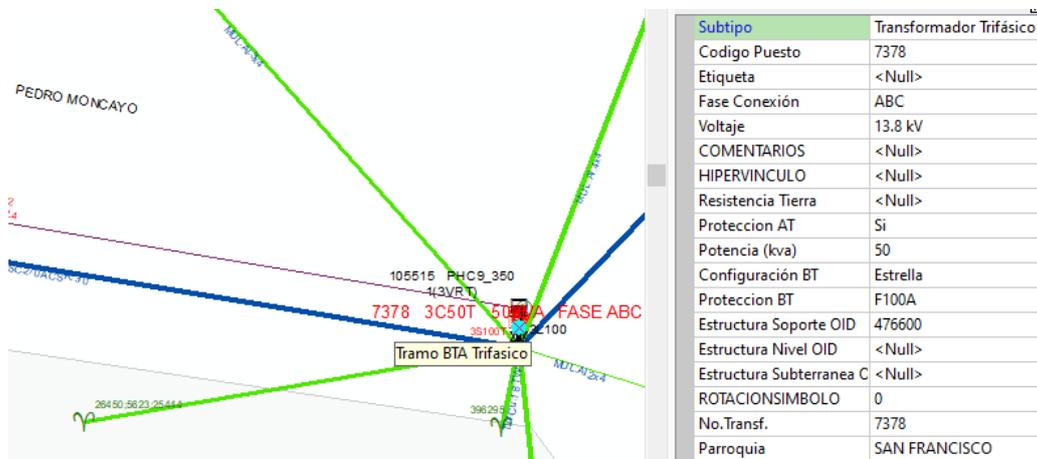


Fig. 20 Características del transformador 7378, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 12896

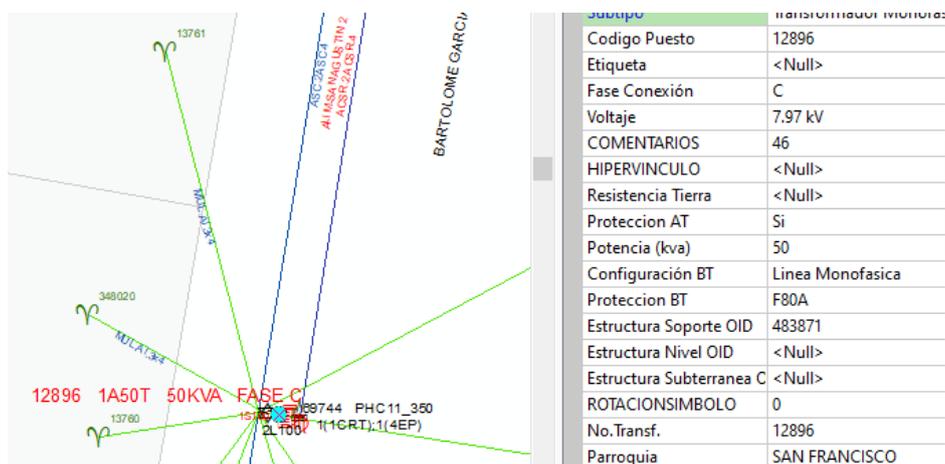


Fig. 21 Características del transformador 12896, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13428

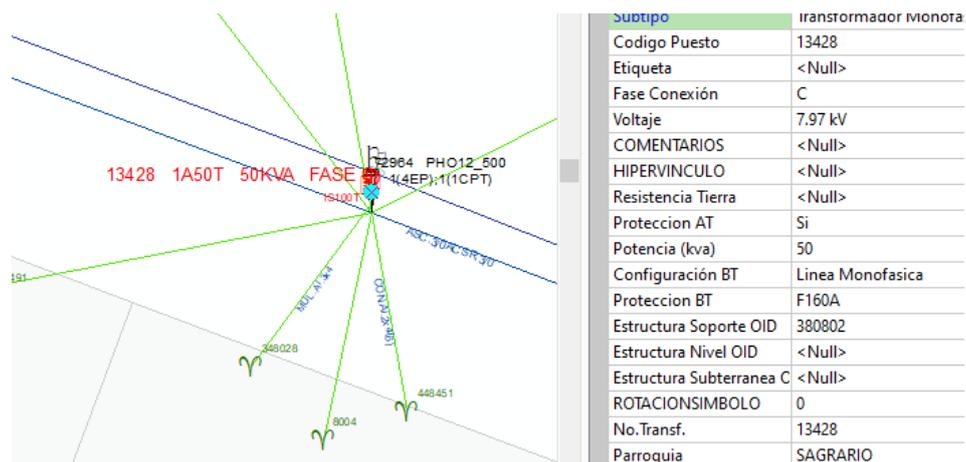


Fig. 22 Características del transformador 13428, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13050

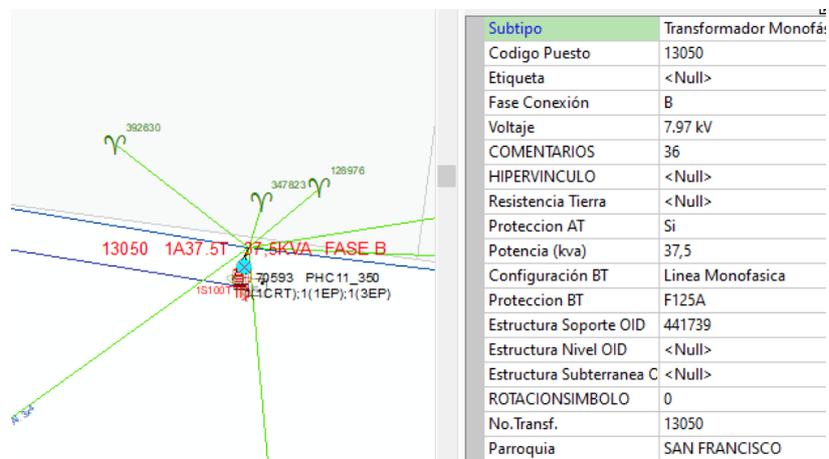


Fig. 23 Características del transformador 13050, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 11255

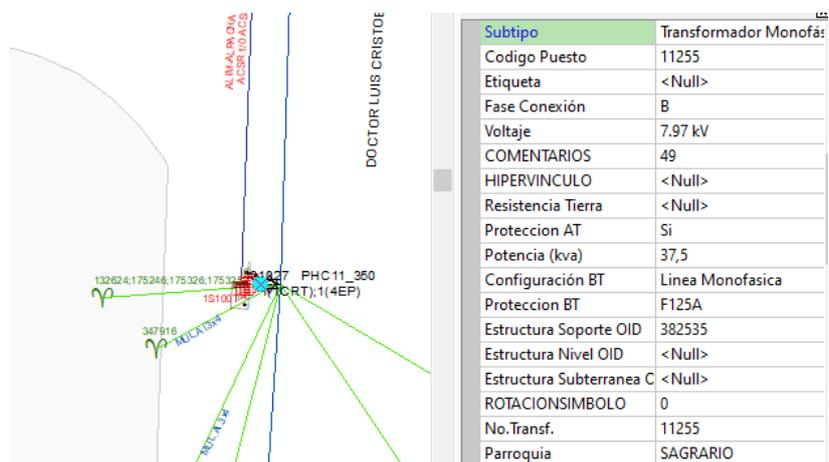


Fig. 24 Características del transformador 11255, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13370

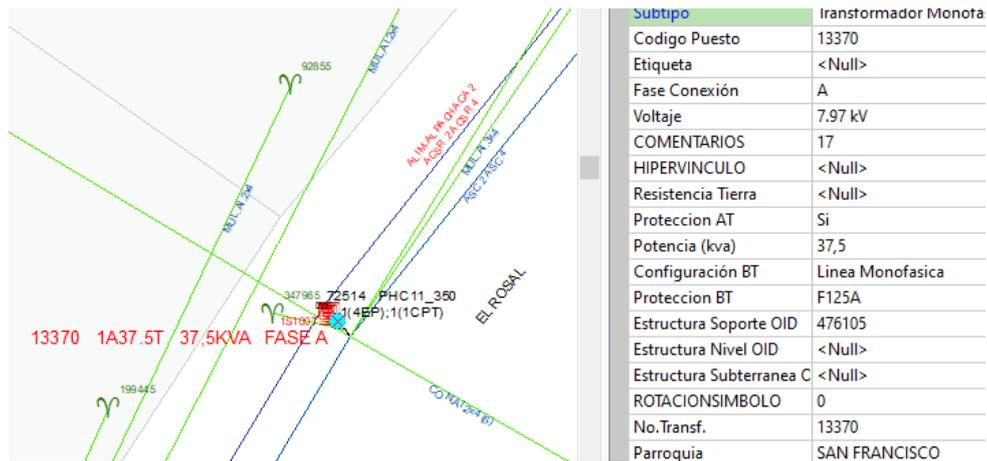


Fig. 25 Características del transformador 13370, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7478

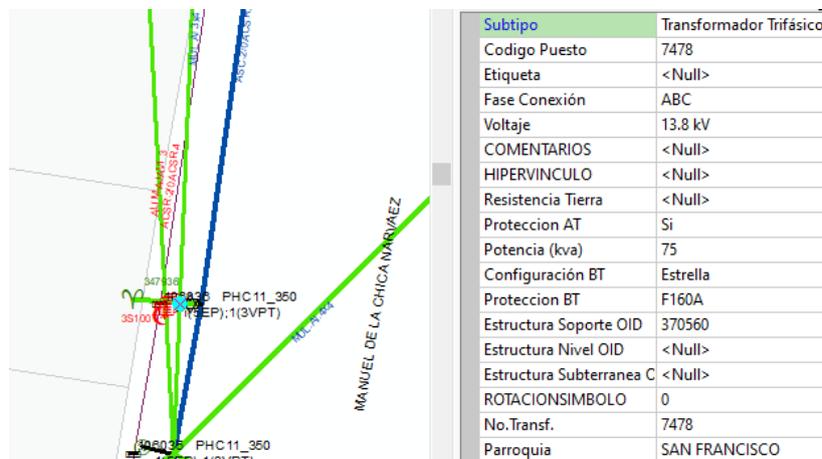


Fig. 26 Características del transformador 7478, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 11333



Fig. 27 Características del transformador 11333, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13212

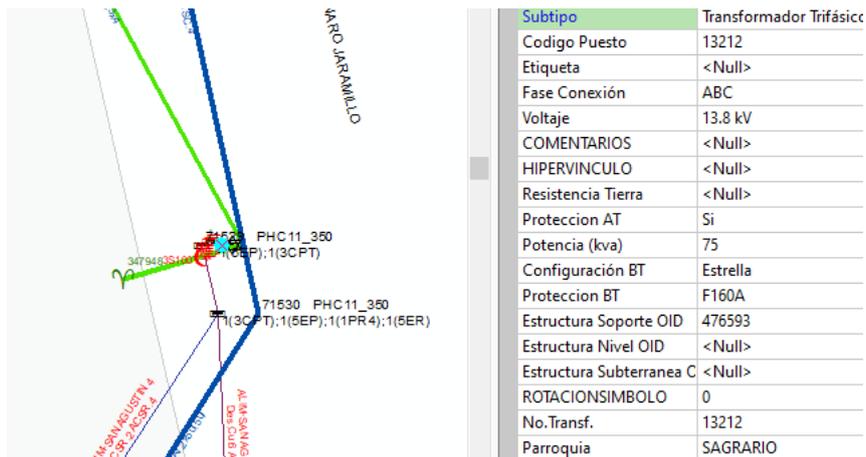


Fig. 28 Características del transformador 13212, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13044

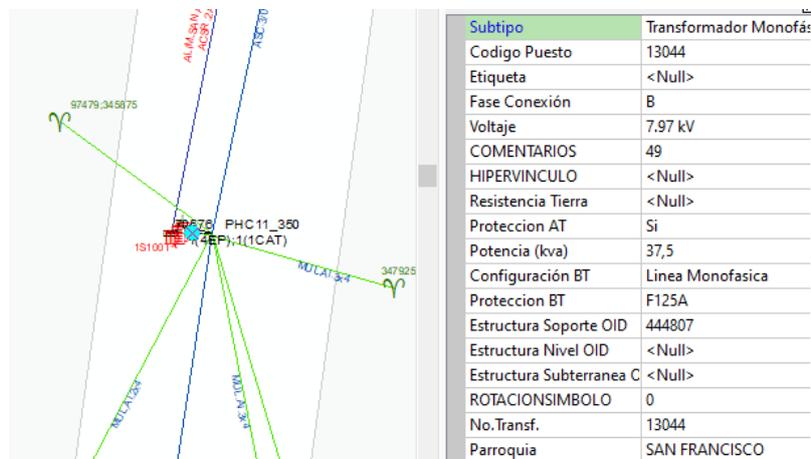


Fig. 29 Características del transformador 13044, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 7627

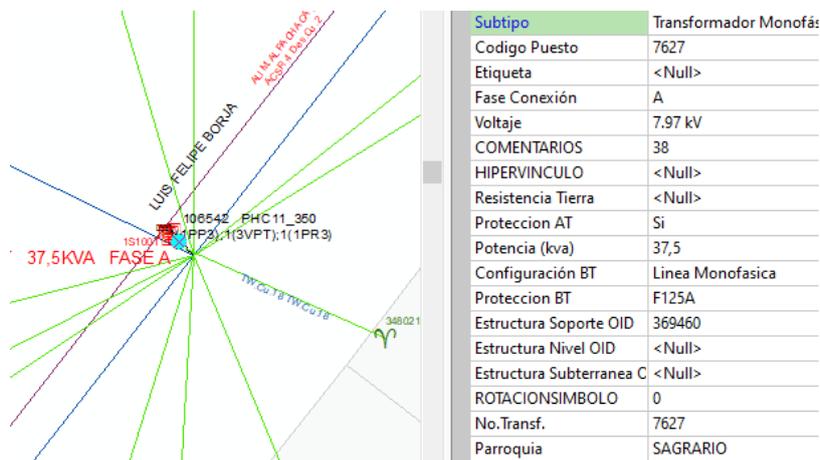


Fig. 30 Características del transformador 7627, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 11893

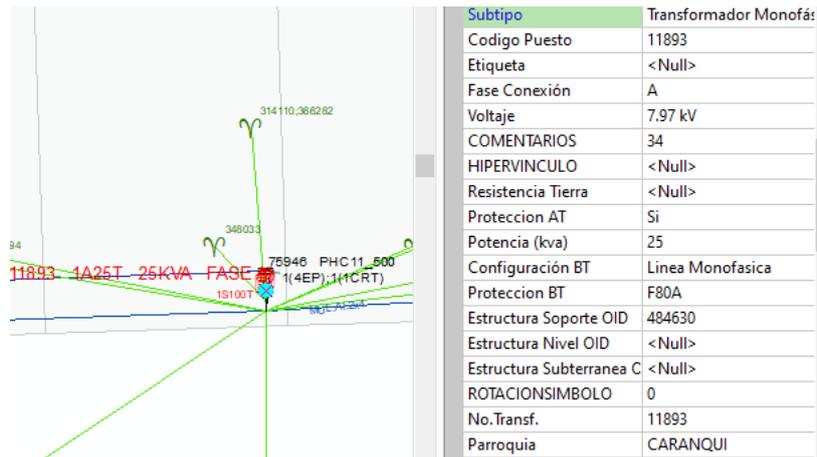


Fig. 31 Características del transformador 11893, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13158

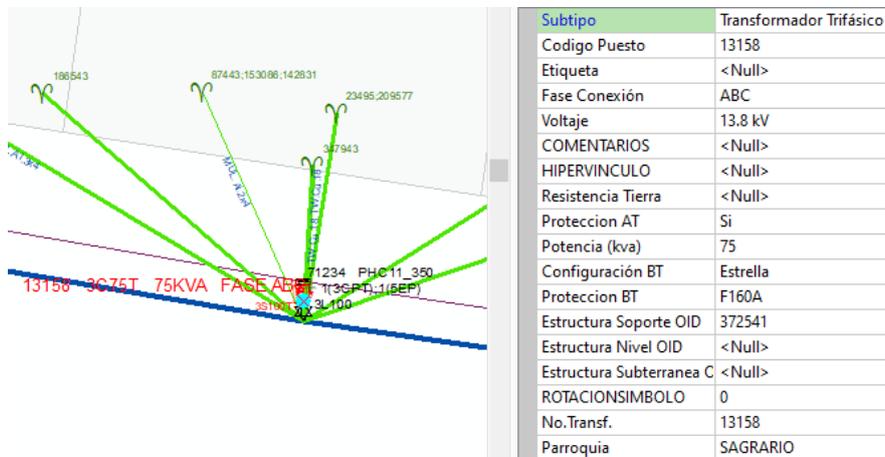


Fig. 32 Características del transformador 13158, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 11897

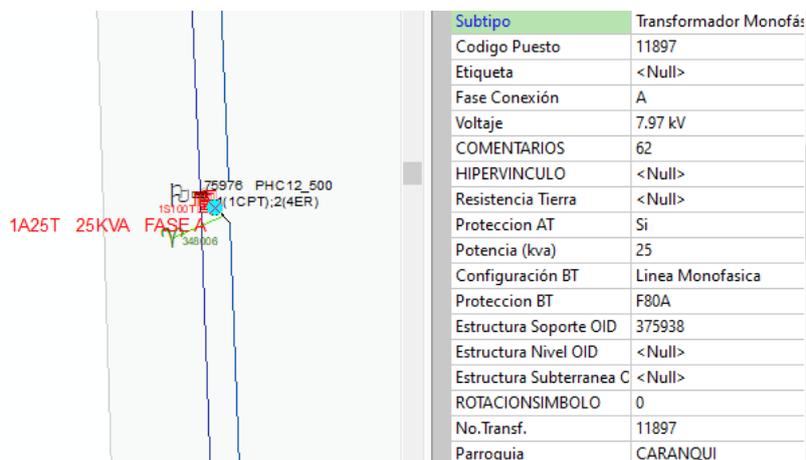


Fig. 33 Características del transformador 11897, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 12576

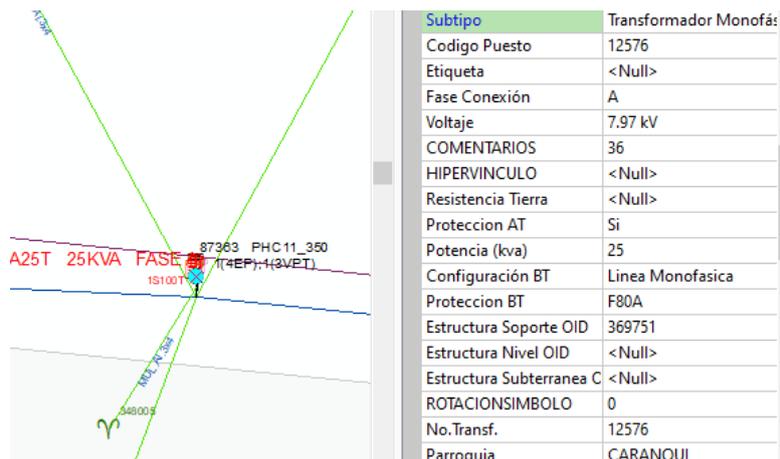


Fig. 34 Características del transformador 12576, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13145

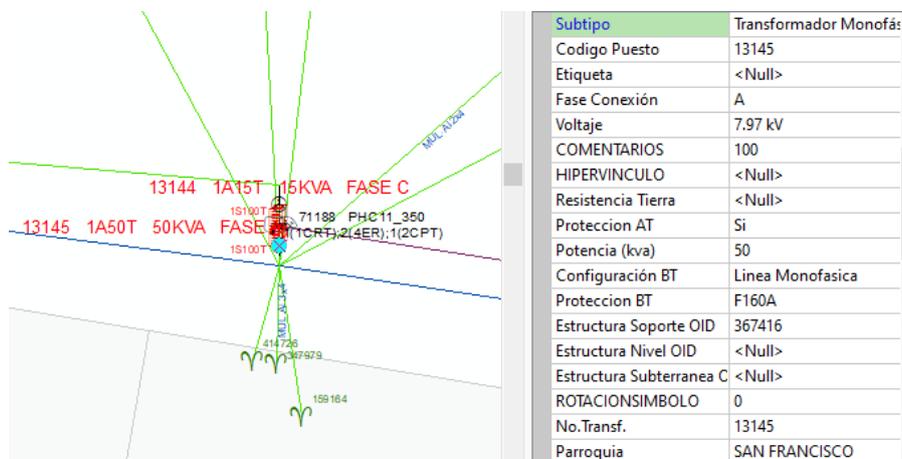


Fig. 35 Características del transformador 13145, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 13142

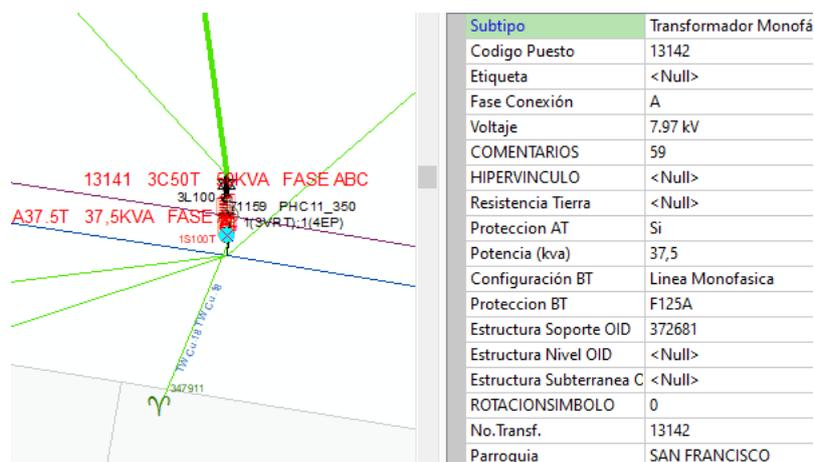


Fig. 36 Características del transformador 13142, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 22190

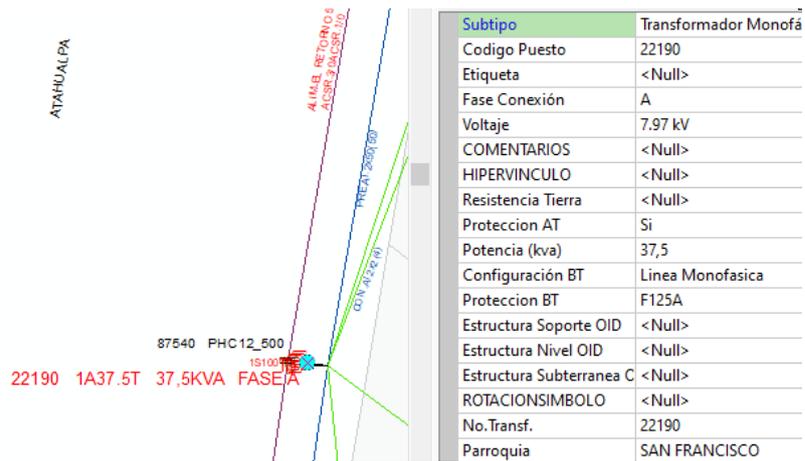


Fig. 37 Características del transformador 22190, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Transformador 22187

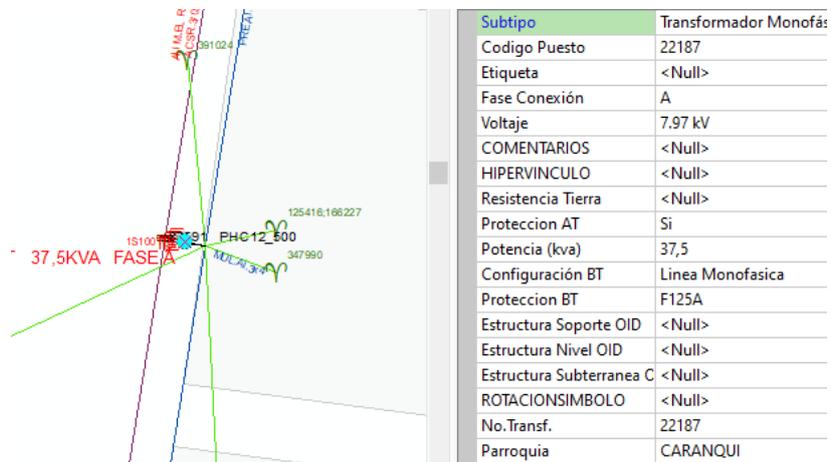


Fig. 38 Características del transformador 22187, tomadas de la base de datos de ArcGIS.

Anexo C

No TRAF0	TIPO DATO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
11614	TOTALIZADOR	45,9	45,9	0	0	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	45	47,4	45
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	50,1	47,3	47,0	50,4	56,1	52,0	51,3	47,1	50,2	45,6	48,1	46,8
7072	TOTALIZADOR	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	23,7	22,2	23,4	23,6	27,6	23,7	23,8	24,9	23,2	22,4	25,4	22,5
7685	TOTALIZADOR	30,6	30,6	30,6	0	30,6	30,6	30,6	30,6	30	30	30	30
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	30,8	30,9	30,0	31,4	33,6	30,0	33,8	32,7	33,5	30,2	33,3	31,5
7758	TOTALIZADOR	59,2	59,2	60,8	0	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	52	56,8	56,8
	CAP INSTAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	REA	54,1	56,9	55,5	57,8	60,3	53,7	57,7	55,4	57,9	52,5	55,1	54,6
12794	TOTALIZADOR	29,4	29,4	0	0	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	29,5	27,8	28,5	29,9	38,1	35,0	31,2	30,7	31,1	29,0	29,6	28,0
7562	TOTALIZADOR	42,6	38,4	38,4	0	40,2	40,2	40,8	40,8	41,4	41,4	41,4	41,4
	CAP INSTAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	REA	48,2	50,0	46,9	49,2	49,5	43,9	47,1	46,2	47,1	47,6	46,6	46,5
7378	TOTALIZADOR	23,2	23,2	23,2	0	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	21,5	20,7	22,7	21,7	20,7	19,1	18,0	18,6	17,1	17,1	19,9	17,9
12896	TOTALIZADOR	34,8	34,8	0	0	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	35,2	0	35,2
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	38,2	37,3	37,8	40,0	36,6	38,5	37,4	37,3	39,9	39,0	38,4	34,4
13428	TOTALIZADOR	40,4	40,4	40,4	0	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	REA	45,2	44,0	46,1	44,1	49,4	47,0	44,2	47,4	44,1	42,8	47,9	44,0
13050	TOTALIZADOR	24,8	24,8	0	0	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	21,1	21,0	23,8	21,7	25,8	21,6	21,9	23,0	21,1	20,6	23,0	20,9

11255	TOTALIZADOR	47,6	47,6	0	0	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	33,5	36,4	34,6	32,6	33,6	26,9	26,7	30,5	28,1	27,2	28,8	26,5
13370	TOTALIZADOR	22	22	16,8	0	18	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	19,1	18,6	19,4	18,0	21,6	19,4	18,3	19,1	18,0	17,9	19,9	17,3
7478	TOTALIZADOR	65,4	65,4	65,4	0	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4
	CAP INSTAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	REA	61,9	63,6	69,4	65,7	47,7	53,2	57,5	61,6	59,4	57,5	62,2	57,6
11333	TOTALIZADOR	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	16,5	16,5	16,5
	CAP INSTAL	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	REA	19,9	20,4	21,7	20,3	22,2	21,0	21,8	22,7	21,4	22,2	23,8	21,4
13212	TOTALIZADOR	40,8	40,8	0	0	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8
	CAP INSTAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	REA	35,3	32,9	31,6	29,8	26,5	33,5	29,7	34,0	33,4	32,8	35,2	30,6
13044	TOTALIZADOR	32,4	32,4	0	0	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	21,9	21,6	23,1	21,8	27,7	23,7	23,2	24,7	22,3	21,4	23,9	21,4
7627	TOTALIZADOR	28	28	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	28,3	27,5	29,8	28,7	27,0	26,2	27,2	29,9	28,5	27,7	31,4	28,5
11893	TOTALIZADOR	21,2	21,2	21,2	0	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
	CAP INSTAL	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	REA	18,5	19,3	19,1	18,7	22,7	19,3	20,2	19,3	17,9	18,1	17,5	17,1
13158	TOTALIZADOR	70,2	70,2	70,2	0	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2
	CAP INSTAL	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	REA	73,4	73,9	77,0	72,3	57,7	67,7	66,4	68,3	68,8	70,3	73,4	67,7
11897	TOTALIZADOR	12,4	12,4	12,4	0	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
	CAP INSTAL	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	REA	7,5	9,9	11,1	8,1	12,4	10,4	10,0	9,0	9,1	9,5	9,2	8,8
12576	TOTALIZADOR	30	30	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
	CAP INSTAL	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	REA	29,0	28,1	28,6	29,9	31,4	27,8	29,9	28,1	30,1	27,1	28,3	26,3
13145	TOTALIZADOR	67,8	67,8	67,8	0	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8
	CAP INSTAL	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

	REA	89,6	89,6	94,6	90,7	76,4	78,1	78,1	85,2	83,1	83,9	92,4	83,0
13142	TOTALIZADOR	34,8	34,8	34,8	0	34,8	34,4	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	32,4	32,4	33,8	31,5	24,3	25,3	27,6	28,8	27,8	26,9	29,1	27,0
22190	TOTALIZADOR	51,6	51,6	0	0	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	48,1	46,3	45,6	47,6	38,8	41,8	42,0	43,0	47,0	43,4	45,7	42,9
22187	TOTALIZADOR	32	35	0	0	30	29,5	33	34,5	35,5	35,5	35,5	35,5
	CAP INSTAL	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
	REA	32,0	31,1	30,2	31,6	30,7	29,9	31,5	30,5	32,4	29,2	29,9	29,5

Anexo D

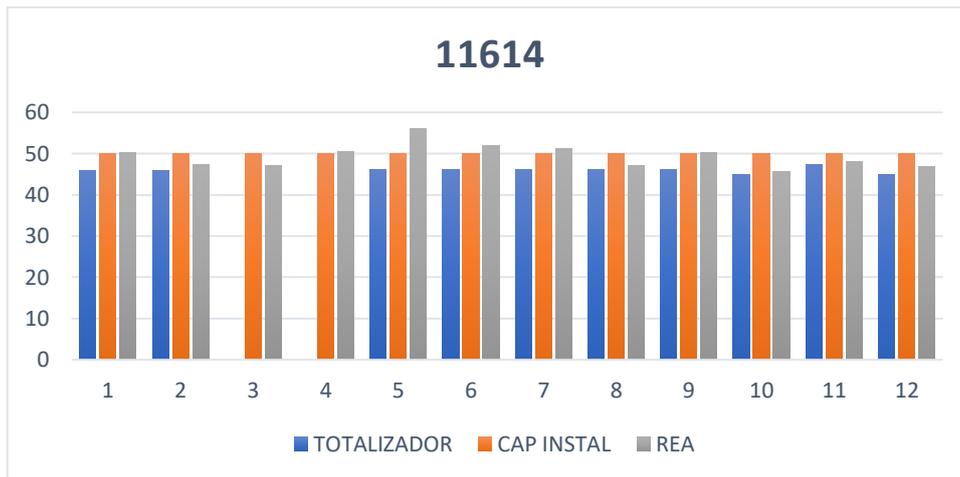


Fig. 39 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11614.

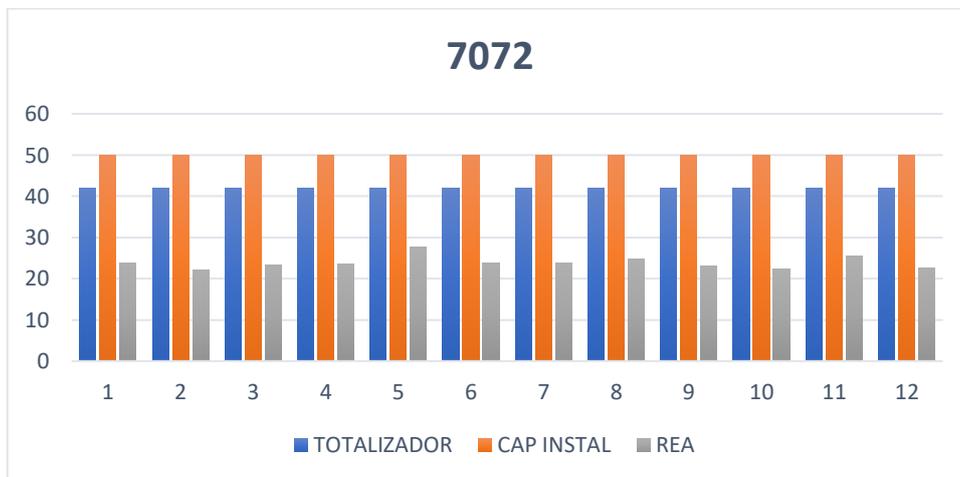


Fig. 40 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7072.

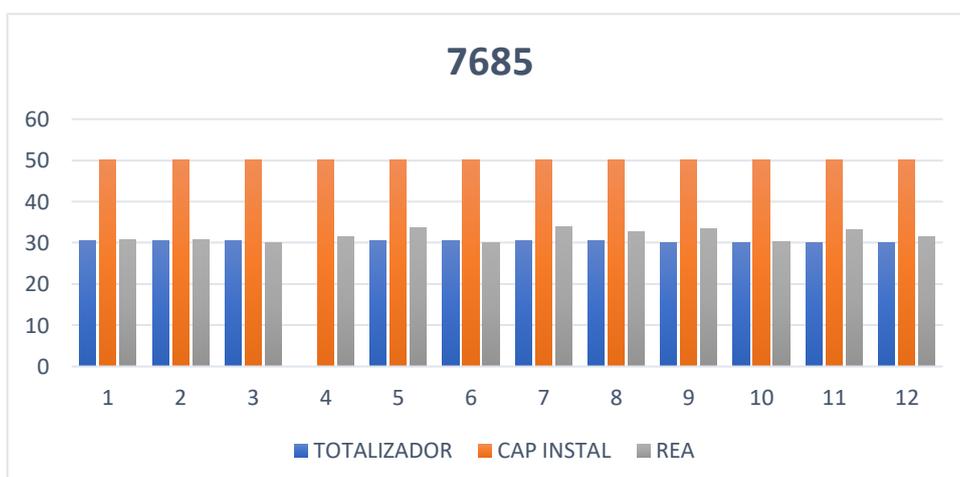


Fig. 41 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7685.

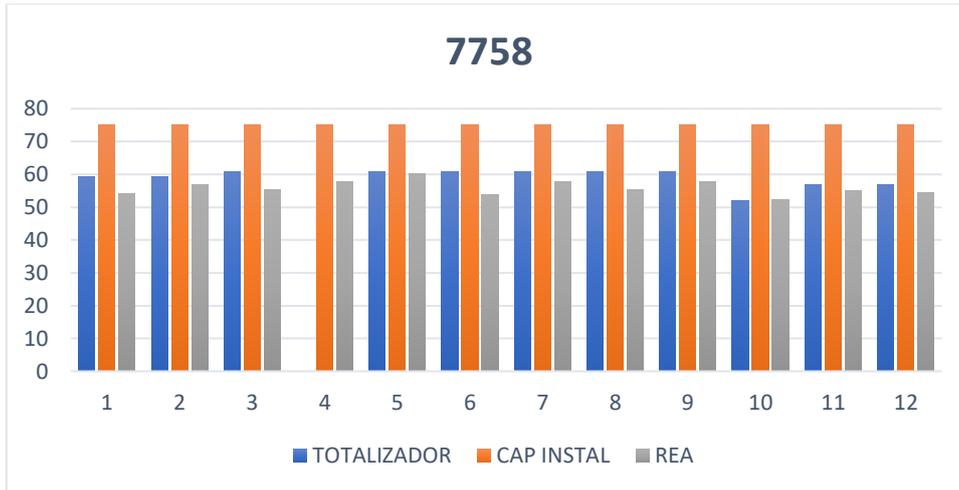


Fig. 42 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7758.

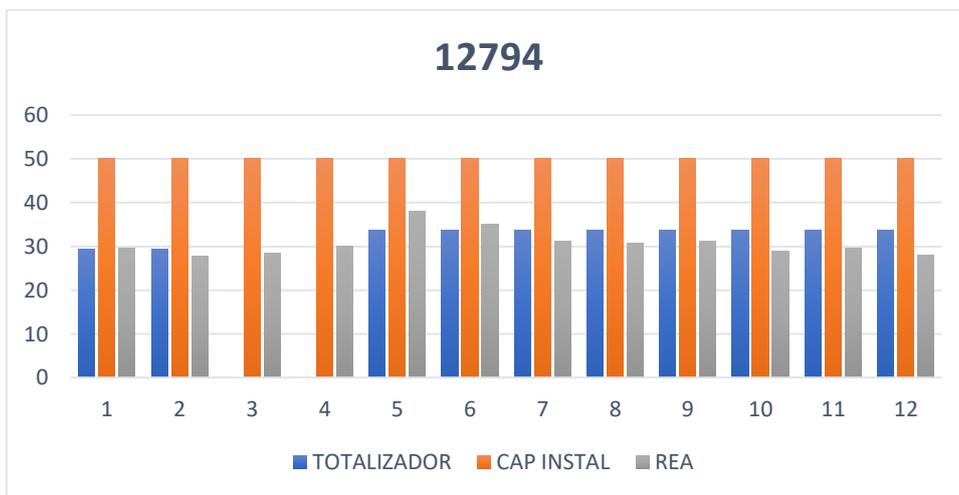


Fig. 43 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12794.

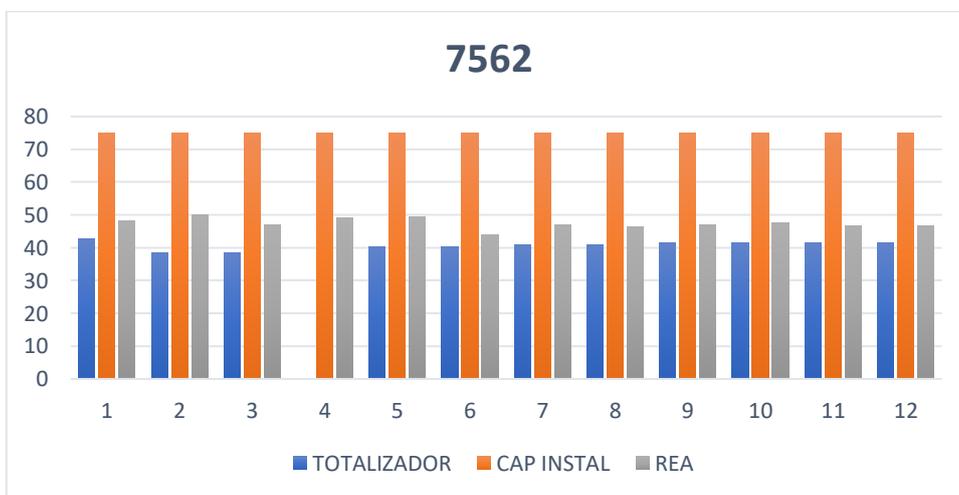


Fig. 44 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7562.

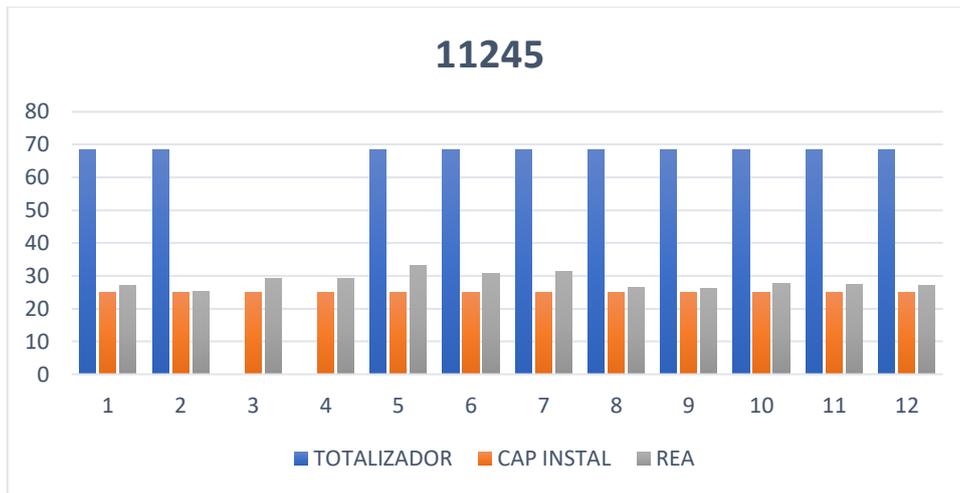


Fig. 45 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11245.

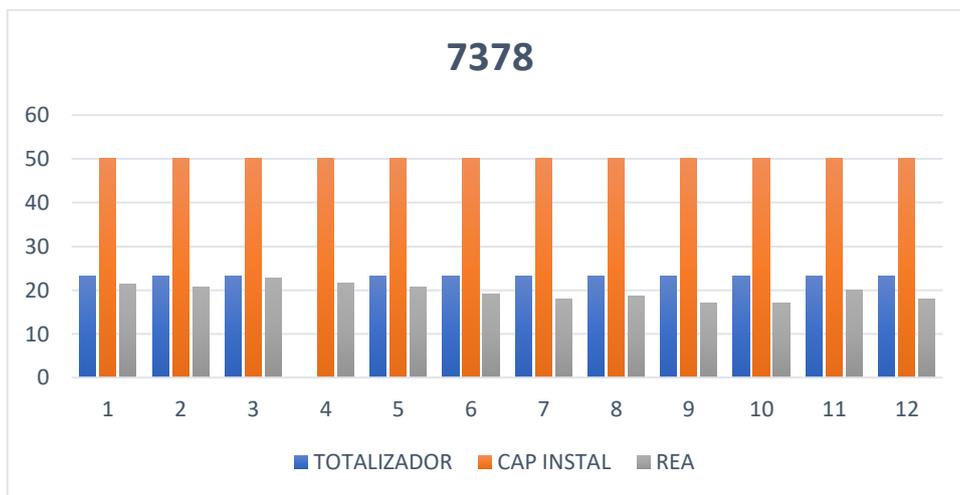


Fig. 46 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7378.

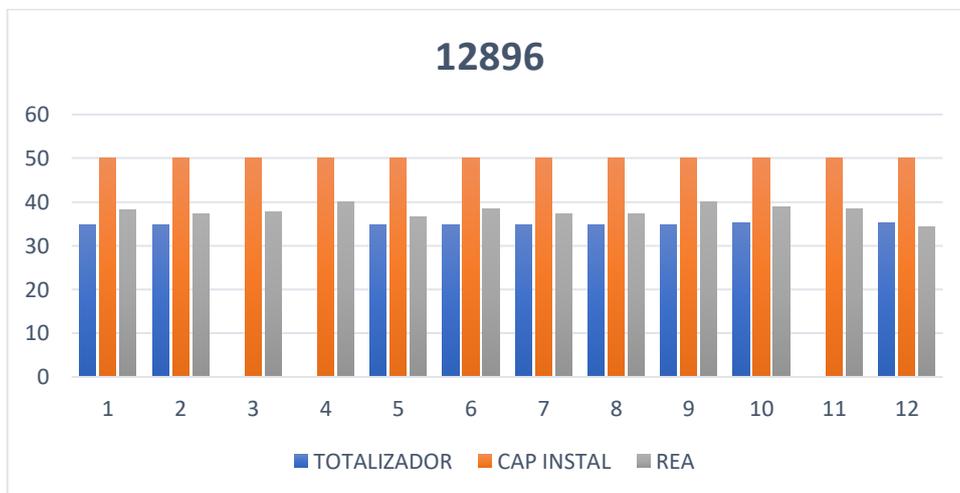


Fig. 47 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12896.

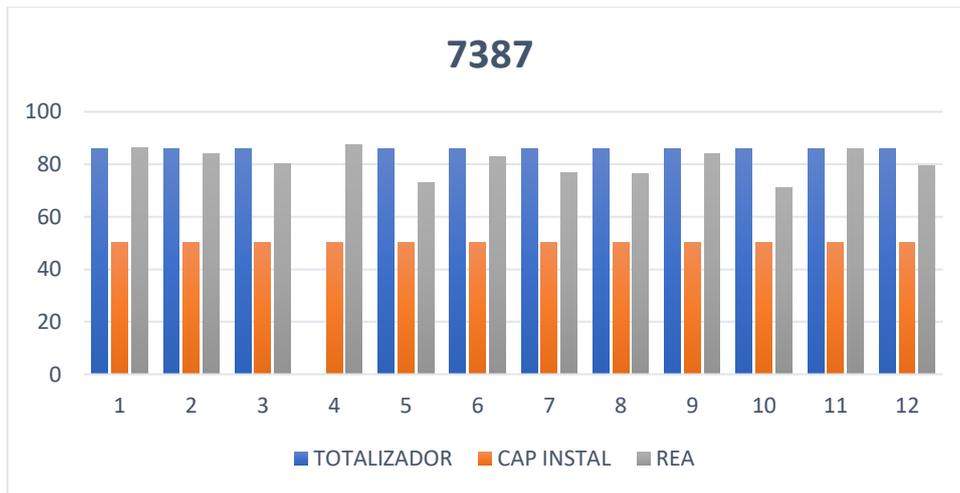


Fig. 48 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7387.

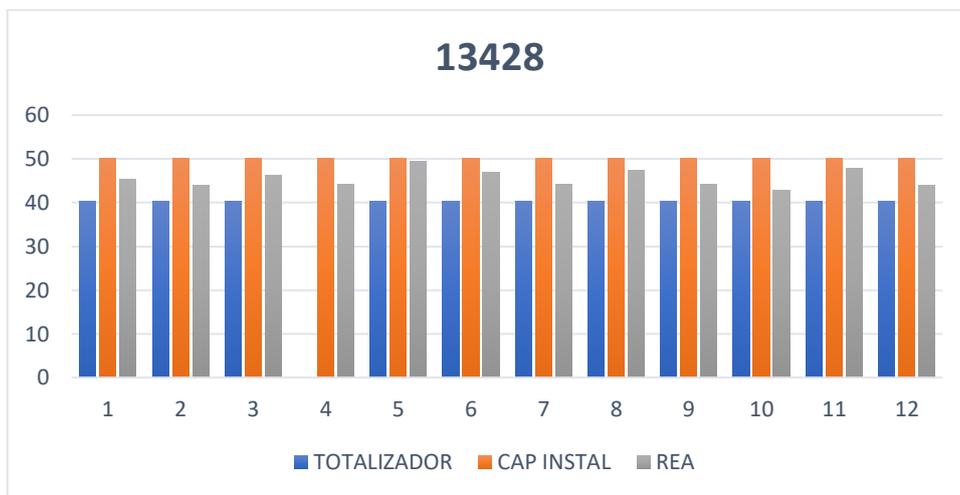


Fig. 49 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13428.

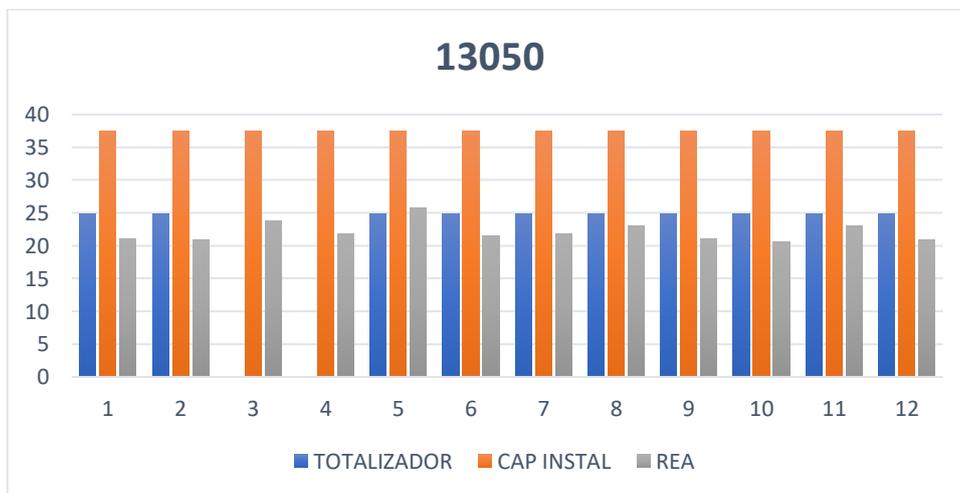


Fig. 50 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13050.

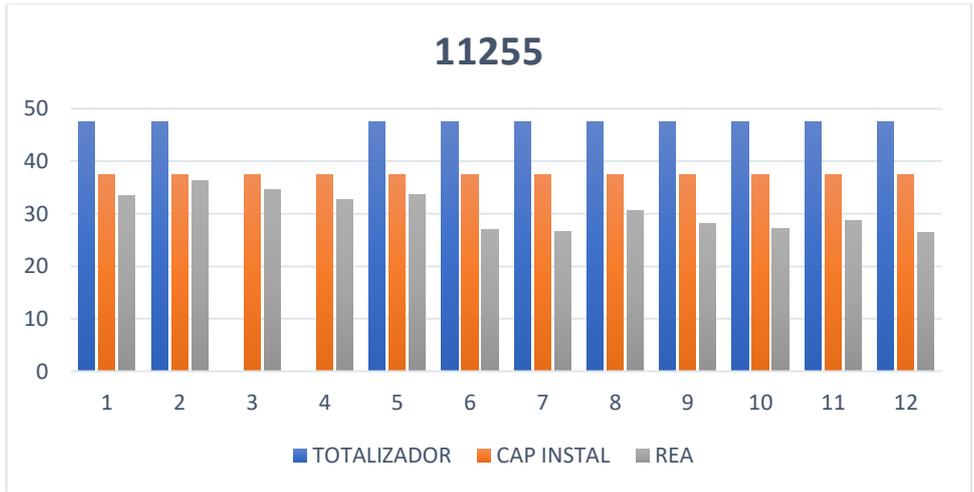


Fig. 51 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11255.

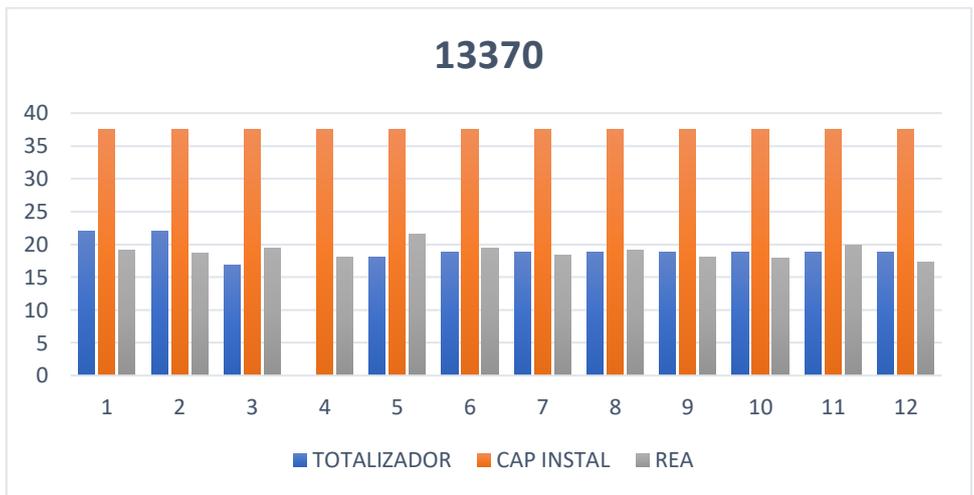


Fig. 52 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13370.

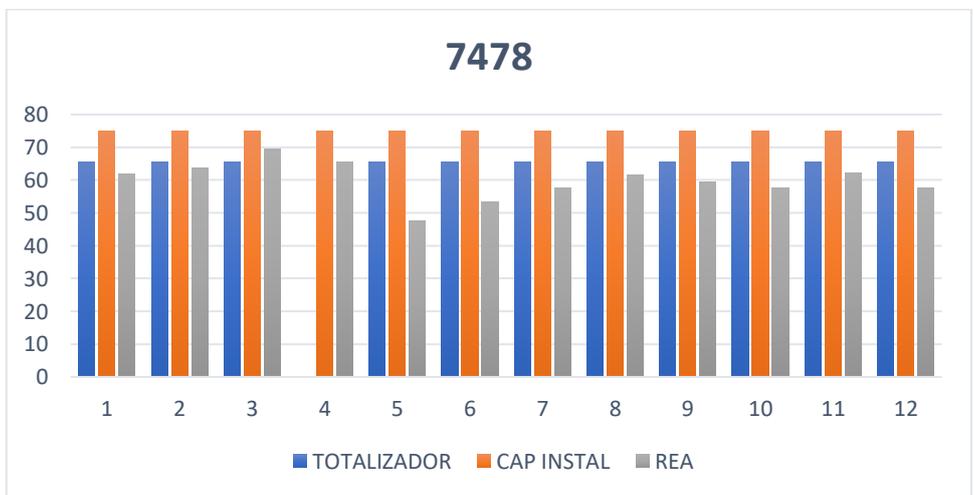


Fig. 53 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7478.

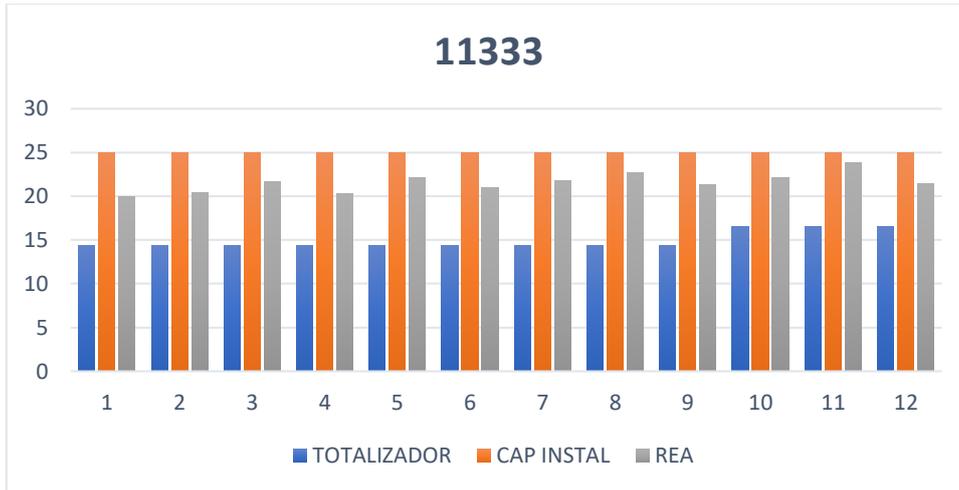


Fig. 54 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11333.

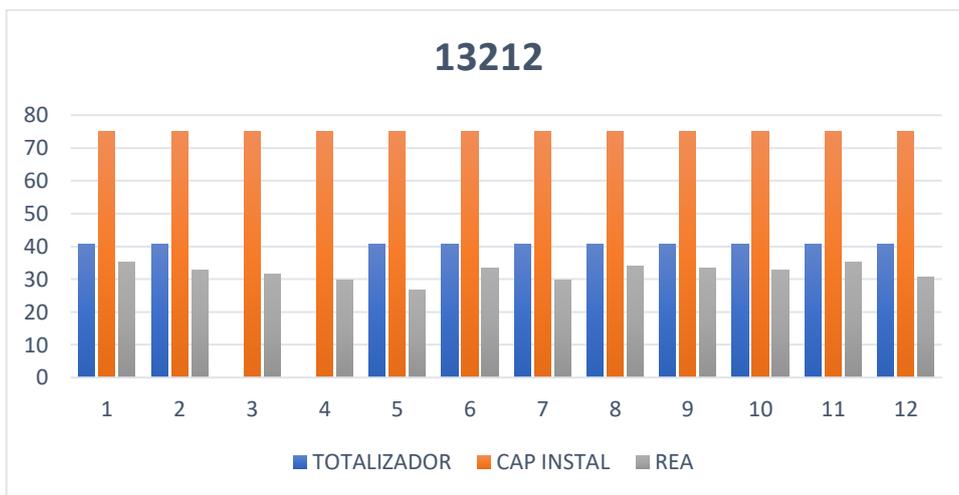


Fig. 55 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13212.

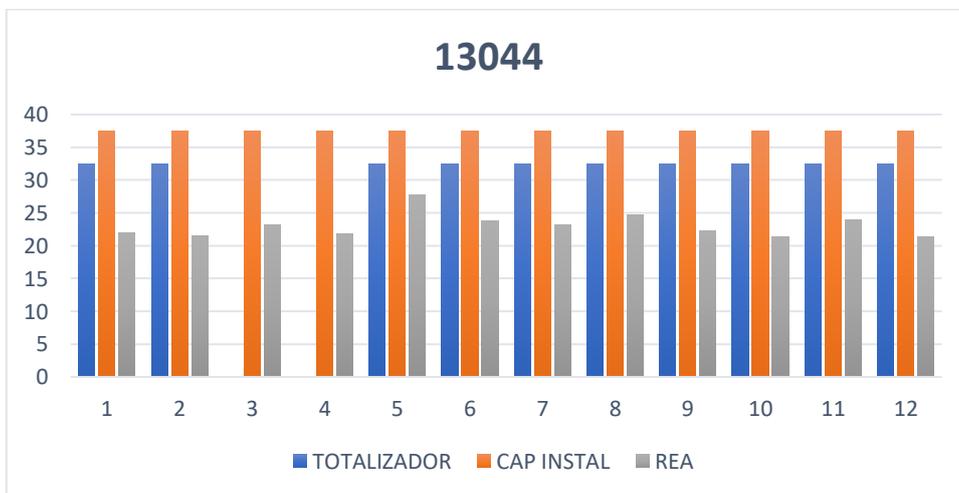


Fig. 56 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13044.

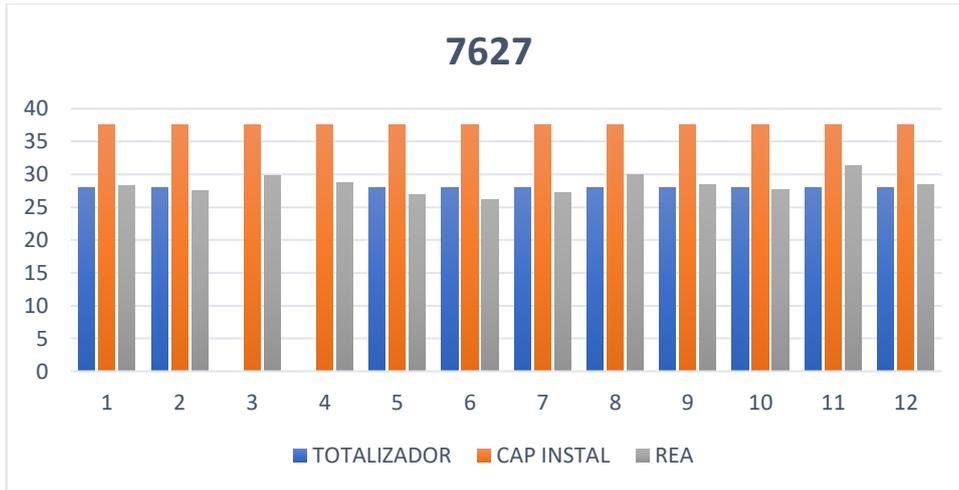


Fig. 57 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 7627.

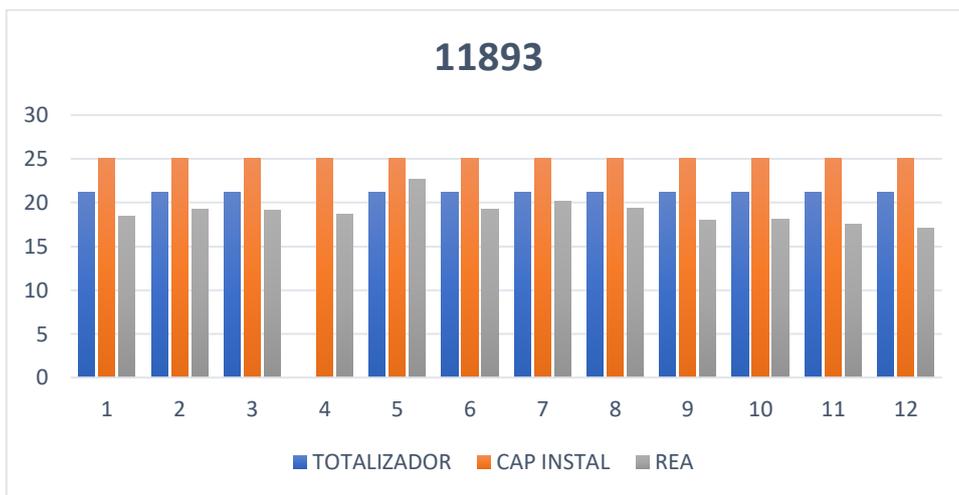


Fig. 58 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11893.

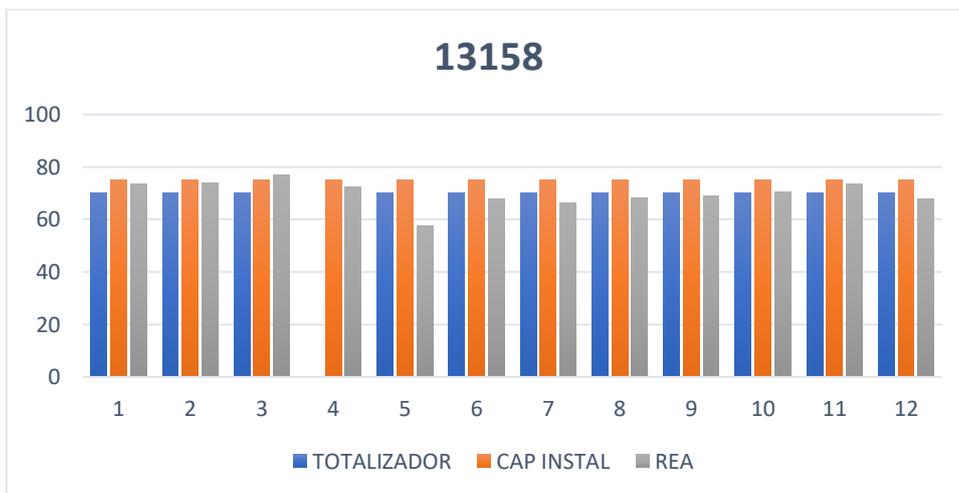


Fig. 59 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13158.

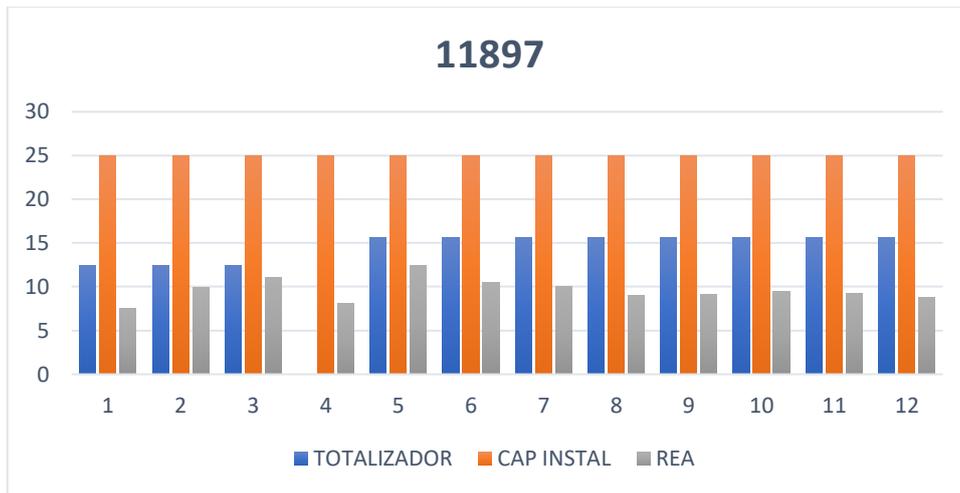


Fig. 60 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 11897.

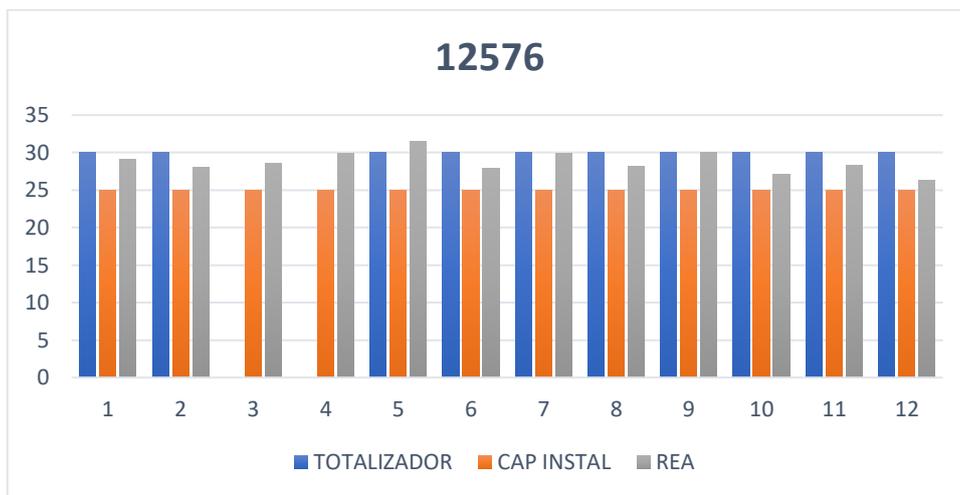


Fig. 61 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12576.

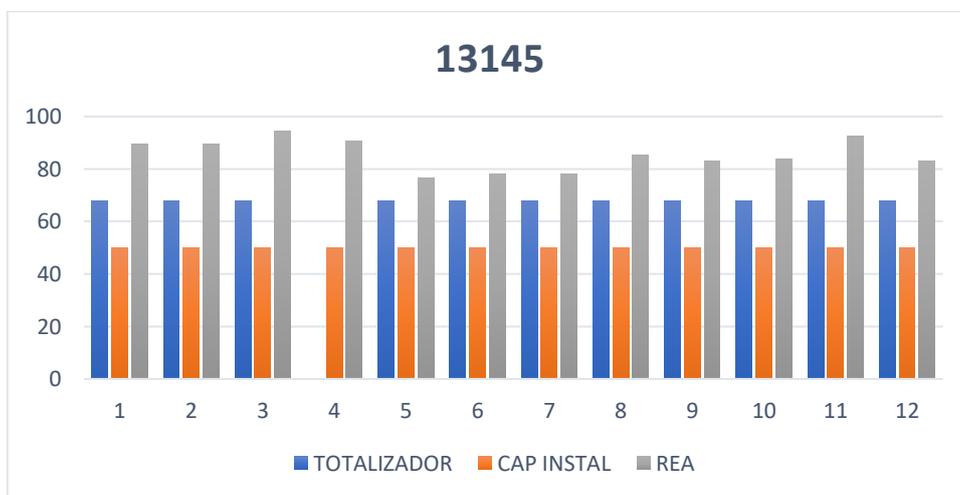


Fig. 62 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13145.

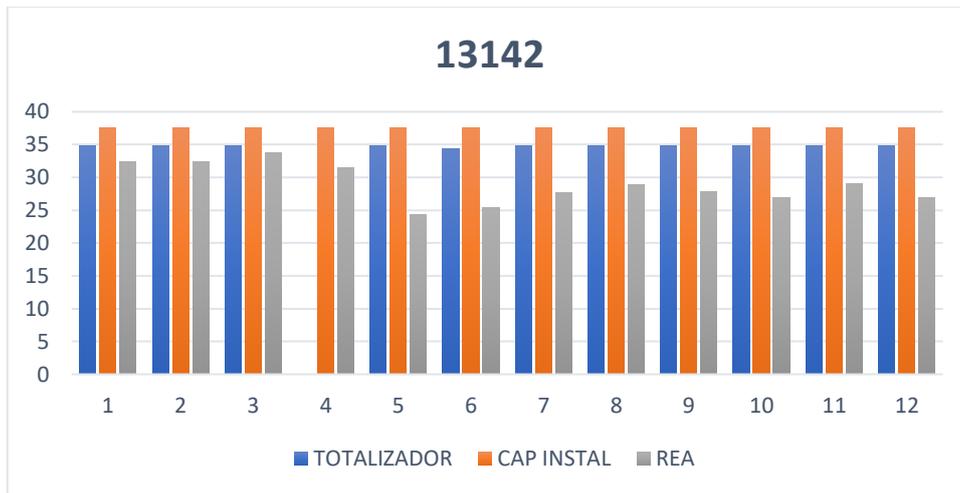


Fig. 63 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 13142.

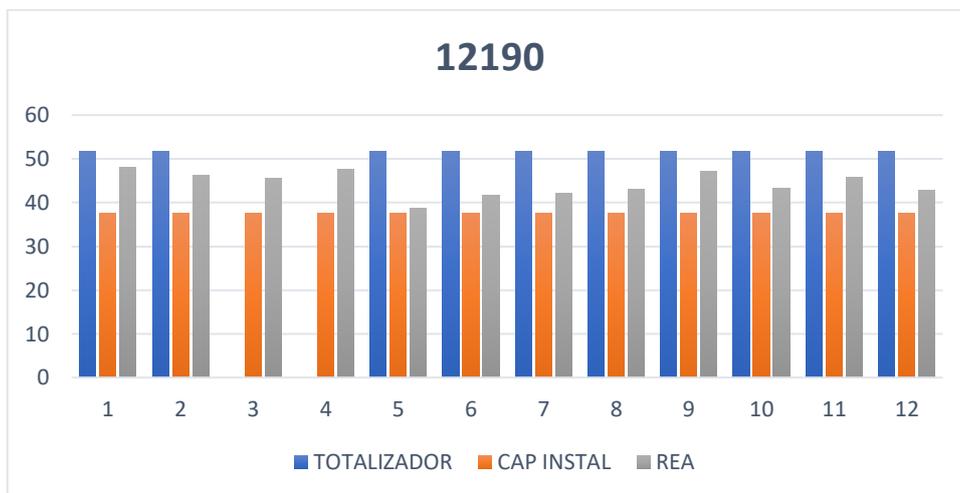


Fig. 64 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 12190.

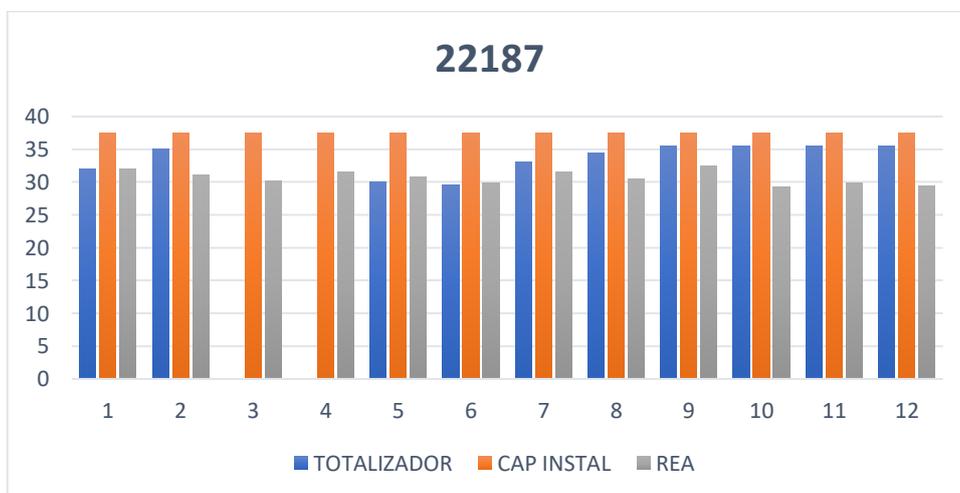


Fig. 65 Diagrama de comparación de demanda medida, calculada y capacidad del transformador 22187.

Anexo E

Tabla 22 Número de usuarios de cada tipo para cada transformador en estudio.

No Transformador	No Consumidores	Residencial	Comercial
11614	120	118	2
7072	50	49	1
7685	60	58	2
7758	132	127	5
12794	59	53	6
7562	95	86	9
11245	61	49	12
7378	59	51	8
12896	55	50	5
7387	134	102	32
13428	85	82	3
13050	45	42	3
11255	61	48	13
13370	37	36	1
7478	129	75	54
11333	43	33	10
13212	35	30	5
13044	52	51	1
7627	56	51	5
11893	48	48	0
13158	124	78	46
11897	23	22	1
12576	56	45	11
13145	164	125	39
13142	45	33	12
22190	73	53	20
22187	57	54	3
Promedio	2262	1924	338

Tabla 23 División de consumidores por estrato para cada transformador en estudio.

No Transformador	Estrato A	Estrato B	Estrato C	Estrato D	Estrato E	Total
11614	0	6	21	37	56	120
7072	0	4	9	8	29	50
7685	1	4	10	24	21	60
7758	1	3	33	34	61	132
12794	1	3	19	13	23	59
7562	2	7	21	22	42	94
11245	1	4	10	20	26	61
7378	0	3	5	13	38	59
12896	1	9	14	21	10	55
7387	4	10	41	30	49	134
13428	0	4	37	23	21	85
13050	0	2	13	11	19	45
11255	0	6	16	16	23	61
13370	0	0	12	13	11	36
7478	1	12	26	26	64	129
11333	2	1	6	15	19	43
13212	2	7	16	4	6	35
13044	0	3	10	12	27	52
7627	2	3	7	18	26	56
11893	0	0	6	18	24	48
13158	2	17	39	28	38	124
11897	0	0	3	5	13	21
12576	0	2	18	18	18	56
13145	7	10	32	33	82	164
13142	3	3	9	14	16	45
22190	6	4	17	10	36	73
22187	1	7	9	15	25	57
Total	37	154	522	589	955	2257