

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS
PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA
TENSIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

JOSUÉ ISRAEL MUNGUÍA AGUILERO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2018

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSC. CRISTOBAL HERNÁN RIOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS
PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA
TENSIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE EL SALVADOR**

Presentado por:

JOSUÉ ISRAEL MUNGUÍA AGUILERO

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

SAN SALVADOR, FEBRERO DE 2016

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

DEDICATORIA

A mi amado Señor y Salvador Jesucristo, quien ha sido todo para mí desde que entró a mi vida el día que le conocí. En los momentos buenos, en los difíciles y de debilidad siempre me mostró su fidelidad y me sostuvo en cada instante. Este es solo un pequeño logro comparado con el alto precio que pagó por mí al morir en la cruz siendo el mismo Dios que creó el universo y todo lo que existe. Toda la gloria sea para **Dios Padre, Hijo y Espíritu Santo**.

A mis padres Marco Antonio Munguía Pérez y Evelyn Aguilero Lemus, quienes han sido un ejemplo con su esfuerzo. Gracias por todo su cariño, su amor, su ayuda y apoyo incondicional. Agradezco todos sus consejos que me ayudaron a seguir adelante y sobreponerme ante las circunstancias adversas. Gracias por acompañarme hasta el día de hoy.

A mi querido hermano Marco Antonio Munguía Aguilero, no tengo palabras para expresar el agradecimiento que hay en mí porque seas mi hermano. Tu ayuda y tus consejos hasta el día de hoy han sido de mucha bendición para mi vida.

A mi cuñada Anita, quien se ha convertido en una hermana para mí. Sin duda, Dios en su perfecto plan, la puso para ser de bendición para mí y mi familia. Gracias por su ayuda y apoyo en muchas de las áreas de mi vida.

A mi sobrinito Marco Daniel (Marquito). Le doy infinitas gracias a Dios por traerte a este mundo. Tu amor puro y sincero es un tesoro para mí, es una dicha ser tu tío Oue.

A mis abuelos Julio Munguía y Consuelo Pérez, por haberme criado en gran parte de mi niñez y su apoyo incondicional hasta el día de hoy. Gracias por sus consejos y su cuidado.

A mis pastores y padres espirituales Jorge Hasbún y Conchita de Hasbún, por enseñarme e instruirme en la palabra de Dios por medio de sus vidas, por reflejar el amor de Dios hacia mí, así como cada uno de sus consejos que han servido en todas las áreas de mi vida.

A mis tíos y primos por apoyarme en lo que les fue posible, por sus consejos y los momentos en los que pude disfrutar su compañía.

A mi mejor amiga Alejandra Abrego, gracias por animarme en todo momento, por ser un ejemplo de alguien que ama a Dios con todo su corazón y un ejemplo de servicio, por tu cariño y por todo lo que Dios me ha permitido aprender a través de tu vida. Te quiero mucho!

A mis amigos y hermanos en Cristo en la GJ, APO y Alabanza. Gracias por sus oraciones, su cuidado, su cariño y su apoyo. He sido bendecido en gran manera por medio de ustedes.

“Como el hierro se afila con el hierro, así un amigo se afila con su amigo.” Pr. 27:17 NTV.

Josué Israel Munguía Aguilero.

ÍNDICE

ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ACRÓNIMOS	1
INTRODUCCIÓN	2
OBJETIVOS.....	3
ALCANCES.....	4
CAPÍTULO I: GENERALIDADES Y VARIABLES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN	5
1.1. Introducción.....	5
1.2. Sistema de potencia	7
1.2.1. Sistema de generación.....	7
1.2.2. Sistema de transmisión	9
1.2.3. Sistema de distribución.....	10
1.2.4. Componentes de un sistema de potencia	11
1.3. Conceptos fundamentales	14
1.3.1. Flujo de Carga.....	14
1.3.2. Factor de carga.....	14
1.3.3. Factor de simultaneidad	15
1.3.4. Factor de diversidad	15
1.3.5. Factor de pérdidas	15
1.3.6. Factor de demanda	16
1.4. Pérdidas de potencia	16
1.4.1. Pérdidas no técnicas.....	17
1.4.2. Pérdidas técnicas.....	17
1.5. Tipos conductores para el transporte de energía eléctrica.....	24
CAPÍTULO II: METODOLOGÍAS DE CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN UTILIZADOS EN DIFERENTES PAÍSES DE LATINOAMÉRICA	25
2.1 Introducción.....	25

2.2	Métodos utilizados en Costa Rica para la estimación de pérdidas de energía	25
2.2.1	Generalidades de las pérdidas de energía en Costa Rica.....	25
2.2.2	Estimación de pérdidas totales de energía incluyendo las pérdidas técnicas y no técnicas	26
2.2.3	Alternativa investigada para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Costa Rica.....	28
2.3	Métodos utilizados en Perú para la estimación de pérdidas de energía.....	29
2.3.1	Generalidades de las pérdidas de energía en Perú.....	29
2.3.2	Alternativa investigada para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Perú .	29
2.4	Métodos utilizados en Guatemala para la estimación de pérdidas de energía	32
2.4.1	Generalidades de las pérdidas de energía en Guatemala.....	32
2.4.2	Alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Guatemala.....	32
2.5	Métodos utilizados en Argentina para la estimación de pérdidas de energía	35
2.5.1	Generalidades de las pérdidas de energía en Argentina	35
2.5.2	Alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Argentina	36
CAPÍTULO III: TIPOS DE MUESTREO		39
3.1.	Introducción.....	39
3.2.	Tipos de muestreo.....	40
3.2.1	Simple muestreo aleatorio	40
3.2.2	Muestreo aleatorio estratificado	40
3.2.3	Otros tipos de muestreo	40
3.3.	Proceso del muestreo aleatorio estratificado	41
3.3.1	Universo.....	41
3.3.2	Variable de estratificación	41
3.3.3	Tamaño de la muestra y asignación.....	41
3.3.4	Mecanismo de muestreo	41
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA		42
4.1.	Introducción.....	42
4.2.	Método I. Análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado.	42
4.2.1	Descripción del método	42

4.2.2 Pérdidas en los transformadores	44
4.2.3 Pérdidas de energía en las líneas y acometidas	45
4.2.4 Pérdidas en los medidores	46
4.2.5 Pérdidas totales de energía	47
4.3. Método II. Análisis de flujo de carga con separación de bloques horarios	47
4.3.1 Descripción del método	47
4.3.2 Derivada de los datos.....	48
4.3.3 Clasificación de demanda en función de los bloques horarios	50
4.3.4 Error por separación en bloques	52
4.3.5 Factor de correlación de datos	54
4.3.6 Pérdidas en las líneas y acometidas.....	54
4.3.7 Pérdidas en los transformadores	55
4.3.8 Pérdidas en los medidores	56
4.3.9 Pérdidas totales de energía	57
4.4. Método III. Análisis de flujo de carga con asignación de demanda máxima a cada usuario en un periodo de tiempo determinado.....	57
4.4.1 Descripción del método	57
4.4.2 Determinación del factor de carga global.....	58
4.4.3 Pérdidas en los transformadores	59
4.4.4 Pérdidas de energía en las líneas y acometidas	60
4.4.5 Pérdidas en los medidores	60
4.4.6 Pérdidas totales de energía	61
4.5. Método IV. Distribución de carga horaria por consumo de kWh-mes.....	61
4.5.1 Descripción del método	61
4.5.2 Distribución del consumo.....	62
4.5.3 Asignación de la demanda.....	63
4.5.4 Flujo de carga para el método IV	64
4.5.5 Cálculo de pérdidas de energía del método IV.....	65
4.5.6 Alternativa para el método IV	66
4.6. Software de simulación	67
4.6.1 Descripción software WindMil	67

4.6.2 Descripción del software PowerFactory.....	68
CAPITULO V: DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE LOS CIRCUITOS QUE COMPONEN LA RED DE BAJA TENSIÓN.....	69
5.1. Introducción.....	69
5.2. Base de datos general de clientes residenciales en BT	70
5.3. Universo.....	70
5.4. Variable de estratificación.....	70
5.5. Tamaño de la muestra y asignación.....	71
5.6. Cantidad de estratos.....	72
5.7. Límite de los estratos.....	72
5.8. Determinación del estrato al que pertenece cada transformador.....	72
5.9. Resultados del proceso de muestreo	72
5.10. Selección aleatoria de transformadores para ser parte de la muestra	73
CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE FLUJO Y DISTRIBUCIÓN DE CARGA EN CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA DE UN PERIODO DE TIEMPO DETERMINADO. APLICACIÓN Y RESULTADOS	77
6.1. Introducción.....	77
6.2. Información necesaria para aplicar el método I	78
6.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra	78
6.4. Determinación de las pérdidas en condiciones de demanda máxima.....	79
6.4.1 Construcción del diagrama en WindMil.....	79
6.4.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT	80
6.4.3 Introducción de parámetros de los transformadores MT/BT.....	81
6.4.4 Introducción de parámetros en las líneas de distribución secundaria y acometidas.....	82
6.4.5 Asignación de carga para realizar la distribución de carga	85
6.5. Resultados de la aplicación del método I para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT	87
6.5.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas	87
6.5.2 Consolidado de los resultados obtenidos.....	89
6.6. Extrapolación de resultados	91
CAPÍTULO VII: ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON SEPARACIÓN DE BLOQUES HORARIOS. APLICACIÓN Y RESULTADOS.....	93

7.1. Introducción.....	93
7.2. Información necesaria para aplicar el método II.....	93
7.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra	94
7.4. Curva monótona decreciente y su derivada.....	95
7.5. Determinación de las pérdidas técnicas por separación en bloques horarios	97
7.5.1 Construcción del diagrama en WindMil.....	97
7.5.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT	97
7.5.3 Asignación de carga para realizar la distribución de carga	97
7.6. Resultados de la aplicación del método II para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT	98
7.6.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas	98
7.6.2 Consolidado de los resultados obtenidos.....	101
7.7. Extrapolación de resultados	105
7.8. Determinación del error por bloques	107
7.9. Error global de las pérdidas en baja tensión	111
CAPÍTULO VIII: ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON ASIGNACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA A CADA USUARIO EN UN PERIODO DE TIEMPO DETERMINADO. APLICACIÓN Y RESULTADOS	113
8.1. Introducción.....	113
8.2. Información necesaria para aplicar el método I	113
8.3. Determinación de las pérdidas en condiciones de demanda máxima.....	113
8.3.1 Construcción del diagrama en WindMil.....	113
8.3.2 Asignación de la carga por usuario.....	114
8.4. Resultados de la aplicación del método III para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT	115
8.4.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas	115
8.4.2 Consolidado de los resultados obtenidos.....	117
8.5. Extrapolación de resultados	119
CAPÍTULO IX: ALTERNATIVA DEL MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA HORARIA POR CONSUMO DE KWH-MES. APLICACIÓN Y RESULTADOS	121
9.1. Introducción.....	121
9.2. Información necesaria para aplicar el método	121

9.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra	121
9.4. Parámetros en la condición de demanda máxima.....	123
9.5. Resultados de la aplicación de la alternativa del método IV para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT	123
9.5.1 Consolidado de los resultados obtenidos.....	125
9.6. Extrapolación de resultados	125
9.7. Determinación de las pérdidas de energía en un período de 15 días.....	127
9.8. Construcción del modelo en DigSILENT PowerFactory.....	127
9.8.1 Construcción del diagrama en DigSILENT PowerFactory	127
9.8.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT	128
9.8.3 Introducción de parámetros de los transformadores MT/BT.....	128
9.8.4 Introducción de parámetros en las líneas de distribución secundaria y acometidas...	129
9.8.5 Asignación de carga para realizar la distribución de carga	130
9.9. Resultados de la aplicación del método IV para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT	132
9.9.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas	132
9.9.2 Consolidado de los resultados	134
9.10. Extrapolación de resultados del método IV.....	135
CAPÍTULO X: COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN	136
10.1. Introducción.....	136
10.2. Comparación numérica de resultados de las pérdidas totales en BT.....	136
10.3. Ventajas y desventajas de cada método	136
10.4. Comparación numérica de resultados para un transformador	139
CONCLUSIONES.....	141
RECOMENDACIONES	142
BIBLIOGRAFÍA.....	143
ANEXOS.....	145
Anexo A. Valores típicos de pérdidas de potencia en el hierro y cobre de transformadores monofásicos MT/BT	145
Anexo B. Cálculo de la derivada de una serie de datos de medición.....	146

ÍNDICE DE GRÁFICAS

CAPÍTULO I

Gráfica 1.1. Matriz energética de El Salvador.....	8
--	---

CAPÍTULO IV

Gráfica 4.1. Perfil de carga del sector residencial en El Salvador.....	43
Gráfica 4.2. Factor de carga vs factor de pérdida para valores típicos de $x=0.85$ y $x=0.7$	44
Gráfica 4.3. Curva de carga de un transformador con carga residencial.....	47
Gráfica 4.4. Curva de carga de un transformador con carga residencial en orden monótono decreciente.....	48
Gráfica 4.5. Función senoidal y pendientes de rectas tangentes en diferentes puntos.....	49
Gráfica 4.6. Función monótona decreciente y pendientes de rectas tangentes en diferentes puntos.....	49
Gráfica 4.7. Demanda típica con dos puntos de concavidad.....	49
Gráfica 4.8. Demanda típica con un punto de concavidad.....	51
Gráfica 4.9. División de demanda tipo B en %Alto y %Medio.....	51
Gráfica 4.10. Demanda típica sin punto de concavidad.....	52
Gráfica 4.11. % Error en función del número de bloques.....	54
Gráfica 4.12. Curva de carga típica de un transformador en los 7 días de la semana.....	64

CAPÍTULO VII

Gráfica 7.1. Curva de carga para 15 días de un transformador que conforma la muestra de BT..	95
Gráfica 7.2. Curva de carga monótona decreciente de un transformador de la muestra en BT...	96
Gráfica 7.3. Tendencia del error en función de la cantidad de bloques de separación de la demanda.....	109
Gráfica 7.4. Tendencia del factor de correlación en función de la cantidad de bloques.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1. Sector eléctrico de El Salvador.....	6
Figura 1.2. Esquema de un sistema de generación básico.....	7
Figura 1.3. Ubicación geográfica de las centrales de generación en El Salvador.....	9
Figura 1.4. Sistema de líneas de transmisión soportado por torres.....	9
Figura 1.5. Sistema de transmisión en El Salvador.....	10
Figura 1.6. Empresas distribuidoras en el Salvador.....	10
Figura 1.7. Algunas topologías de sistemas de distribución.....	11
Figura 1.8. Componentes de un sistema de potencia.....	12
Figura 1.9. Esquema general de balance de energía.....	17
Figura 1.10. Clasificación de pérdidas técnicas.....	19
Figura 1.11. Curva de histéresis de un transformador.....	21
Figura 1.12. Corrientes de remolino en un núcleo ferromagnético.....	22
Figura 1.13. Efecto corona en una línea de transmisión.....	23

CAPÍTULO II

Figura 2.1. Esquema de una red BT netamente radial con ramales.....	30
Figura 2.2. Esquema de una red BT.....	31

CAPÍTULO IV

Figura 4.1. Separación desde 2 hasta N bloques para determinar el error.....	53
Figura 4.2. Selección del tipo de demanda de la carga.....	62
Figura 4.3. Software de simulación WindMil de Milsoft.....	68
Figura 4.4. Software de simulación DigSILENT PowerFactory.....	69

CAPÍTULO VI

Figura 6.1. Modelo de un circuito MT/BT construido en WindMil.....	79
Figura 6.2. Plantilla exportada de AutoCAD e importada en WindMil.....	80
Figura 6.3. Alimentador MT modelado como fuente que alimenta un transformador.....	80

Figura 6.4. Ventana para introducir los parámetros a una fuente de tensión en WindMil.....	81
Figura 6.5. Ventana para introducir los parámetros a un transformador en WindMil.....	82
Figura 6.6. Ventana general de los parámetros de una sección de conductor en WindMil.....	82
Figura 6.7. Librería de conductores de WindMil y sus parámetros eléctricos.....	83
Figura 6.8. Ventana de WindMil para definir alturas y distancias entre conductores de distribución secundaria.....	83
Figura 6.9. Ventana general de WindMil de los parámetros de una acometida.....	84
Figura 6.10. Ventana de WindMil para definir alturas y distancias entre conductores usados para acometidas.....	84
Figura 6.11. Selección de la opción para asignar a la fuente una distribución de carga.....	85
Figura 6.12. Introducción de la demanda en la fuente para ser distribuida.....	85
Figura 6.13. Ventana en WindMil para introducir el consumo en kWh una carga.....	86
Figura 6.14. Selección de la opción “Load Allocation” en el panel principal de WindMil.....	86
Figura 6.15. Selección de la opción “Voltage Drop” en el panel principal de WindMil.....	87
Figura 6.16. Valores de pérdidas de potencia obtenidas en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas.....	88

CAPÍTULO VII

Figura 7.1. Introducción de la demanda promedio del primer bloque en la fuente para ser distribuida.....	98
Figura 7.2. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque alto.....	99
Figura 7.3. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque medio.....	99
Figura 7.4. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque bajo.....	100

CAPÍTULO VIII

Figura 8.1. Ventana para asignar la demanda en cada usuario en WindMil.....	115
Figura 8.2. Pérdidas de potencia obtenidos en WindMil el secundario, transformador, y acometidas en condiciones de demanda máxima.....	115

CAPÍTULO IX

Figura 9.2. Modelo de un circuito MT/BT construido en DigSILENT PowerFactory.....	127
Figura 9.3. Alimentador MT modelado como red externa que alimenta un transformador.....	128
Figura 9.4. Ventana para introducir los parámetros a un transformador en DigSILENT.....	129
Figura 9.5. Introducción de los parámetros de los conductores secundarios en PowerFactory..	129
Figura 9.6. Ventana de PowerFactory para definir distancias entre conductores de distribución secundaria y acometidas.....	130
Figura 9.7. Introducción de potencia en el feeder para realizar la distribución de carga horaria.....	130
Figura 9.8. Ventana en DigSILENT para introducir la demanda en kW a las cargas.....	131
Figura 9.9. Configuración del barrido para el feeder en PowerFactory.....	131
Figura 9.10. Resultados de pérdidas de energía al aplicar el método IV en PowerFactory.....	132
Figura 9.11. Pérdidas de energía en el transformador para un período de 15 días.....	132
Figura 9.12. Pérdidas de energía en el transformador y la red secundaria para un período de 15 días.....	133

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1. Capacidad instalada en El Salvador para el año 2015.....	8
Tabla 1.2. Líneas de transmisión 115-230 kV al 31 de diciembre de 2015 en El Salvador.....	12

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1. Resultados finales del estudio de caracterización de la carga de la empresa distribuidora bajo estudio.....	58
Tabla 4.2. Demanda de transformador en kW.....	63
Tabla 4.3. Cantidad de simulaciones a emplear en el método IV.....	64

CAPÍTULO V

Tabla 5.1. Base de datos de usuarios residenciales de la empresa distribuidora bajo estudio.....	70
Tabla 5.2. Límites de los 3 estratos definidos para el proceso de muestreo.....	72
Tabla 5.3. Agrupación de circuitos de baja tensión pertenecientes a la distribuidora Ex.....	72
Tabla 5.4. Resultados del proceso de muestreo.....	73
Tabla 5.5. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato I.....	73
Tabla 5.6. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra.....	74
Tabla 5.7. Lista de transformadores que componen la muestra del estrato I.....	74
Tabla 5.8. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato II.....	75
Tabla 5.9. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra del estrato II.....	75
Tabla 5.10. Transformador seleccionado para conformar la muestra del estrato II.....	75
Tabla 5.11. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato III.....	76
Tabla 5.12. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra del estrato III.....	76
Tabla 5.13. Transformador seleccionado para conformar la muestra del estrato III.....	76
Tabla 5.14. Listado completo de transformadores a medir.....	77

CAPÍTULO VI

Tabla 6.1. Registro de la demanda en cada transformador de la muestra en baja tensión.....	78
Tabla 6.2. Demanda máxima, factor de carga y energía suministrada de algunos transformadores que componen la muestra.....	79

Tabla 6.3. Cálculo de pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima para cada medidor instalado de usuarios residenciales de la empresa Ex.....	89
Tabla 6.4. Pérdidas en cada componente de un circuito de BT.....	90
Tabla 6.5. Cuadro de pérdidas de potencia de un circuito en BT.....	90
Tabla 6.6. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT.....	91
Tabla 6.7. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos.....	91
Tabla 6.8. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el método I.....	92
Tabla 6.9. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando el método I.....	93

CAPÍTULO VII

Tabla 7.1. Mediciones de la demanda de un transformador de la muestra en baja tensión.....	94
Tabla 7.2. Mediciones de la demanda de un transformador de la muestra en baja tensión ordenadas en forma decreciente.....	95
Tabla 7.3. Demanda promedio y % de horas en cada bloque de un transformador de la muestra.....	97
Tabla 7.4. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque alto.....	101
Tabla 7.5. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque medio.....	102
Tabla 7.6. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque bajo.....	102
Tabla 7.7. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque alto.....	103
Tabla 7.8. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque medio.....	103
Tabla 7.9. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque bajo.....	104
Tabla 7.10. Cuadro de pérdidas de potencia en demanda máxima y energía de un circuito en BT aplicando el Método II.	104
Tabla 7.11. Cuadro de pérdidas de potencia en demanda máxima y energía de un circuito en BT en porcentaje aplicando el Método II.....	105
Tabla 7.12. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos aplicando el Método II...	105
Tabla 7.13. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el método II.....	106
Tabla 7.14. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el método II.....	106
Tabla 7.15. Valor de la demanda al cuadrado en cada intervalo de medición.....	107
Tabla 7.16. Demanda promedio en función de los bloques de su división.....	108
Tabla 7.17. Sumatoria de la demanda al cuadrado en un período de 15 días en función del número de bloques.....	108

Tabla 7.18. Error en función de la cantidad de bloques para el Transformador analizado.....	109
Tabla 7.19. Coeficiente de correlación en función de la cantidad de bloques.....	110
Tabla 7.20. Porcentaje de error del valor de pérdidas para cada transformador de la muestra...111	
Tabla 7.21. Determinación del error por la separación en bloques en todo el sistema de BT....112	
Tabla 7.22. Pérdidas de potencia en BT obtenidos del Método II considerando el error.....112	
Tabla 7.23. Pérdidas de energía en BT obtenidos del Método II considerando el error.....112	

CAPÍTULO VIII

Tabla 8.1. Determinación de la demanda máxima en cada usuario.....	114
Tabla 8.2. Cálculo de pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima para cada medidor instalado de usuarios residenciales de la empresa distribuidora, según Método III.....	117
Tabla 8.3. Pérdidas en cada componente de un circuito de BT, según Método III.....	117
Tabla 8.4. Cuadro de pérdidas de potencia de un circuito en BT, aplicando el Método III.....	118
Tabla 8.5. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT, aplicando el Método III.....	118
Tabla 8.6. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos al aplicar el Método III....119	
Tabla 8.7. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el Método III.....	120
Tabla 8.8. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando el Método III.....	120

CAPÍTULO IX

Tabla 9.1. Registro de la demanda en kW y kVA del transformador T 20 y cálculo del factor de potencia.	122
Tabla 9.2. Parámetros y pérdidas en condiciones de demanda máxima.	123
Tabla 9.3. Resultados de pérdidas de potencia y energía aplicando la alternativa del Método IV.....	124
Tabla 9.4 Resumen de pérdidas de energía para un transformador aplicando la alternativa del Método IV.....	125
Tabla 9.5. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos al aplicar la alternativa al Método IV.....	125
Tabla 9.6. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando la alternativa del Método IV.....	126
Tabla 9.7. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando la alternativa del Método IV.....	127
Tabla 9.8. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT aplicando el método IV.....	135

CAPÍTULO X

Tabla 10.1. Resumen de resultados de pérdidas en la red BT de la empresa distribuidora bajo estudio.....	136
Tabla 10.2. Ventajas y desventajas de los 4 métodos investigados e implementados.....	138
Tabla 10.3. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de pérdidas de potencia en los 4 métodos en kW para un transformador.....	139
Tabla 10.4. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de % de pérdidas de potencia en los 4 métodos para un transformador.....	139
Tabla 10.5. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de pérdidas de energía en los 4 métodos en kWh para un transformador.....	139
Tabla 10.6. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de % de pérdidas de energía en los 4 métodos para un transformador.....	140
Tabla 10.7. Cuadro comparativo del % de error de los 4 métodos en comparación al de referencia para un transformador.....	140

ANEXOS

Tabla A.1. Valores típicos de pérdidas de potencia en el hierro y cobre de transformadores monofásicos MT/BT.....	145
Tabla B.1 Formas para calcular la derivada o pendiente punto a punto.....	146

ACRÓNIMOS

Art: Artículo.

AT: Alta tensión.

BT: Baja tensión.

ca: Corriente alterna.

cd: Corriente directa.

CNE: Consejo Nacional de Energía.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Ec.: Ecuación.

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador.

Epérd: Pérdida de energía.

Fc: Factor de carga.

F_D: Factor de demanda.

F_{div}: Factor de diversidad.

Fem: Fuerza electromotriz.

FP: Factor de potencia.

Fpérd: Factor de pérdida.

Fs: Factor de simultaneidad.

IEEE: Instituto de ingeniería eléctrica y electrónica.

MT: Media tensión.

Ppérd: Pérdida de potencia.

SED: Subestaciones de distribución.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

UT: Unidad de Transacciones.

INTRODUCCIÓN

Existen tres cargos principales, presentes en el pliego tarifario establecido por la SIGET, que son trasladados al usuario final por el uso del servicio del suministro de energía eléctrica. El cargo de comercialización que representa el cobro por atención al usuario final, el cargo de distribución que representa el cobro al usuario final por el uso de las redes de distribución pertenecientes a las empresas distribuidoras para el transporte de energía eléctrica, y el cargo de energía que representa el cobro al usuario final por el consumo de energía en kWh mensual. El cargo por energía depende de los precios de la energía en el mercado de contratos y el mercado mayorista (spot), además de la cantidad de energía que cada empresa distribuidora retire dependiendo de la demanda. Estos cargos aplicados en el pliego tarifario contemplan todos los aspectos establecidos en el Art. 67 de la Ley General de Electricidad y el Acuerdo 587-E-2012 aprobado por la SIGET.

La cantidad de energía que las empresas distribuidoras retiren de ambos mercados debe suplir la demanda de energía de todos los clientes que estén conectados a sus redes de distribución en MT y en BT, además de compensar las pérdidas totales de energía que estén presentes en la red. Por esta razón es importante un estudio para el cálculo de dichas pérdidas ya que a simple vista se puede suponer que es una cantidad insignificante de recursos, pero al evaluar la totalidad de éstas, conllevan una gran cantidad de gastos.

Debido a que cada quinquenio las empresas distribuidoras proponen una metodología para el cálculo de pérdidas, se requiere de la realización de un procedimiento oficial que tome en cuenta la regulación vigente dentro del país, para tener un método adecuado para el cálculo de pérdidas técnicas en MT y en BT.

En primer lugar, esta investigación está orientada hacia el estudio de los diferentes métodos para la estimación de las pérdidas técnicas en las redes que componen el sistema eléctrico de distribución en BT de diferentes países. Se explica brevemente la composición de todo el sistema eléctrico del país, la teoría y el origen de donde parte el estudio, el análisis y la estimación de las pérdidas. A partir del *Capítulo VI* se presenta la aplicación de los 4 métodos detallados en el *Capítulo IV*. Las metodologías se aplicaron en una red de distribución de BT real de una empresa distribuidora en El Salvador, donde se evalúan las ventajas y desventajas, así como el nivel de confianza y practicidad de cada uno, para estimar y proponer oficialmente un método en El Salvador.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

- Determinar una metodología de cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión aplicable a la regulación de El Salvador.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Investigar los diferentes métodos utilizados para la determinación de las pérdidas técnicas en redes de distribución en baja tensión.
- Comparar los diferentes métodos de cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución a nivel de baja tensión, identificando ventajas y desventajas.
- Determinar cuál es el método más conveniente de aplicar en las empresas distribuidoras de El Salvador tomando como base las conclusiones obtenidas de la comparación de los diferentes métodos.

ALCANCES

- Analizar los diferentes métodos propuestos de cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en diferentes países tomando en cuenta los criterios que se pueden aplicar en El Salvador dentro de la regulación establecida por la SIGET.
- Aplicar muestreo estadístico aleatorio estratificado en la red de BT de una empresa distribuidora, para la evaluación de la cantidad de circuitos que representen la totalidad de la red en BT y sus niveles de pérdidas.
- Modelar las muestras seleccionadas de la red en BT de una empresa distribuidora en el software de simulación Windmil, para la determinación de las pérdidas técnicas.
- Aplicar los métodos investigados para la determinación de las pérdidas técnicas en BT a una empresa distribuidora, usando mediciones reales.
- Realizar una comparación entre cada método, evaluando las ventajas y desventajas, así como el nivel de complejidad y practicidad de cada uno.

CAPÍTULO I: GENERALIDADES Y VARIABLES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

1.1. Introducción.

El servicio del suministro de energía eléctrica en la población de cualquier país se ha convertido en una necesidad básica, hoy en día el ser humano necesita de este servicio para poder desempeñar muchas labores hogareñas y cotidianas, así como suplir necesidades básicas. En el caso de las industrias y los grandes negocios también se necesita de este servicio para que puedan operar y realizar sus funciones industriales. Por esta razón se necesita de un sistema completo que se encargue de brindar el servicio y de suplir esta necesidad para los diferentes tipos de usuarios.

En la década de 1880, fueron los ingenieros Thomas Alva Edison y Nikola Tesla quienes aportaron a la transmisión de energía a través medios físicos llamados conductores; al principio prevaleció el enfoque de transmisión de energía a través de corriente directa de Edison en líneas de transmisión, pero años más tarde las numerosas ventajas del enfoque de transmisión de energía a través de corriente alterna de Nikola Tesla terminaron por imponerse hasta el día de hoy.

La corriente originada por el flujo de electrones en un intervalo de tiempo, a través de la sección transversal del conductor, junto con la diferencia de potencial que existe entre sus extremos produce una potencia eléctrica que se transmite a través de la línea, es decir, una tasa de energía transferida en un intervalo de tiempo que matemáticamente se define como $P = V \times I$.

La circulación de corriente a través de cualquier material que posea resistencia provocará que se produzca calentamiento a través de él, la diferencia de temperatura entre el conductor y el medio circundante provoca que energía térmica sea transferida desde el medio conductor hacia el ambiente, este fenómeno es conocido como el efecto Joule matemáticamente definido como $P_{pérd} = I^2 \times R$. Esta energía disipada en el medio ambiente no es aprovechada por los elementos instalados de los usuarios finales, por esta razón se les denomina pérdidas de energía o simplemente pérdidas. Debido a que todos los elementos que componen un sistema de potencia poseen una componente resistiva, por más mínima que sea, siempre se producirán pérdidas en el sistema.

Dichas pérdidas son proporcionales a la corriente que las origina, por esta razón se escogen niveles adecuados de tensión para disminuir la corriente que circula por los conductores pero manteniendo la potencia constante y así escoger un calibre de conductor adecuado para suplir la demanda de los usuarios.

La manera de determinar las pérdidas en un sistema varía dependiendo del nivel de tensión de la red en estudio. Los diferentes métodos desarrollados aplicables en baja tensión¹, se basan en la información disponible de la topología de la red y de los perfiles de los diferentes usuarios que posean las empresas distribuidoras. Sin embargo, siempre es necesaria una herramienta de simulación para poder realizar flujos de carga utilizando la información requerida en cada método.

Cada empresa distribuidora está interesada en la estimación de las pérdidas en toda su red de distribución en MT y BT. Además cada método utilizado para su estimación varía dependiendo de la información que tenga disponible cada distribuidora. Por esta razón, resulta de gran importancia obtener un método estandarizado en el país según las disposiciones de la red en estudio con el objetivo que el regulador pueda evaluar dichas pérdidas. Debido a que es imposible tener mediciones en todos los nodos de la red de distribución, el resultado de los métodos propuestos es una aproximación, pero confiable. Además, con esto se reducen los costos de medición que requeriría un cálculo exacto.

Por otra parte, las pérdidas técnicas de energía en El Salvador son reguladas por la SIGET quien es el ente regulador de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Dentro de las funciones de la SIGET es determinar el porcentaje de pérdidas de los diferentes operadores para ser trasladados por medio de la tarifa al usuario final.

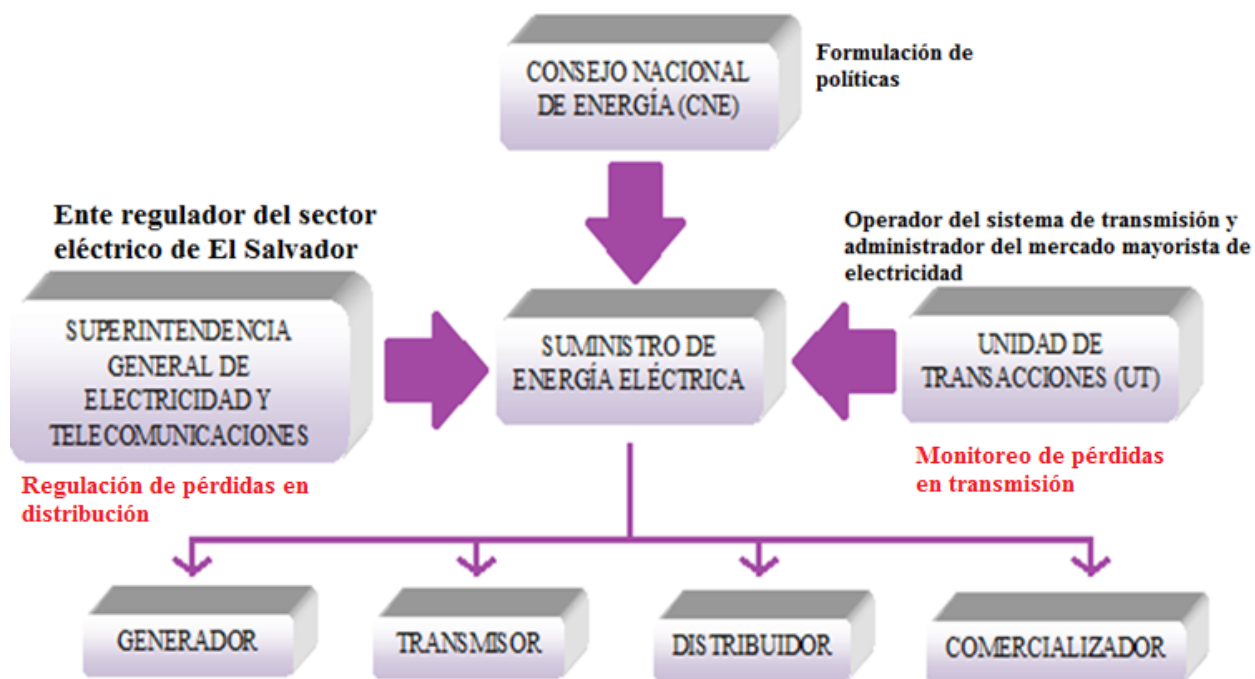


Figura 1.1. Sector eléctrico de El Salvador.

¹ Baja tensión se refiere a niveles de tensión menores o iguales a 600 V según la Ley General de Electricidad.

1.2. Sistema de potencia

Un sistema de potencia es aquel conformado por los diferentes elementos que componen una trayectoria de transporte de energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales. Existen tres partes principales: Generación, transmisión y distribución, donde cada parte presenta pérdidas de energía debido a los elementos y máquinas que se conectan en ellos.

1.2.1. Sistema de generación

El sistema de generación está compuesto por todas las máquinas generadoras que convierten energía mecánica en energía eléctrica. Muchos sistemas usan un generador de Corriente Alterna síncrono impulsado por una turbina a través de un eje. Las turbinas son impulsadas por una fuente mecánica a través de diferentes medios dependiendo del tipo de generación, por ejemplo: bunker, agua, gas, vapor, entre otros.

La parte estacionaria de un generador es el estator o armadura donde se encuentra el devanado de armadura. Estos devanados transportan la corriente eléctrica suministrada por el generador hacia la carga. Debido a la componente resistiva que poseen los devanados del generador, se producen pérdidas de energía en la máquina. Otra parte esencial de la máquina es el rotor el cual gira dentro del estator hueco, además sobre el rotor se encuentra un devanado, llamado devanado de campo, que se alimenta de corriente de cd. En la *Figura 1.2* se muestra un diagrama de generación básico.

La generación y el mercado de energía en El Salvador están administrados por la UT, quien se encarga de gestionar los despachos de energía en el sistema.

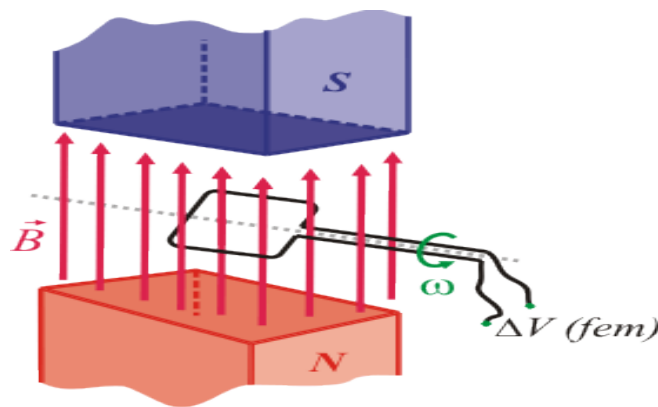
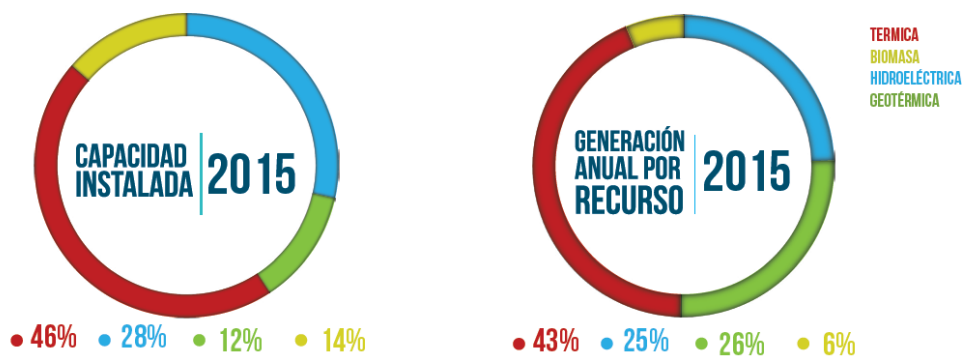


Figura 1.2. Esquema de un sistema de generación básico.

En la *Gráfica 1.1* se muestra la matriz energética de El Salvador en el año 2015, se pueden observar los porcentajes de los tipos de generación con los que se suplió la demanda de energía en el país.



Gráfica 1.1. Matriz energética de El Salvador.²

A continuación se muestra de la *Tabla 1.1* la capacidad instalada en el país de los diferentes tipos de generación disponibles.

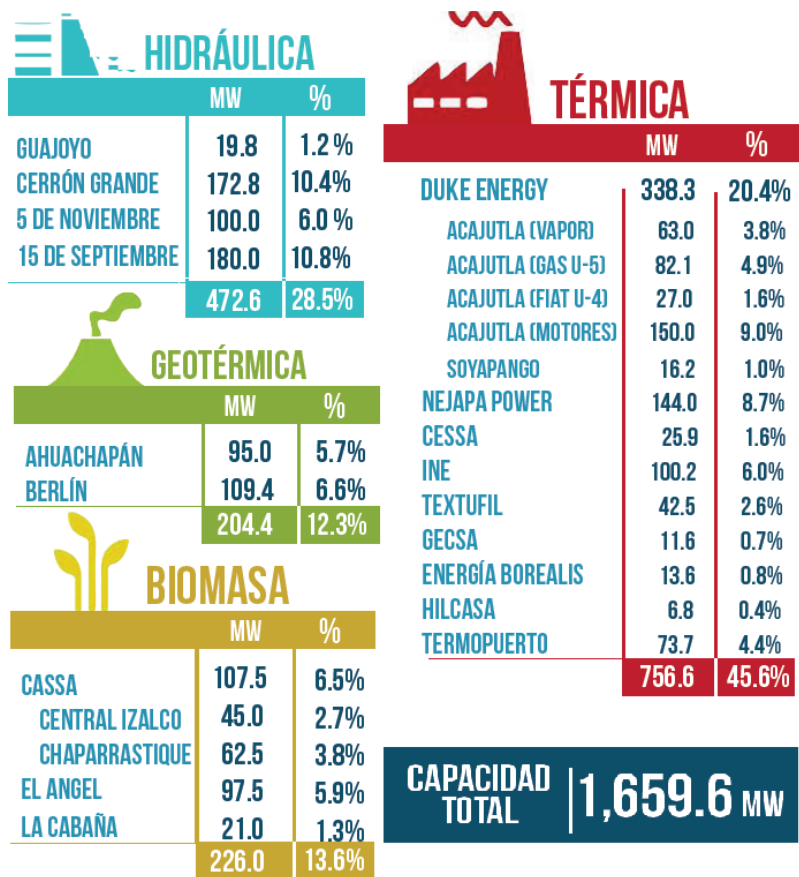


Tabla 1.1. Capacidad instalada en El Salvador para el año 2015.³

^{2,3} Fuente de www.proesa.gob.sv. Para el año 2015.

En la *Figura 1.3* se muestra la ubicación geográfica de algunas de las diferentes centrales de generación de energía eléctrica en el Salvador.

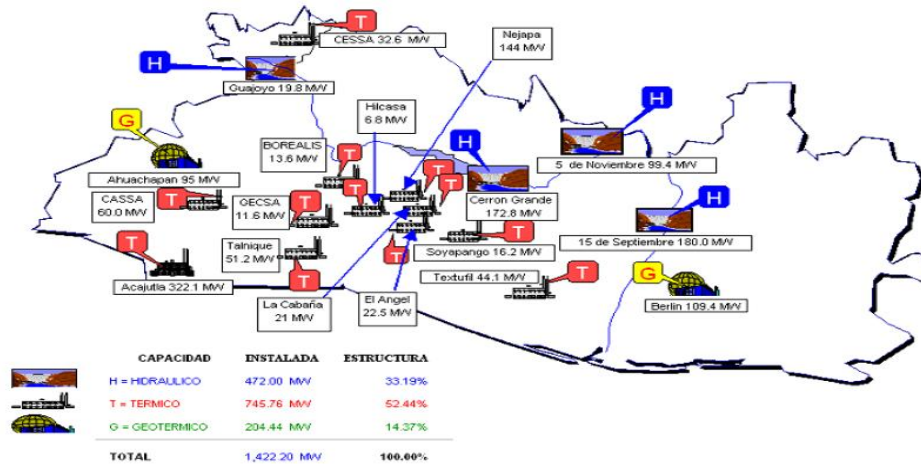


Figura 1.3. Ubicación geográfica de las centrales de generación en El Salvador.

1.2.2. Sistema de transmisión

Un sistema de transmisión está conformado por elementos que forman la red de transporte de energía eléctrica generalmente a niveles de alta tensión⁴, desde los centros de generación hasta los centros de transformación que componen las SED. Una de las formas de clasificar las líneas de transmisión está en función de su longitud, siendo una línea corta la que mide menos de 80 km, línea media entre 80 km y 240 km, y línea larga mayor que 240 km, según [1], y que se aplica en forma general en el sector eléctrico universal.

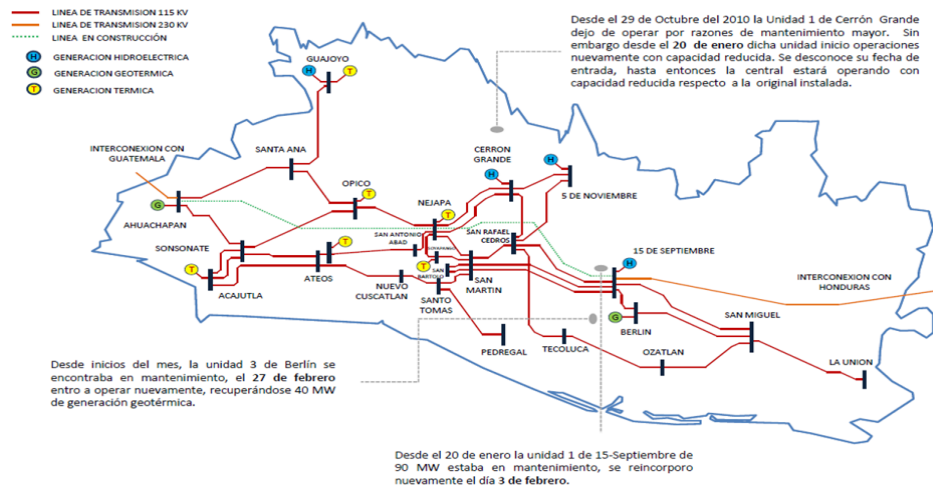
Como se muestra en la *Figura 1.4* las líneas de transmisión están soportadas sobre torres, debido a la carga mecánica que producen los tramos largos de conductor y el aislamiento que se requiere para los niveles altos de tensión.



Figura 1.4. Sistema de líneas de transmisión soportado por torres.

⁴ Alta tensión se refiere a niveles de tensión mayores o iguales a 115 kV según la Ley General de Electricidad.

En la *Figura 1.5* se muestra el sistema de transmisión de El Salvador junto con la interconexión regional que se tiene en América Central.

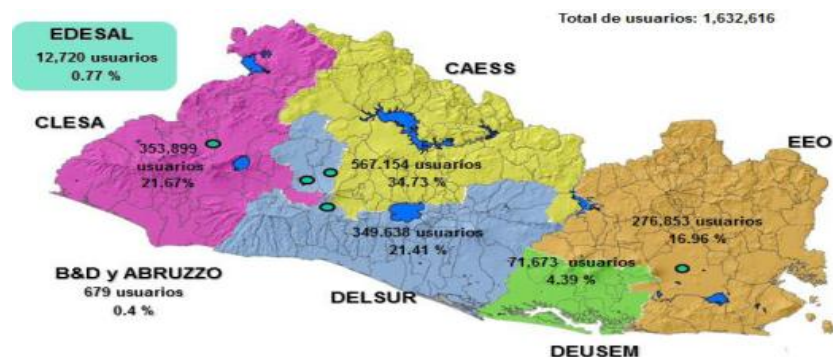


*Figura 1.5. Sistema de transmisión en El Salvador.*⁵

1.2.3. Sistema de distribución

El sistema de distribución está compuesto por elementos que forman la red de transporte de energía eléctrica a niveles de media tensión,⁶ y baja tensión a través de las líneas de distribución. El nivel de alta tensión se reduce a través de centros de transformación en las subestaciones para poder distribuir la energía a niveles de 46 kVY/ 26.5 kV (llamado también subtransmisión), 23 kVY/ 13.2 kV, 13.2 kVY/ 7.6 kV y 4.16 kVY/ 2.4 kV. Además las empresas distribuidoras poseen subestaciones de distribución, que son transformadores que reducen la tensión de un nivel de MT a un nivel en BT de 480 VY/ 277 V ó 240 V/ 120 V.

La *Figura 1.6* muestra las empresas encargadas de la distribución de energía en El Salvador en la actualidad.



*Figura 1.6. Empresas distribuidoras en el Salvador.*⁷

⁵ Fuente www.cne.gob.sv.

⁶ Media tensión: Niveles de tensión mayores a 600 V y menores a 115 kV según la Ley General de Electricidad.

⁷ Fuente www.siget.gob.sv.

1.2.3.1 Topología de la red de distribución

Existen muchas maneras de diseñar y construir una red de distribución eléctrica, dependiendo del grado de seguridad, garantía en cuanto a la continuidad del servicio y de las disposiciones económicas que se tengan. El objetivo es tener la menor cantidad de interrupciones del servicio de energía hacia los usuarios finales. Las topologías más comunes son las siguientes.

a. Sistemas radiales: Son los sistemas en los cuales desde la subestación salen uno o más alimentadores. Cada uno de ellos puede o no ramificarse, pero jamás vuelven a encontrar un punto en común. Las redes diseñadas de este tipo son las más baratas pero ofrecen menos seguridad al servicio.

b. Sistemas en anillo: Las condiciones del servicio son mejores, la alimentación se produce en paralelo desde varias fuentes al mismo tiempo a través de líneas continuas sin interrupciones. Entre mayor sea la cantidad de tramos en que se divide el anillo, mayor es la seguridad.

c. Sistema enmallado: Estos sistemas forman anillos con sus líneas, se obtiene una estructura similar a una malla. Esta configuración permite que todos los tramos de línea puedan operar bajo sobrecargas permanentes y contengan equipos de desconexión en ambos extremos. Con este sistema se tiene la máxima seguridad pero a un mayor costo.

Un esquema que representa los tipos de sistemas explicados anteriormente se muestra en la *Figura 1.7*.

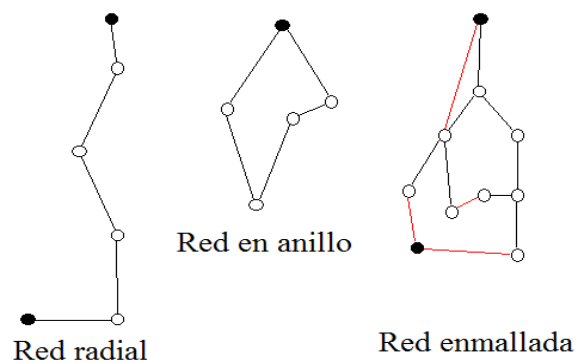


Figura 1.7. Algunas topologías de sistemas de distribución.

1.2.4. Componentes de un sistema de potencia

Dentro de los componentes que conforman un sistema de potencia se encuentran dispositivos y máquinas que hacen posible la correcta operación de todo el sistema en conjunto, donde cada parte principal se diferencia por tener componentes con características muy específicas y propias para la función que desempeñan.

En la *Figura 1.8* se muestra un esquema de las partes que conforman un sistema de potencia junto con sus componentes.



Figura 1.8. Componentes de un sistema de potencia.

a) Parámetros de líneas de transmisión

Una línea de transmisión de electricidad tiene 4 parámetros que determinan la capacidad para cumplir con su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. El estudio de pérdidas en transmisión es menos complejo debido a la facilidad de acceso de la información requerida para su cálculo ya que se tienen disponibles todas las mediciones horarias en cada nodo y existen pocos usuarios conectados directamente a la red de alta tensión.⁸ En la *Tabla 1.2* se muestran los detalles de las líneas instaladas en el sistema de transmisión de El Salvador.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN					LONG.
No.	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	CODIGO DE LÍNEA	CALIBRE DE CONDUCTOR	(Kms)
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115 kV					
1	5 DE NOVIEMBRE	CERRÓN GRANDE	L7-10-17-01	ACSR-477-MCM FLICKER	18.59
2	5 DE NOVIEMBRE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-10-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	30.00
3	GUAJOYO	SANTA ANA	L7-11-35-01	ACSR-477-MCM FLICKER	27.30
4	ACAJUTLA	SONSONATE	L7-13-41-01	ACSR-477-MCM FLICKER	23.47
5	ACAJUTLA	SONSONATE	L7-13-41-02	ACSR-477-MCM FLICKER	23.78
6	ACAJUTLA	ATEOS	L7-13-44-01	ACSR-477-MCM FLICKER	53.25
7	AHUACHAPÁN	SANTA ANA	L7-16-35-01	ACSR-477-MCM FLICKER	36.35
8	AHUACHAPÁN	SONSONATE	L7-16-41-01	ACSR-477-MCM FLICKER	25.05
9	CERRÓN GRANDE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-17-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	31.54
10	CERRÓN GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.00
11	CERRÓN GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-02	ACSR-477-MCM FLICKER	40.00
12	15 DE SEPTIEMBRE	BERLÍN	L7-18-21-01	ACSR-477-MCM FLICKER	15.54
13	15 DE SEPTIEMBRE	SAN RAFAEL CEDROS	L7-18-32-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.98
14	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MIGUEL	L7-18-34-01	ACSR-477-MCM FLICKER	45.11
15	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MARTÍN	L7-18-43-01	ACSR-477-MCM FLICKER	62.23
16	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MARTÍN	L7-18-43-02	ACSR-477-MCM FLICKER	62.23
17	BERLÍN	SAN MIGUEL	L7-21-34-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.10
21	SOYAPANGO	NEJAPA	L7-30-37-01	ACSR-477-MCM FLICKER	10.10
22	SOYAPANGO	SAN MARTÍN	L7-30-43-01	ACSR-477-MCM FLICKER	10.93
20	SAN RAFAEL CEDROS	SAN MARTÍN	L7-32-43-01	ACSR-477-MCM FLICKER	20.96

⁸ Usuarios de gran demanda como ANDA, American Park, INVINTER, CONSORCIO INT, POLIWATT y HANESBRANDS son los únicos conectados directamente a la red de transmisión.

21	SAN RAFAEL CEDROS	TECOLUCA	L7-32-39-01	ACSR-477-MCM FLICKER	31.00
22	SAN MIGUEL	OZATLÁN	L7-34-40-01	ACSR-477-MCM FLICKER	43.60
23	SAN MIGUEL	HAVILLAL	L7-34-51-01	ACSR-477-MCM FLICKER	14.53
24	SANTA ANA	OPICO	L7-35-38-01	ACSR-477-MCM FLICKER	23.00
25	SAN ANTONIO ABAD	NEJAPA	L7-36-37-01	ACSR-477-MCM FLICKER	6.86
26	SAN ANTONIO ABAD	TALNIQUE	L7-36-48-01	ACSR-477-MCM FLICKER	22.60
27	NEJAPA	SAN MATÍAS	L7-37-50-01	ACSR-477-MCM FLICKER	19.27
28	OPICO	SAN MATÍAS	L7-38-50-01	ACSR-477-MCM FLICKER	0.20
29	NEJAPA	SAN MARTÍN	L7-37-43-01	ACSR-477-MCM FLICKER	16.40
30	OPICO	SONSONATE	L7-38-41-01	ACSR-477-MCM FLICKER	40.75
31	TECOLUCA	OZATLÁN	L7-39-40-01	ACSR-477-MCM FLICKER	37.50
32	SONSONATE	ATEOS	L7-41-44-01	ACSR-477-MCM FLICKER	29.20
33	NUEVO CUSCATLÁN	ATEOS	L7-42-44-01	ACSR-477-MCM FLICKER	23.60
34	NUEVO CUSCATLÁN	SANTO TOMÁS	L7-42-46-01	ACSR-477-MCM FLICKER	17.90
35	SAN MARTÍN	SAN BARTOLO	L7-43-45-01	ACSR-477-MCM FLICKER	5.40
36	SAN MARTÍN	SAN BARTOLO	L7-43-45-02	ACSR-477-MCM FLICKER	5.40
37	SAN MARTÍN	SANTO TOMÁS	L7-43-46-01	ACSR-477-MCM FLICKER	14.10
38	ATEOS	TALNIQUE	L7-44-48-01	ACSR-477-MCM FLICKER	2.60
39	SANTO TOMÁS	EL PEDREGAL	L7-46-47-01	ACSR-477-MCM FLICKER	26.70
40	LA UNIÓN	HAVILLAL	L7-49-51-01	ACSR-477-MCM FLICKER	34.37
LÍNEAS DE 230 KV					
41	AHUACHAPÁN	MOYUTA	L8-16-00-01	ACSR-477-MCM HAWK	14.60
42	AHUACHAPÁN	NEJAPA	L8-16-37-01	ACAR-1024-MCM RAIL3	89.90
43	15 DE SEPTIEMBRE	NUEVA NACAOME	L8-18-00-01	ACSR-477-MCM FLICKER	92.90
44	15 DE SEPTIEMBRE	NEJAPA	L8-18-37-01	ACAR-1024-MCM RAIL3	86.50
TOTAL					1356.38

Fuente: Empresa Transmisora S.A. de C.V.

* Longitud del tramo que pertenece a El Salvador.

Tabla 1.2. Líneas de transmisión 115-230 kV al 31 de diciembre de 2015 en El Salvador.

b) Transformadores de potencia

Un transformador es una máquina que permite convertir niveles de tensión aplicados en sus terminales primarios a otro nivel de tensión en sus terminales secundarios, manteniendo constante la frecuencia. Existen características generales que deben especificarse cuando se construye o adquiere un transformador, por ejemplo el tipo de refrigeración, cambiador de toma o tap, los aisladores pasantes o bushings, la potencia nominal, voltajes nominales, relación de transformación, porcentaje de impedancia, grupo de conexión e índice horario y corriente de cortocircuito. Las pérdidas de energía en un transformador varían dependiendo del nivel de tensión, además las pérdidas por conexión dependen de la capacidad nominal. Por último la demanda de energía provoca una variación en la corriente que suministra la máquina y por tanto existe una variación en las pérdidas.

c) Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución se encargan de convertir la tensión proveniente de las líneas de distribución en MT en sus terminales primarios, a niveles de tensión en BT en sus terminales secundarios. Debido a las transformaciones de tensión también la corriente en las bobinas secundarias cambian con respecto a la corriente en las bobinas primarias a razón de la relación de transformación de la máquina. Debido a estas transformaciones el dimensionamiento de la red en MT es diferente al dimensionamiento en BT, y el nivel de pérdidas varía junto con la metodología que se debe emplear.

Los niveles de tensión en BT son para usos comunes para usuarios residenciales, comerciales y en algunos casos, usuarios industriales de pequeña demanda. Los equipos que normalmente se encuentran instalados para esta clase de usuarios vienen especificados para operar a una tensión nominal de 480 V, 277 V, 240 V, 120 V, correspondientes a los niveles de baja tensión.

1.3. Conceptos fundamentales

1.3.1. Flujo de Carga

Los flujos de carga son también llamados flujos de potencia, estos estudios son de gran importancia para determinar el estado o las condiciones de operación de un sistema de potencia, también se requieren para la planeación y diseño de la expansión futura de la red. Los principales parámetros eléctricos que se obtienen con el flujo de carga son la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada nodo o barra, y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Sin embargo se puede obtener otra información que se estime valiosa dentro de los análisis que se estén realizando; como en el estudio de pérdidas y el valor de pérdidas de potencia dentro del modelo realizado en el software.

Existen diferentes métodos numéricos para resolver un flujo de carga como el de Newton-Raphson, Gauss Seidel, rápido desacoplado, entre otros. Las compañías eléctricas utilizan herramientas de simulación como WindMil, PSSE, PowerFactory, CYMDIST, etc. en computadora para los estudios que requieran sus instalaciones.

1.3.2. Factor de carga

El factor de carga F_c es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo establecido y la demanda máxima en el mismo intervalo. Este factor brinda información de la eficiencia de una carga, ya que se utiliza para estimar qué tan cerca está usualmente el valor de demanda de la máxima demanda registrada en todo el intervalo. Matemáticamente el factor de carga se define como

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio en kW}}{\text{Demanda máxima en kW}} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Considerando que la demanda se calcula a partir de un promedio de $t = 15$ min según la SIGET⁹. Para un periodo de tiempo T el factor de carga puede determinarse de la siguiente manera.

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n D_i \times t}{T \times D_{\text{máx}}} \quad \text{Ec. 1.2}$$

Los valores del F_c de una carga varían entre cero y la unidad. Un valor cercano a cero indica una eficiencia muy baja y el perfil de carga presenta valles y picos muy pronunciados.

⁹ Art. 33 del documento Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Al contrario, un valor cercano a la unidad indica una eficiencia alta y que el perfil de carga muestra que la demanda se mantiene cercana al valor de demanda máxima en todo el intervalo de tiempo T.

El valor de Fc varía dependiendo del intervalo de tiempo T que se escoja ya que el valor promedio de demanda en el numerador cambia constantemente.

1.3.3. Factor de simultaneidad

Debido a que la operación simultánea de todas las cargas en una instalación nunca ocurre en la práctica siempre existe un grado de diversidad. El factor de simultaneidad mide el grado de diversidad que existe. Generalmente el Fs es menor que la unidad.

El factor de simultaneidad se calcula de la siguiente manera

$$F_s = \frac{\text{Demanda máxima coincidente en el sistema}}{\sum \text{Demandas máximas de las cargas en operación}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

1.3.4. Factor de diversidad

Es el inverso del factor de simultaneidad. Es la relación entre suma de las demandas máximas en una parte del sistema eléctrico y la demanda máxima de todo el sistema. Generalmente el F_{div} es mayor que la unidad.

$$F_{div} = \frac{\sum \text{Demandas máximas de las cargas en operación}}{\text{Demanda máxima coincidente en el sistema}} \quad \text{Ec. 1.4}$$

1.3.5. Factor de pérdidas

El factor de pérdidas permite determinar el porcentaje de tiempo que se requiere para que con la demanda máxima se obtengan las mismas pérdidas que la demanda real para un intervalo de tiempo específico. El F_{pérd} se puede obtener de la siguiente manera

$$F_{pérd} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i^2 \times t}{T \times D_{máx}} \quad \text{Ec. 1.5}$$

El factor de pérdidas se puede definir también como la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas según la *Ecuación 1.6*

$$F_{pérd} = \frac{\text{Pérdidas en demanda promedio en kW}}{\text{Pérdidas en demanda máxima en kW}} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Si se estiman las pérdidas en un intervalo de tiempo T de un año, la *Ecuación 1.6* puede reescribirse de la siguiente manera.

$$F_{Pérd} = \frac{\text{Pérdidas de energía anual} \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right]}{\text{Pérdidas en la demanda máxima en kW} \times 8760 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]} \quad \text{Ec. 1.7}$$

1.3.6. Factor de demanda

La carga instalada es la suma de todas las potencias nominales de los elementos que conforman la instalación, sin embargo en la práctica nunca se utilizan todos los equipos instalados durante todo un intervalo de tiempo, por tanto la demanda máxima difiere de la capacidad instalada. El factor de demanda es la razón entre la demanda máxima y la capacidad instalada.

$$F_D = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga instalada}} \quad \text{Ec. 1.8}$$

1.4. Pérdidas de potencia

Al hacer un balance de energía desde la entrada de un sistema hasta su salida, se concluye que en la práctica no toda la energía que entra al sistema es aprovechable o no se encuentra disponible a la salida. En un sistema de potencia ocurre de la misma manera, la cantidad de energía que se genera desde las centrales generadoras no es la misma cantidad total que se tiene en todos los centros de consumo. Esta energía no servida no es remunerada y no genera ganancia. En las secciones anteriores se detallaron 3 partes principales que conforman un sistema de potencia y cada parte presenta niveles de pérdidas diferentes debido a los niveles de tensión con los que opera cada una y los diferentes dispositivos instalados.

Existen diferentes estudios y análisis para controlar las pérdidas y disminuir su magnitud, debe encontrarse una manera de cuantificar el nivel de pérdidas tomando como base información, datos, mediciones en la red y comprendiendo el fenómeno físico que lo origina. Las pérdidas más fáciles de estimar son las provocadas por el efecto Joule expresadas en la *Ecuación 1.9*.

$$P_{Pérd} = I^2 \times R \quad \text{Ec. 1.9}$$

Donde:

$P_{Pérd}$: Pérdida de potencia en un medio conductor.

I: Intensidad de de corriente a través del medio conductor.

R: Resistencia eléctrica del medio conductor.

Debido a que las pérdidas por el efecto Joule son proporcionales al cuadrado de la corriente es notable que, al aumentar la corriente, existe un aumento en las pérdidas. Un aumento de la demanda provoca que la intensidad de corriente a través de los conductores también aumente, y

por tanto lo harán las pérdidas. El esquema básico del comportamiento de la energía en un sistema se muestra en la *Figura 1.9*

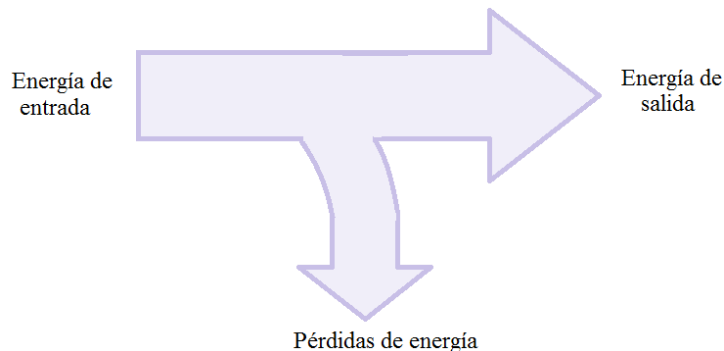


Figura 1.9. Esquema general de balance de energía.

Al hacer un balance de energía se aplica la Primera Ley de la Termodinámica que establece que “La energía no se crea ni se destruye, sino que se conserva.” En esencia a lo que denominamos pérdidas es un caso particular de las diferentes manifestaciones de la energía que existen, ya que no es más que energía térmica transferida desde un medio a otro pero que no se aprovecha en forma práctica dentro de un sistema de potencia.

En un sistema eléctrico existen dos categorías principales con las que se clasifican las pérdidas totales en todo el sistema. Las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

1.4.1. Pérdidas no técnicas

En esta clasificación de pérdidas se encuentra la energía no cuantificada por los medidores debido a robos, hurtos o fugas a tierra en los alimentadores en BT. En la regulación vigente, la SIGET reconoce solamente el 50% de este tipo de pérdidas.

Las formas en que se manifiestan son variadas, entre ellas se tienen: Conexiones de usuarios a la red sin haber establecido un contrato previo con la distribuidora, errores de facturación y manipulación del equipo de medición por parte del usuario final.

1.4.2. Pérdidas técnicas

Se caracterizan porque su origen se debe a las características físicas de los elementos que conforman la red. Generalmente esta pérdida de energía se manifiesta en forma de energía térmica que provoca un aumento en la temperatura del conductor o de la máquina instalada en la red, que se disipa a través del aire y no es aprovechable dentro de un sistema de potencia. Existen diferentes formas en que estas pérdidas se manifiestan dentro del sistema y que dependen del funcionamiento de cada elemento que conforma la red o del fenómeno físico que las origina.

En máquinas como transformadores, generadores y motores se suelen tener pérdidas en vacío, es decir, se tienen pérdidas aun cuando no existe ninguna carga conectada en ellas. Generalmente

las pérdidas en vacío se refieren a pérdidas de potencia y no de energía, aunque las pérdidas de energía se relacionan con las pérdidas de potencia con el intervalo de tiempo que se tome para su estimación.

La forma de clasificar las pérdidas puede variar según el componente o máquina instalada en el sistema que lo origina, o según el fenómeno físico que explica su origen. En la *Figura 1.10* se presenta la clasificación de las pérdidas técnicas presentes en un sistema eléctrico de potencia.

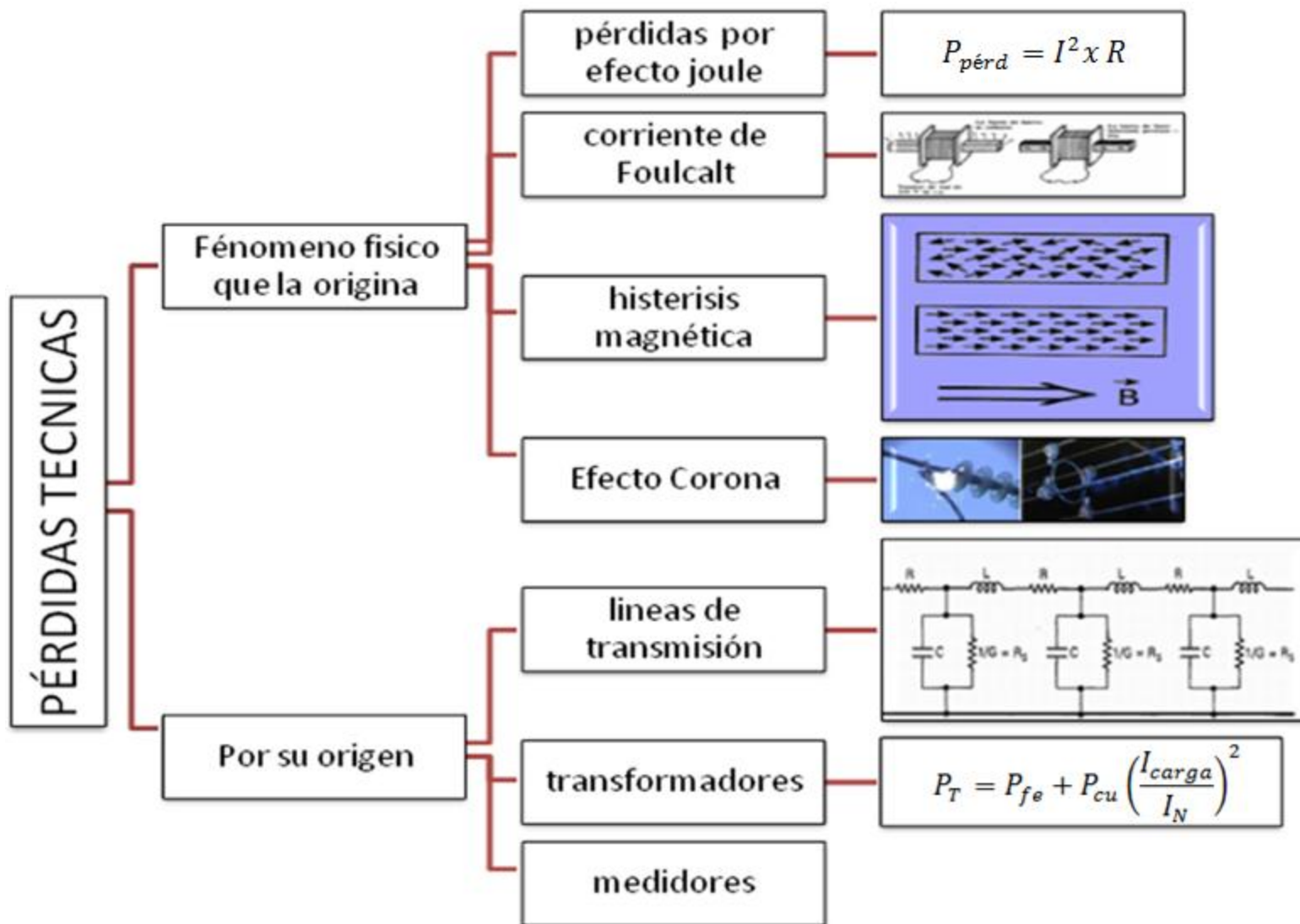


Figura 1.10. Clasificación de pérdidas técnicas.

1.4.2.1 Pérdidas por efecto Joule

La diferencia de potencial que existe entre dos extremos de un medio conductor provocará un flujo de electrones en una dirección a través de la sección transversal del conductor. A este flujo de electrones o carga circulando en un intervalo de tiempo se le denomina corriente eléctrica. El concepto de diferencia de potencial es la cantidad de trabajo que se requiere para desplazar una carga de un punto a otro a través de un campo eléctrico expresado en la *Ecuación 1.10*.

$$v = \frac{dw}{dq} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Además la corriente circulando a través de un medio la conforma el flujo de electrones o densidad de carga en un intervalo de tiempo, definida por la *Ecuación 1.11*.

$$i = \frac{dq}{dt} \quad \text{Ec. 1.11}$$

Si multiplicamos estas dos ecuaciones obtenemos un producto expresado por la *Ecuación 1.12*.

$$v \times i = \frac{dw}{dq} \times \frac{dq}{dt} = \frac{dw}{dt}$$

$$P = V \times I \quad \text{Ec. 1.12}$$

El producto $V \times I$ es una razón o variación de trabajo con respecto al tiempo, en otras palabras existe una potencia de naturaleza eléctrica.

La ley de Ohm establece que la diferencia de potencial a través de un conductor es directamente proporcional a la corriente que circula sobre él, donde la constante de proporcionalidad es la resistencia eléctrica del medio. La ley de ohm está definida por la *Ecuación 1.13*.

$$V = R \times I \quad \text{Ec. 1.13}$$

Si sustituimos V de la *Ecuación 1.13* en la *Ecuación 1.12* obtenemos

$$P = I^2 \times R \quad \text{Ec. 1.14}$$

Para una expresión de la *Ecuación 1.14* en términos de energía, simplemente se multiplica por el intervalo de tiempo t deseado.

$$E = I^2 \times R \times t \quad \text{Ec. 1.15}$$

El efecto Joule establece que a través de un medio conductor con resistencia R se producirá una transferencia de energía térmica hacia el medio que lo rodea, cuando circule una corriente a través de él. Esta energía resulta ser útil en otras aplicaciones termodinámicas pero en un sistema de potencia se considera como pérdida de energía.

1.4.2.2 Pérdidas por el efecto de histéresis

Los transformadores son máquinas hechas para convertir niveles de tensión manteniendo la potencia aproximadamente constante. Constan de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas a través de un núcleo ferromagnético. El efecto de histéresis magnética se presenta al alimentar con corriente alterna a este tipo de materiales. La histéresis describe la historia previa de los ciclos de magnetización y desmagnetización a los que ha sido sometido un material ferromagnético. En estos materiales, el flujo en el proceso de desmagnetización no sigue la misma trayectoria que el flujo en el proceso de magnetización, por tanto la cantidad de flujo presente en un núcleo de un transformador depende de la cantidad de corriente aplicada a los devanados del núcleo y de la historia previa del flujo presente en el núcleo. En la *Figura 1.11* se muestran las curvas de magnetización y desmagnetización o ciclo de histéresis en un núcleo ferromagnético.

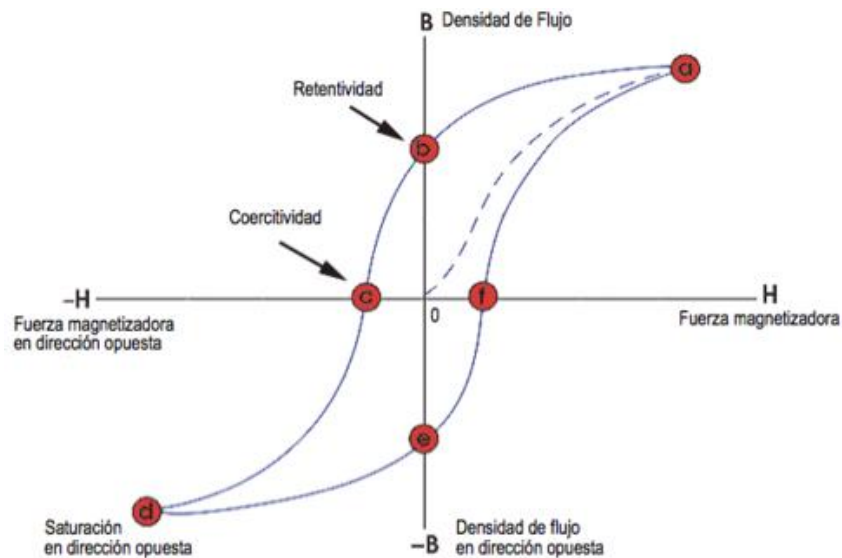


Figura 1.11. Curva de histéresis de un transformador.

El fenómeno de histéresis ocurre debido a los dominios que conforman un metal, los dominios se alinean con sus campos magnéticos y estos apuntan a la misma dirección del flujo externo aplicado. De esta forma los dominios actúan como pequeños imanes dentro del material. Para cambiar la posición de los dominios se requiere de energía, esto origina pérdidas de energía en todas las máquinas que poseen núcleos ferromagnéticos para establecer una trayectoria de flujo. Las pérdidas por histéresis en el núcleo corresponden a la energía que se necesita para reorientar los dominios durante cada ciclo de corriente alterna que se aplica a los devanados de las máquinas.

El área que encierra la curva de histéresis es proporcional a las pérdidas de energía del material, por lo cual, mientras más grande sea el área mayores serán las pérdidas de energía.

1.4.2.3 Pérdidas por corrientes de Eddy o corrientes parásitas

El fenómeno que origina estas pérdidas se basa en la ley de inducción de Faraday junto con la ley de Lenz. La ley de Faraday establece que la variación del flujo magnético con respecto al tiempo, a través de una espira, producirá una fuerza electromotriz directamente proporcional a la variación del flujo entre las terminales de dicha espira. La Ley de Lenz establece que la polaridad de la fem es tal, que si se produce un cortocircuito en las espiras, la dirección de la corriente que fluye a través de ella establece un flujo magnético que se opone a la variación del flujo original. La regla de la mano derecha que se utiliza en la ley de Ampere es muy útil para la determinación de las direcciones del flujo magnético y la corriente. Matemáticamente la ley de Faraday y la Ley de Lenz se expresa mediante la *Ecuación 1.16*.

$$fem_{ind} = -N \frac{d\phi}{dt} \quad Ec. 1.16$$

Donde:

fem_{ind} : Fuerza electromotriz inducida.

Signo menos: Ley de Lenz.

N : Constante de proporcionalidad que es igual a la cantidad de vueltas de la espira.

Φ : Flujo magnético.

El flujo magnético en el núcleo ferromagnético de un transformador es de naturaleza sinusoidal variando constantemente con el tiempo. Por la Ley de Faraday y la Ley de Lenz, en el núcleo de hierro del transformador existen corrientes que producen flujos magnéticos que se oponen a las variaciones sinusoidales del flujo original. Por la regla de la mano derecha y la dirección de estos pequeños flujos, estas corrientes forman pequeños remolinos dentro del núcleo como se observa en la *Figura 1.12*. A estas corrientes se les denomina de muchas formas: Corrientes parásitas, corrientes de remolino (En inglés: corrientes de eddy) o corrientes de Foucault.

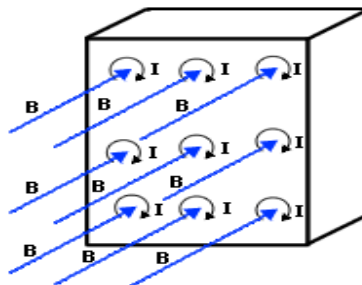


Figura 1.12. Corrientes de remolino en un núcleo ferromagnético.

Éste es un caso implícito del efecto Joule, ya que estas corrientes junto con la componente resistiva del núcleo producen pérdidas expresadas por la *Ecuación 1.15*.

1.4.2.4 Pérdidas por efecto corona

Estas pérdidas son de gran importancia en líneas de transmisión en AT, pero a nivel de distribución en BT este efecto es despreciable. Esto se debe a que el efecto corona es provocado por una diferencia de potencial muy elevado entre conductores, esta diferencia de potencial es capaz de romper el aislamiento del aire que se encuentra entre dos conductores y de esta manera hacer circular corriente de un conductor a otro a través del aire. Esta corriente de fuga es equivalente a la corriente que produce la conductancia del aislamiento.

El efecto corona es visible en la oscuridad en líneas de transmisión. Los conductores que conforman las líneas se envuelven de un halo luminoso azulado y de sección transversal circular, formando una figura de una corona, por esta razón el nombre de este fenómeno. En la *Figura 1.13* se muestra un tramo de una línea de transmisión con este fenómeno.

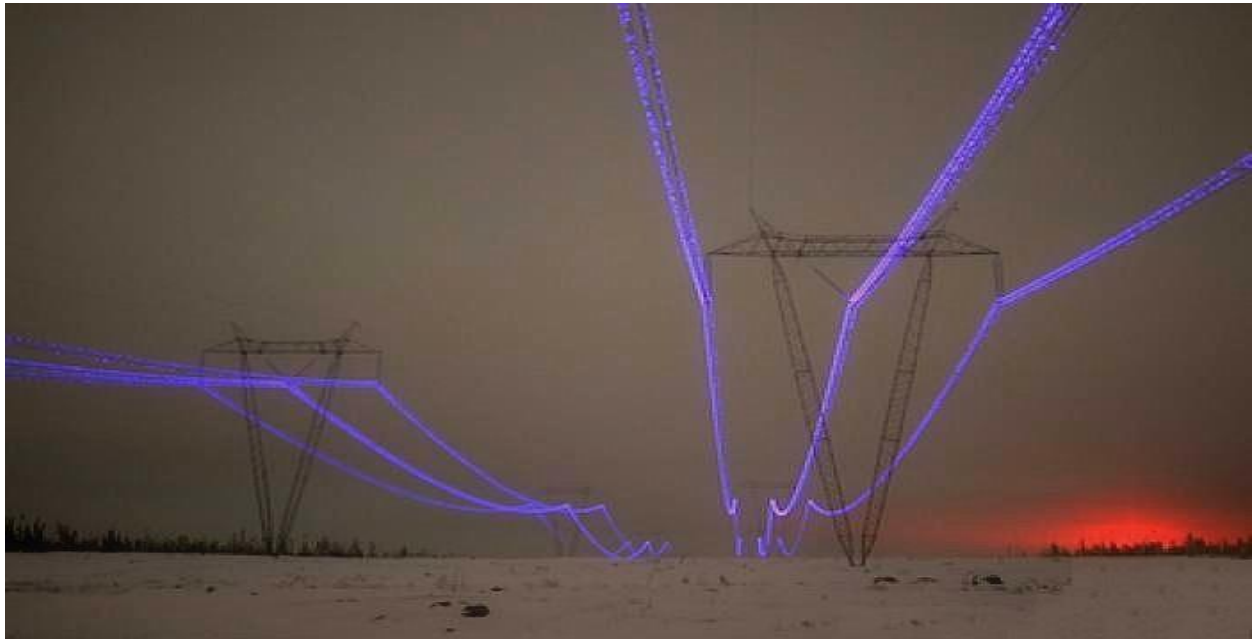


Figura 1.13. Efecto corona en una línea de transmisión.

Las pérdidas de energía por el efecto corona son una combinación de las pérdidas por calentamiento que se describen por el efecto Joule y las pérdidas de energía cinética, debido a la fuerza que ejercen los choques de corriente al transportarse de una línea a otra causando movimientos en los cables.

1.5. Tipos conductores para el transporte de energía eléctrica

Las líneas de transporte de energía eléctrica están conformadas por conductores con sección transversal circular. Existen diferentes tipos de conductores y múltiples configuraciones geométricas para su tendido en líneas aéreas o su recorrido en líneas de distribución subterráneas. Las tres categorías tomando como base su función son las siguientes.

- Líneas de transmisión: Estas líneas transportan la energía desde los generadores a las subestaciones de cada empresa distribuidora. La forma de transporte es en alta tensión a 230 kV para interconexión con Centro América y de 115 kV dentro del país y soporte es mediante torres. La transmisión en El Salvador está bajo el cargo de ETESAL.
- Líneas de distribución en MT: Son construidas e instaladas por cada empresa distribuidora que opera en el país. Su función es transportar la energía a un nivel de media tensión para poder ser distribuida a clientes en MT o a las SED. Los niveles de tensión son muy variados, entre ellas se encuentran líneas de 46 kV, 34.5 kV, 23 kV, 13.2 kV y 4.16 kV, 2.4 kV.
- Líneas de distribución en BT: Estas son construidas e instaladas por las empresas distribuidoras, o en algunos casos por los mismos clientes cuando la línea es privada, para poder ser utilizada por usuarios BT. El transporte de energía es en baja tensión y son instaladas aguas debajo de los transformadores de distribución. Los niveles de tensión son de 480 V, 277 V, 240 V y 120 V.

Los conductores pueden ser aislados, semi-aislados, o desnudos, dependiendo de los requerimientos técnicos, seguridad y el lugar donde se encuentren.

Las estructuras que soportan las líneas varían de acuerdo a [22], y la configuración por fase puede hacerse directa o mediante conductores en paralelo o compuestos. En una configuración en paralelo los conductores están en el mismo nivel sobre el eje horizontal, separados por una distancia mínima de aislamiento, para evitar choques eléctricos entre ellos. Cuando la distribución de forma horizontal se dificulta por las distancias entre estructuras como edificios u obstáculos por la vegetación, se opta por configuraciones de separación triangular entre conductores.

Los conductores poseen múltiples especificaciones técnicas debido a que es importante seleccionar, con base a la aplicación que se utilizará, los diferentes parámetros geométricos y eléctricos de cada uno.

La resistencia eléctrica de un conductor se puede determinar mediante la *Ecuación. 1.17*.

$$R = \frac{\rho l}{A} \Omega \quad \text{Ec. 1.17}$$

Donde:

R: Resistencia en Ω .

l: Longitud.

A: Área de la sección transversal del conductor.

ρ : Resistividad del material.

CAPÍTULO II: METODOLOGÍAS DE CÁLCULOS DE PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN UTILIZADOS EN DIFERENTES PAÍSES DE LATINOAMÉRICA

2.1 Introducción

Al realizar la investigación de las metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en diferentes países se determinó que, así como ocurre en El Salvador, no se cuenta con un solo método oficial aplicable a todas las empresas distribuidoras en todo un país, sino que cada empresa distribuidora emplea un método que por lo general es válido según algunos manuales del IEEE, propuestas de las investigaciones que se realizan en las distintas universidades, con consultores, y las regulaciones del sector eléctrico de cada uno. Por lo general el método más utilizado en muchos países es el método de análisis de flujo de carga de demanda máxima en un período determinado, el segundo más utilizado es el de análisis de flujos de carga con separación de bloques horarios. Cabe destacar que en las metodologías que usan algunos países, utilizan muestreo estadístico para el cálculo de pérdidas de energía en redes de BT.

En esencia los métodos no difieren mucho de los que se plantean en éste trabajo para el caso de El Salvador, pero si se presentan pequeñas diferencias con respecto a las metodologías definidas en el *Capítulo IV*, sobre todo, en el software de simulación que utilizan. En éste capítulo se presenta un resumen de algunas de las metodologías propuestas en los países de Guatemala, Costa Rica, Perú y Argentina.

2.2 Métodos utilizados en Costa Rica para la estimación de pérdidas de energía

2.2.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Costa Rica

En Costa Rica se le ha dado una gran importancia al ahorro de energía en los últimos años y al uso eficiente de cada elemento que forma parte de la red eléctrica, es posible encontrar muchos estudios recientes que buscan una manera de lograr determinar las pérdidas técnicas en las mismas. Se han utilizado, además de lo mostrado en publicaciones en “*Bulk Transmission System Loss Analysis*” y otros documentos del IEEE, diferentes métodos para la estimación del

nivel de pérdidas técnicas de energía en redes de transmisión y distribución, muchos de estos métodos fueron planteados a inicios de la década de los noventa; existen otros métodos más modernos, parte ya del siglo XXI como el que se presenta en "*Reducing Losses in Distribution Transformers*" y "*The Loss is Unknown is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses*"; estos métodos son muy complicados de analizar, comprender e implementar, es decir, que no son nada prácticos para las empresas distribuidoras en la determinación de las pérdidas técnicas de energía de sus redes. Hoy en día en países mucho más desarrollados existen métodos más novedosos que utilizan redes inteligentes.

La estimación de dichas pérdidas depende mucho de la precisión de los sistemas de medición. Además de la dificultad de obtener datos de la energía no medida y de las pérdidas no técnicas de energía. Por último existe otro factor que afecta los resultados de la determinación de las pérdidas que consiste en la precisión del modo de estimación de los servicios no medidos como el alumbrado público.

2.2.2 Estimación de pérdidas totales de energía incluyendo las pérdidas técnicas y no técnicas

Generalmente, las pérdidas en distribución se definen como un porcentaje de la diferencia entre el total de energía disponible en las subestaciones de distribución (también llamada energía de entrada a la red) y las ventas de energía a los clientes. De esta forma es como se determinan las pérdidas en la CNFL, S.A.; solamente sumando la energía comprada y generada por la empresa, y restando la energía vendida. Sin embargo, este cálculo es exclusivamente comercial ya que no presenta realmente en qué parte de la red se presentan las pérdidas y cuáles son los factores principales que las provocan. La *Ecuación 2.1* expresa éste simple cálculo.

$$E_{pérd T} = \frac{\text{Energía disponible} - \text{Energía vendida}}{\text{Energía disponible}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$E_{pérd T}$: Pérdidas de energía totales en una compañía distribuidora.

Energía disponible: Total de energía disponible en todas las subestaciones de distribución de la empresa distribuidora.

Energía vendida: Total de la energía que se cobra a los clientes.

Otras empresas distribuidoras han definido el total de pérdidas como el total de la energía disponible al año menos la suma del total anual de ventas por energía y los gastos por energía que tiene la compañía debido a sus servicios propios así como se muestra en la *Ecuación 2.2*.

$$E_{pérd T} = \frac{\text{Energía disponible} - (\text{Energía vendida} + \text{Energía consumida})}{\text{Energía disponible}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

$E_{pérd T}$: Pérdidas de energía totales en una compañía distribuidora.

Energía disponible: Total de energía disponible en todas las subestaciones de distribución de la empresa distribuidora.

Energía vendida: Total de la energía que se cobra a los clientes.

Energía consumida: Total de energía que la empresa consume para sus servicios propios, como la necesaria para la operación de oficinas administrativas, la energía que se consume en las subestaciones y la energía necesaria para el alumbrado público.

Sin embargo, existen también otras jurisdicciones que determinan el total de pérdidas como la diferencia entre las unidades que dispone la compañía y las unidades que efectivamente producen ingresos (unidades facturadas y cobradas). Por medio de la *Ecuación 2.3*, se representa el método anterior.

$$E_{pérd T} = 1 - \left[\left(\frac{\text{Unidades facturadas}}{\text{Unidades compradas}} \right) \left(\frac{\text{Dinero recibido}}{\text{Dinero facturado}} \right) \right] \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

$E_{pérd T}$: Pérdidas de energía totales en una compañía distribuidora.

Unidades facturadas: Unidades de energía que la compañía distribuidora cobra a los clientes.

Unidades compradas: Unidades de energía que la compañía tiene disponibles, ya sea compradas a una empresa de transmisión, o generadas por la misma empresa distribuidora.

Dinero recibido: Total de ingresos que recibe la empresa distribuidora por parte de sus clientes debido a ventas por energía.

Dinero facturado: Total de ingresos que la empresa distribuidora espera recibir por parte de sus clientes debido a ventas por energía.

Es importante destacar que estos métodos dan como resultado las pérdidas eléctricas totales, es decir que éstas pérdidas comprenden las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas sin poder distinguir el nivel de una ni de otra.

Según “*Incentive Mechanisms For Managing Transmission and Distribution Losses*”, el método más efectivo para determinar la eficiencia total de la red es el determinado por la *Ecuación 2.3*, el cual detalla la diferencia entre las unidades de energía ingresadas en la red, y las unidades por las cuales se reciben ingresos económicos.

2.2.3 Alternativa investigada para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Costa Rica

Una forma práctica de determinar el nivel de pérdidas en baja tensión en Costa Rica se ha planteado en [2], la descripción es similar al método I del *Capítulo IV* que se verá posteriormente a detalle, a través de flujos de carga de demanda máxima en un período de tiempo.

a) Selección de una muestra de circuitos e instalación del equipo de medición.

Para el desarrollo de la metodología de estimación de pérdidas técnicas definida, se selecciona una muestra de n circuitos representativos de la red de distribución en baja tensión, en cada circuito se instala el equipo que ha sido seleccionado para la medición de energía eléctrica, el cual corresponde a medidores. El equipo se instala en los bornes secundarios del transformador de distribución y se correlaciona con los datos obtenidos de los clientes a partir de las mediciones efectuadas por los medidores de facturación (a los cuales se les programa el registro de perfil de carga) de la red AMI (Infraestructura Avanzada de Medición) ubicada en el sitio del estudio. El objetivo al utilizar este equipo es obtener las mediciones de energía para cada circuito, en un periodo de tiempo conveniente para el análisis de pérdidas a efectuar, considerando como un periodo conveniente aquel que permita estudiar el comportamiento de la carga del circuito, y por lo tanto definir el día en que se presenta la demanda máxima en un día de comportamiento típico del circuito, es decir que el comportamiento de las cargas no se vea influenciado por tratarse de una fecha feriado o de fin de semana.

b) Determinación de las pérdidas reales presentes en cada circuito.

Con el equipo instalado se obtiene de manera sincronizada tanto el perfil de carga totalizado en el transformador de distribución, como en los medidores asociados al transformador. Comparando ambos valores se puede determinar cuál es la pérdida de energía existente entre el transformador y lo entregado a cada cliente (es decir lo facturado), realizando un balance de energía. A esto le llama pérdidas en baja tensión. Los valores de pérdidas reales en baja tensión obtenidos representan un total de pérdidas, por lo cual es necesario implementar la metodología de estimación para determinar las pérdidas técnicas presentes en los circuitos.

c) Desarrollo de estimación de pérdidas técnicas.

El desarrollo de la metodología se efectúa inicialmente para uno de los circuitos seleccionados, se elige entre todos los días del registro de medición el día en que se presentó la demanda máxima para realizar la estimación. La estimación de las pérdidas se realiza mediante la elaboración de un modelado del circuito, para lo cual es necesario determinar los valores de los parámetros que representan las líneas (modelar las líneas de baja tensión), y a partir de la información de medición del equipo modelar las cargas. Con el modelado se realiza una simulación en un software adecuado, que permita la determinación de la información necesaria para la estimación de las pérdidas técnicas.

En la mayoría de los casos en el país de Costa Rica se utiliza el simulador TINA para el análisis de flujo de carga de la red, TINA brinda los valores de las corrientes que circulan por los conductores, por tanto es necesario construir una base de datos donde se tengan los parámetros de los conductores que conforman las líneas, especialmente la componente resistiva, para calcular las pérdidas según la *Ecuación 1.14*.

Por último, se obtienen los valores de pérdidas de energía promedio a partir de los valores en la máxima demanda, utilizando el factor de carga y el factor de pérdida descritos en la *Sección 1.3*.

2.3 Métodos utilizados en Perú para la estimación de pérdidas de energía

2.3.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Perú

Las empresas distribuidoras de Perú realizan numerosos estudios para la determinación del nivel de pérdidas técnicas de energía, la manera de obtener este indicador es a través de la implementación de diversas metodologías basadas en el empleo de modelos simplificados y factores de corrección cuya función es aproximar estos modelos a la realidad. La importancia de la determinación de las pérdidas técnicas de energía es que representan un indicador técnico-administrativo de gran relevancia para las futuras gestiones a tomar, con el objetivo de reducir el valor de las pérdidas no técnicas (también llamadas pérdidas comerciales).

2.3.2 Alternativa investigada para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Perú

Una alternativa propuesta en el país de Perú es el método de análisis de flujo de carga con separación de bloques horarios. Ésta metodología se explica a detalle en el *Capítulo IV* del presente documento, con algunas variaciones debido a diferencias en la manipulación de los datos. En el caso de Perú se utiliza bastante el software de simulación CYMDIST. A continuación se describe la metodología para el cálculo de pérdidas de energía en baja tensión.

a) Modelo de la red BT

Para el cálculo de las pérdidas de energía en la red se deben modelar los circuitos de la red BT, seleccionando una muestra de su totalidad, y posteriormente utilizando el programa de flujo de carga CYMDIST se evalúan las pérdidas de potencia para cada uno de los tres bloques considerados, finalmente, integrando estos bloques se evalúan las pérdidas técnicas de energía de la red BT.

Para modelar la red de baja tensión se escoge una muestra y se obtienen los datos cartográficos georreferenciales que las empresas distribuidoras tienen para cada red, el proceso se ejecuta mediante algoritmos que, una vez implementados, tienen la función de generar archivos en forma de planos que son compatibles con el programa de flujo de carga CYMDIST, los algoritmos desarrollados son capaces de obtener la siguiente información de la red:

- Longitudes de red.

- Secciones de conductores.
- Nodos.
- Ubicación de clientes en la red.
- Ubicación de la subestaciones y ramales.
- Carga de los clientes asociados a la red BT.

Un aspecto muy importante para determinar el nivel de pérdidas de energía es el arreglo topológico de la red BT a utilizar para su cálculo. Se ha mejorado considerablemente el modelo topológico de las redes, mejorando así la precisión del cálculo de las pérdidas. Uno de los modelos iniciales y más simples a utilizar es el que se muestra en la *Figura 2.1*.

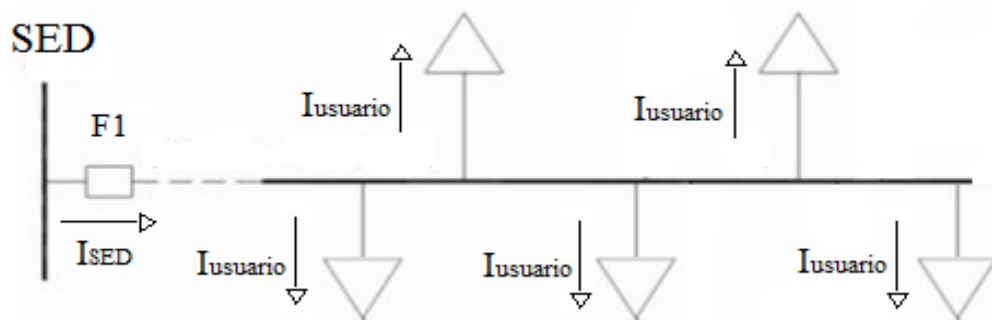


Figura 2.1. Esquema de una red BT netamente radial con ramales.

Este modelo topológico tiene las siguientes características:

- Netamente radial con un solo alimentador principal por ramal, un conductor de sección promedio con el que cuenta la red de la subestación de distribución.
- La cantidad de clientes por ramales son las mismas.
- Los clientes se encuentran equidistantes a una longitud específica.
- Consumen una corriente promedio *I_usuario*, cuya suma total aplicando un factor de simultaneidad da como resultado la corriente total promedio por rama.
- La suma de las corrientes de las ramas, aplicando un factor de simultaneidad, da como resultado la corriente total de la SED.

Sin embargo no todas las redes de distribución en BT están conformadas de la manera que describe la *Figura 2.1*. En la realidad una topología más aproximada sería como la que se muestra en la *Figura 2.2*.

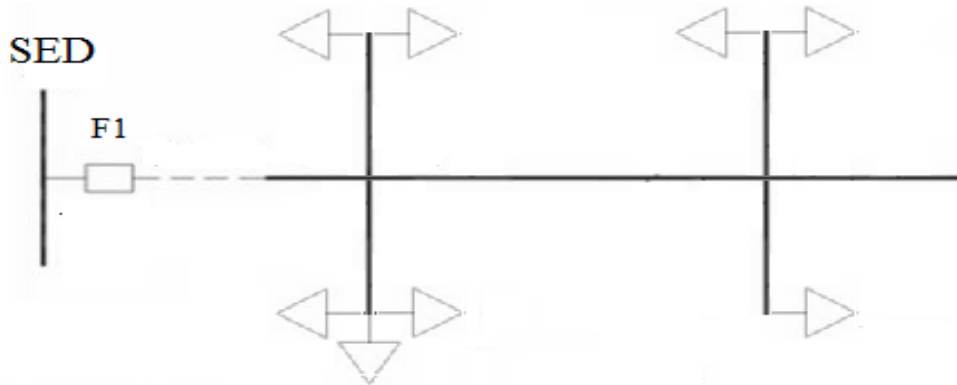


Figura 2.2. Esquema de una red BT.

El detalle consiste en modelar la red de BT tal como es topológicamente, teniendo en cuenta que una red real presenta muchas variantes que son externas a su topología como pueden ser el desbalance de las fases, efecto de armónicos; etc.

La construcción del modelo de una red de baja tensión en programas de flujo de carga tiene el inconveniente la gran cantidad de elementos que se necesita para poder construir una sola red de BT, debido a que son sistemas con una cantidad considerable de nodos, definiendo como nodos, los puntos de empalme, cambio de sección y las conexiones donde colocan las acometidas de los clientes. Realizando evaluaciones, una subestación de distribución en promedio puede llegar a tener alrededor de 2000 nodos.

b) Diagrama de carga

Para la implementación del método, se utilizan diagramas de carga, las cuales se obtienen a partir de:

- Mediciones del diagrama de carga de la SED.
- Medición de factor de utilización de la SED y asignación de diagrama de carga a la SED en función del tipo de consumo de los clientes que atiende.
- Energía de clientes de la SED y asignación de diagrama de carga a la SED en función del tipo de consumo de los clientes que atiende. El diagrama de carga muestra como varía el consumo de energía a través del tiempo.

c) Factor de carga para cada bloque horario

El método de flujo de carga por separación en bloques horarios empleado en Perú varía con respecto al establecido en el *Capítulo III* ya que se calcula la demanda promedio de cada bloque horario utilizando la demanda máxima de cada bloque y determinando el factor de carga para el bloque respectivo.

d) Integración de las pérdidas de potencia.

Luego de establecer el promedio de la demanda a través de los factores de carga, se realizan los flujos de carga respectivos para cada bloque y repartiendo la potencia a los usuarios conectados en la muestra de la red. Las pérdidas de energía totales en la red de baja tensión se obtienen al integrar las pérdidas de potencia obtenidas para cada bloque y multiplicando el valor obtenido por la duración en horas de cada uno, según la *Ecuación 2.4*.

$$E_{Pérd T} = P_{prom alto} \times H_{alto} + P_{érd_{prom medio}} \times H_{medio} + P_{érd_{prom bajo}} \times H_{bajo} \quad Ec. 2.4$$

Donde:

$E_{Pérd T}$: Pérdidas de energía totales de la muestra.

$P_{prom alto}$: Pérdidas de potencia promedio obtenidas en el flujo de carga en bloque alto.

$P_{érd_{prom medio}}$: Pérdidas de potencia promedio obtenidas en el flujo de carga en bloque medio.

$P_{érd_{prom bajo}}$: Pérdidas de potencia promedio obtenidas en el flujo de carga en bloque bajo.

H_{alto} : Horas de duración del bloque alto.

H_{medio} : Horas de duración del bloque medio.

H_{bajo} : Horas de duración del bloque bajo.

2.4 Métodos utilizados en Guatemala para la estimación de pérdidas de energía

2.4.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Guatemala

En Guatemala no existe un único método para la determinación de las pérdidas de energía, las empresas distribuidoras utilizan un software para realizar flujos de carga de sus sistemas, una vez conocidos los parámetros eléctricos correspondientes de la red, se plantean dos métodos según estime conveniente cada distribuidora.

2.4.2 Alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Guatemala

a) Información requerida para el cálculo de pérdidas

- Diagrama unifilar.
- Longitud de conductores.
- Tipo de conductores.
- Características eléctricas de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuito

- Ruta de los circuitos.
- Características eléctricas de los transformadores.

b) Pérdidas de potencia

La determinación de las pérdidas se realiza con base en las corrientes que circulan por los tramos de la red mediante la *Ecuación 2.4*

$$I_k = \frac{V_o - V_f}{Z_k} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

I_k : Corriente que circula por el elemento k conectados entre los puntos o y f.

Z_k : Impedancia del elemento k.

Una vez conocidas las corrientes a través de los diferentes elementos las pérdidas se calculan de la siguiente manera

$$P_{Lk} = I_k^2 \times R_k \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

P_{Lk} : Pérdidas de potencia en el elemento k.

R_k : Parte real (resistiva) de Z_k .

Las pérdidas totales se determinan al sumar todas las pérdidas individuales de los elementos, además de sumar las pérdidas fijas, es decir sumar las pérdidas que no dependen de la demanda de todos los elementos instalados en la red de BT.

$$P_{LT} = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^v \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

P_{LT} : Pérdidas de potencia totales en el sistema.

P_L^v : Pérdidas en vacío o independientes de la demanda.

N: Número de elementos.

Otra forma alternativa es determinar la demanda suministrada por el sistema, entonces las pérdidas de potencia en el sistema están dadas por la *Ecuación 2.8*.

$$P_{LT} = P_s - \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P_L^v \quad Ec. 2.8$$

Donde:

P_s : Potencia activa suministrada por el sistema.

P_D : Potencia demandada en el nodo k.

M: Número de nodos de demanda.

c) Pérdidas de energía

Al tener los valores para las pérdidas de potencia, se pueden obtener los valores correspondientes a las pérdidas de energía, si se conoce en todo momento el valor de la demanda en los diferentes nodos del sistema, utilizando la *Ecuación 2.9*.

$$E_{pérd T} = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \times \Delta T_k \quad Ec. 2.9$$

Donde:

$E_{pérd T}$: Pérdidas totales de energía.

P_{Lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo de tiempo k.

T_k : Intervalo de tiempo en horas.

N: Número de intervalos en los que se ha dividido el tiempo de estudio.

Esta metodología se puede considerar ideal, ya que toma en cuenta la variación de la demanda en todo el intervalo de tiempo, para lo cual ser requeriría de mediciones permanentes en cada uno de los nodos de la red en BT en todo el tiempo de estudio. Esto conlleva un costo demasiado elevado hablando en términos monetarios y de trabajo.

Debido al alto costo y poco nivel de practicidad de emplear un método exacto, se usan alternativas que utilizan métodos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en el sistema en condiciones de demanda máxima o diferentes condiciones del sistema, junto con diferentes factores para extrapolar a diferentes períodos de tiempo, similar a los métodos I, II y III del *Capítulo IV*.

d) Pérdidas de energía por flujo de carga de demanda máxima

Se utiliza el factor de pérdidas para estimar la pérdida de energía promedio a partir de las pérdidas en condiciones demanda máxima, y al multiplicar por el período de tiempo deseado se obtienen las pérdidas de energía en ese período.

$$E_{pérd T} = F_{pérd} \times P_L^p \times T \quad Ec. 2.10$$

Donde:

P_L^p : Pérdidas de potencia en el sistema en la condición de demanda máxima.

T : Período considerado de tiempo T en horas.

e) Pérdidas de potencia utilizando más de un flujo de carga.

Es posible realizar más de un flujo de carga para determinar las pérdidas de potencia en diferentes condiciones del sistema, por ejemplo en demanda máxima o niveles intermedios donde varíen los niveles de generación y de intercambio.

Con los resultados de pérdidas de potencia, se puede ajustar una función que relacione las pérdidas en el sistema con la demanda total, obteniendo un modelo que puede ser de la forma

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad Ec. 2.11$$

Donde:

P_D : Demanda total del sistema.

C_1, C_2, C_3 : Coeficientes encontrados mediante un modelo estadístico.

Las pérdidas en vacío de los transformadores y en los medidores se pueden determinar de forma separada y considerarlo independientemente.

2.5 Métodos utilizados en Argentina para la estimación de pérdidas de energía

2.5.1 Generalidades de las pérdidas de energía en Argentina

Se ha determinado que existen una gran cantidad de métodos disponibles que las empresas distribuidoras pueden emplear para calcular el nivel de pérdidas de energía en sus redes, la validación de cada uno depende de las condiciones y acuerdos que estimen necesarios los agentes reguladores de cada país. Por ejemplo, en el caso de Argentina, la empresa distribuidora *Edenor* (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima) realizó una propuesta de estimar las pérdidas de energía con base a cálculos por expresiones matemáticas.

a) *Ventajas de aplicar cálculos matemáticos para la determinación de las pérdidas de energía.*

- Requiere una menor cantidad de datos y mediciones de la red y de la demanda.
- Permiten asociar variaciones del nivel de pérdidas en función de la evolución de la red.
- Facilita la extrapolación del nivel de pérdidas en etapas de planificación conforme la red se modifica.
- Facilidad en el análisis global de resultados.

b) *Desventajas de aplicar cálculos matemáticos para la determinación de las pérdidas de energía.*

- El resultado final representa la globalidad de un conjunto de instalaciones, y no un valor preciso de cada instalación.
- No es una metodología que representa la realidad de la red.

2.5.2 Alternativa para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión en Argentina

La metodología está basada en un análisis de redes típicas, para los cuales se determinará el valor correspondiente a las pérdidas de energía en el sistema haciendo uso de factores de corrección, para tomar en cuenta el desbalance de cargas, diferencia de cargas y excentricidad de ubicación del transformador.

Se realiza una segmentación de la cantidad de circuitos en BT, clasificándolos por el tipo de servicio, ya sea rural o urbano. En función de los factores de carga, la cantidad de salidas y la potencia nominal de cada transformador, se calcula la corriente por salida y las pérdidas, aplicando posteriormente los factores de corrección.

a) *Información requerida para el cálculo de pérdidas*

- Energía anual vendida y curvas de demanda típica por segmento tarifario para obtener demanda máxima.
- Bases de datos de la potencia instalada en transformadores y cantidad de circuitos en BT.
- Longitud de las líneas en BT y sus parámetros.

b) *Pérdidas de energía en líneas de BT.*

Las pérdidas de energía se determinan mediante la *Ecuación 2.12*.

$$E_{pérd BTi} = 3 \times r_{si} \times \bar{I}_{si}^2 \times L_s \times k_{rr} \times k_{dc} \times k_{desq} \times k_e \times n_{scTi} \times N_i \times T_{eq BTi} \quad Ec. 2.12$$

Donde:

r_{si} : Resistencia del conductor por unidad de longitud, en la salida típica aplicada al transformador del segmento i.

n_{sCTi} : Número de salidas promedio de un transformador del segmento i.

L_s : Longitud de segmento de salida, adoptada igual a la longitud de media cuadra.

k_{rr} : Factor de resto de la red.

$$k_{rr_{iz}} = 1 + a_i \sqrt{Lr_{iz}} \quad Ec. 2.13$$

Donde

a_i : Factor que depende del tipo de red.

Lr_{iz} : Longitud de red BT promedio asociada a cada transformador del segmento i.

k_{dc} : Factor de diferencias de cargas entre salidas (Promedio de los factores de diferencias de cargas de todos los transformadores)

$$k_{dck} = \frac{\sum_j P_{Sjk}^2}{\frac{[\sum_j P_{Sjk}]^2}{n_{sCTk}}} \quad Ec. 2.14$$

Donde:

P_{Sji} : Potencia abastecida por la salida j del transformador k del segmento i.

n_{sCTk} : Cantidad de salidas del transformador k.

k_{desq} : Factor debido al desequilibrio de corrientes de fase.

$$k_d = \frac{\sum_{i=1}^3 I_i^2 + \alpha I_o^2}{\frac{[\sum_{i=1}^3 I_i]^2}{3}} \quad Ec. 2.15$$

Se determinó estadísticamente que con el aumento de la cantidad de clientes, el desequilibrio de corrientes de fase disminuye y se le asoció a la longitud de la red.

$$k_{desq} = f(L[km]) \quad Ec. 2.16$$

k_e : Factor de excentricidad.

$$k_e = \frac{\text{Distancia de ubicación del transformador} - \text{baricentro}}{\text{Radio de distribución}} \quad Ec. 2.17$$

N_i : Cantidad de transformadores del segmento i

$T_{eq BTi}$: Tiempo equivalente de pérdidas equivalente al tiempo de uso del segmento afectado por el factor de simultaneidad de salidas por transformador.

La corriente media a la salida del módulo de transformación i se determina mediante la siguiente ecuación.

$$\bar{I}_{si} = \frac{S_i \bar{F} c_i}{\sqrt{3} U_{Ln} f s_s n_{scTi}} \quad Ec. 2.18$$

c) *Pérdidas de energía en acometidas.*

$$E_{pérdaci} = n \times r_{ai} \times I_{máx ai}^2 \times L_{ai} \times N_{ai} \times T_{eq i} \times k_{dc} \times k_d \quad Ec. 2.19$$

Donde:

n : Número de conductores de corriente.

r_{ai} : Resistencia por km de conductor de fase de acometida tipo i .

L_{ai} : Longitud promedio de acometida tipo i , determinada por la extensión total de traza por tipo de cable de acometida, cantidad de acometidas y extensión adicional por recorrido de canalización y conexiones en pilar.

N_{ai} : Cantidad de acometidas del tipo i .

$T_{eq i}$: Tiempo equivalente de pérdidas de la acometida, función del tiempo de utilización del conjunto de clientes conectados a la acometida.

$I_{máx ai}$: Es la corriente máxima promedio de acometida tipo i .

$$I_{máx ai} = \frac{E_{C Ti} \times n C_{ai} \times f_s(n C_{ai})}{T_{u Ti} \times m \times U_f \times \cos \varphi} \quad Ec. 2.20$$

Donde:

$E_{C Ti}$: Energía de cada cliente de la tarifa correspondiente a la acometida tipo i .

$n C_{ai}$: Número de clientes típico por acometida tipo i .

f_s : Factor de simultaneidad, función de la cantidad de clientes por acometida.

$T_{u Ti}$: Tiempo de utilización individual por cliente.

m : Número de fases de la acometida.

U_f : Tensión de fase.

La pérdida de potencia simultánea se obtiene mediante la *Ecuación 2.21*.

$$P_{pérd\ ac} = \frac{\sum_i E_{pérd\ aci}}{T_{eq\ ac}} \quad Ec. 2.21$$

d) Pérdidas de energía en medidores.

Solamente se consideran pérdidas en las bobinas voltimétricas, debido a la manera de cómo se conectan

$$E_{pérd\ i} = N^{\circ}_{cli} \times T_p \times P_{pcvi} \quad Ec. 2.22$$

Donde:

N°_{cli} : Cantidad de clientes con el tipo de medidor i .

T_p : Periodo de tiempo para el cual se determinaran las pérdidas (8760 horas).

P_{pcvi} : Pérdidas en potencia en el circuito voltimétrico por cada medidor monofásico, trifásico o electrónica, según corresponda.

CAPÍTULO III: TIPOS DE MUESTREO

3.1. Introducción

El principal inconveniente para lograr determinar las pérdidas en BT en un sistema de distribución, es la falta de datos medidos o información al no tener instalados equipos de medición en todos los nodos de la red en BT. Esto se debe a que la red de distribución en BT contiene una gran cantidad de nodos y no resulta práctico ni factible para las empresas distribuidoras invertir una gran cantidad de dinero en la adquisición e instalación de equipos de medición para cada nodo. Además resulta demasiado complejo poder modelar una red de baja tensión en un software de simulación. El software que se utilizó en el presente trabajo posee licencia estudiantil, lo cual limita la cantidad de nodos que se pueden modelar para cualquier análisis.

Por tanto, es necesario reducir la cantidad de circuitos en BT a modelar para la determinación de las pérdidas y obtener un resultado representativo de la red completa. La teoría del muestreo consiste en tomar una pequeña porción representativa de un universo y realizar los estudios necesarios en la muestra que puedan generalizarse, obteniendo valores de error relativamente bajos y con niveles de confianza aceptables.

A continuación se presenta una descripción de diferentes tipos de análisis de muestreo estadístico que se emplean, haciendo énfasis en el muestreo aleatorio estratificado, que es el que se utiliza en este trabajo en los *Capítulos V, VI y VII*.

3.2. Tipos de muestreo

Para la selección de una muestra representativa existen diferentes tipos de procedimientos que dependen del tipo de población, del tipo de estudio que se quiere realizar y sobre todo de las características de la carga. Entre estos procedimientos está el de Simple Muestreo aleatorio, Aleatorio Estratificado, Multi-dimensional, Sistemático, de Conglomerados, de Dos Fases, etc.

3.2.1 Simple muestreo aleatorio

Se selecciona una muestra aleatoria del total del universo, todos los elementos del universo tienen igual probabilidad de ser seleccionados para la muestra. Este tipo de estudios es adecuado para poblaciones con pocos usuarios o cuando los usuarios poseen características de consumo similares.

3.2.2 Muestreo aleatorio estratificado

Una estratificación consiste en formar grupos con los datos que conforman todo el universo. Estos grupos poseen características similares, son mutuamente excluyentes y no se superponen entre sí. El proceso de estratificación produce un incremento de la precisión y una reducción en el tamaño de la muestra, si los estratos resultan ser más homogéneos que la población total.

La estratificación se utiliza en estudios donde se requiere tener una precisión relativamente alta aún cuando la población es demasiado grande, cuando existen divisiones demasiado obvias y marcadas dentro del universo, o cuando exista un interés en datos específicos de la división de la población.

La principal ventaja de utilizar el método de estratificación es que se reduce el tamaño de la muestra para un nivel de precisión relativa predeterminada, con lo cual se reduce el error.

Para realizar la división de la población, se toma como base una variable que esté disponible en cada división de la población. A esta variable se le denomina variable de estratificación.

3.2.3 Otros tipos de muestreo

- El Muestreo Multi-Dimensional utiliza dos o más variables contenidas en toda la población para la creación de estratos, esto permite hacer una diferenciación de variaciones estacionales o variaciones debido a características particulares de consumo de los usuarios.
- El Muestreo Sistemático selecciona cada n-ésimo punto de todo el universo.

- El Muestreo por Conglomerados selecciona primeramente los grupos entre todo el universo, y luego realiza el muestreo en cada grupo seleccionado.
- El Muestreo de Dos Fases consiste en obtener una muestra tomando como base una o más variables de estratificación dentro de dos o más estratos. La versatilidad y subjetividad de éste tipo de muestreo no lo hace adecuado para el estudio realizado en este trabajo.

3.3. Proceso del muestreo aleatorio estratificado

Con base a las características de cada tipo de muestreo en la sección anterior, el muestreo aleatorio estratificado es el más adecuado para estimar la muestra que representará a la red de BT. A continuación se detalla el procedimiento a utilizar según [19] para la selección de la muestra.

3.3.1 Universo

El universo estará compuesto por la totalidad de los circuitos de BT reportados por la empresa distribuidora según las Normas para el Registro de Las Instalaciones y Equipos de Distribución de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y cualquier otra información adicional que se acuerde.

3.3.2 Variable de estratificación

Se usará como variable de estratificación el momento de consumo (kWh x km) del circuito, calculado como el producto entre la energía anual en kWh facturada a los usuarios que están siendo alimentados por el transformador, y su longitud en km según lo dispuesto en la *Sección 3.3.1* de este trabajo.

3.3.3 Tamaño de la muestra y asignación

La determinación del tamaño de la muestra depende en cierta medida de las consideraciones que hagan los agentes reguladores de los diferentes países, aplicando fórmulas estadísticas que toman en cuenta una precisión y niveles de confianza aceptables.

3.3.4 Mecanismo de muestreo

Las muestras seleccionadas serán tomadas mediante un sorteo de forma aleatoria, asignando un número aleatorio a cada circuito de los estratos; los agentes reguladores se encargan de elegir lo n_i circuitos hasta completar el total de la muestra correspondiente al estrato, el agente regulador informa a las empresas distribuidoras con el fin de optimizar los circuitos.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

4.1. Introducción

Los métodos para estimar las pérdidas de energía en baja tensión a emplear brindan una aproximación del nivel de pérdidas técnicas de una red de distribución. Existen diferentes métodos empleados en algunos países del mundo, la mayoría de estos métodos requieren un análisis de flujo de carga de la red. Cada método varía dependiendo de la información que se utiliza para realizar el cálculo y de la exactitud deseada.

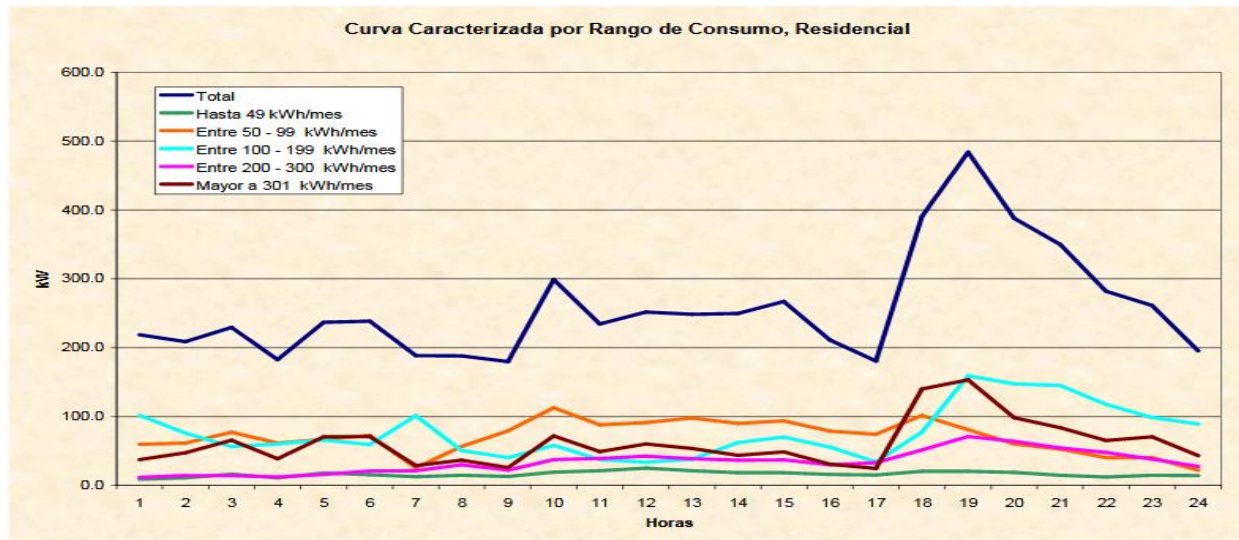
La información requerida se obtiene de las mediciones donde se ha instalado un equipo de medición en los diferentes nodos, de los perfiles de carga que las empresas distribuidoras tienen de sus clientes dependiendo de la categoría tarifaria y el consumo de energía. Además es necesario tener las especificaciones técnicas del tramo de la red de las muestras seleccionadas. Cada método tiene su nivel de complejidad, así como sus ventajas y desventajas. A continuación se plantean cuatro métodos muy utilizados para la determinación de pérdidas técnicas en redes de distribución en baja tensión.

4.2. Método I. Análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado.

4.2.1 Descripción del método

Este método consiste en realizar una distribución de carga a partir de las condiciones de demanda máxima en el sistema. La asignación de carga la realiza el software de simulación, en este caso WindMil, tomando como base el consumo en kWh al mes de cada usuario conectado aguas abajo del transformador de distribución.

Seguidamente se realizan mediciones en cada transformador que forma parte de la muestra, con la descarga de los datos de las mediciones hechas en el período de estudio se construye la curva de carga para cada transformador y se seleccionan las del día donde se presentó la demanda máxima, para realizar la estimación de las pérdidas técnicas. Un perfil de carga residencial característico se muestra en la *Gráfica 4.1*.



Gráfica 4.1. Perfil de carga del sector eléctrico residencial.¹⁰

Primero se determina la caracterización de la carga del circuito a partir del cálculo del factor de carga y del factor de pérdidas que se definieron en el *Capítulo I*. Para estudiar el comportamiento de la carga se construye la gráfica de perfil de carga en el día de demanda máxima, utilizando las mediciones registradas por el equipo de medición instalado en cada usuario residencial. El factor de carga se determina a partir de la *Ecuación 1.2*

$$F_C = \frac{\sum_{i=1}^n D_i \times t}{T \times D_{m\acute{a}x}}$$

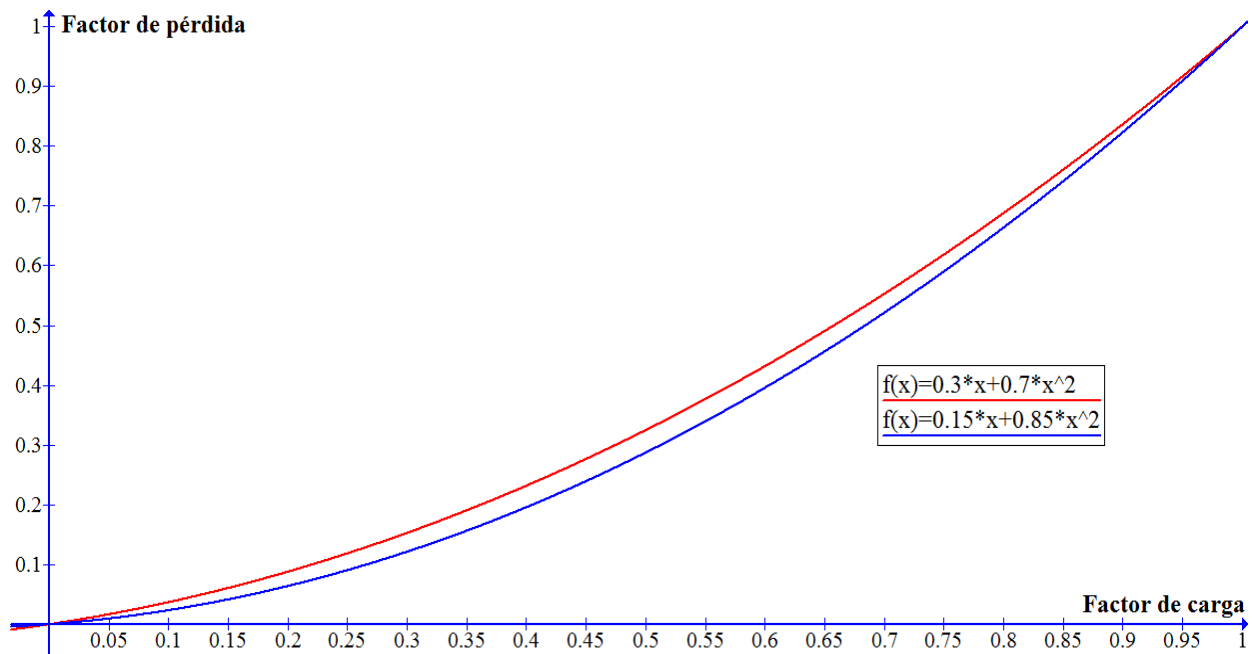
Al observar el comportamiento de la carga residencial, se tiene una tendencia variable, con valles y picos un tanto pronunciados, es de esperar que el valor del factor de carga sea bajo, ya que el pico de demanda no se sostiene por un periodo largo. A simple vista el factor de carga residencial típico varía aproximadamente entre 0.5 a 0.7.

Luego se calcula el factor de pérdida a partir del factor de carga utilizando la expresión desarrollada por los ingenieros de General Electric Company: Bullera y Woodrow. Dicha expresión se muestra a continuación

$$F_{p\acute{e}rd} = xF_C + (1 - x)F_C^2 \quad Ec. 4.1$$

Donde “x” representa un coeficiente que depende de aproximaciones estadísticas y de las características del sistema, en general su valor siempre es menor que 1. En la *Gráfica 4.2* se muestran dos curvas para valores típicos de x en un sistema de distribución.

¹⁰ Estudio Caracterización de la Curva de Demanda y Uso Final de la Energía para ser Aplicados al Desarrollo de Proyectos de Eficiencia Energética. 2011. www.cne.gov.sv.



Gráfica 4.2. Factor de carga vs factor de pérdida para valores típicos de $x = 0.85$ y $x = 0.7$.

Después de determinar el factor de carga y el factor de pérdidas, se realiza la simulación y el análisis de flujo de carga para el circuito seleccionado bajo las condiciones de demanda máxima. Los resultados finales en el software de simulación representan las pérdidas en condiciones de demanda máxima. Por último se obtienen las pérdidas para demanda promedio utilizando la Ecuación 1.6

$$Pérd \text{ en demanda promedio en kW} = Pérd \text{ en la demanda máxima en kW} \times F_{Pérd}$$

Para obtener las pérdidas de energía de un intervalo de tiempo en específico se multiplican las pérdidas en la demanda promedio por el intervalo de tiempo deseado: diario, semanal, mensual, anual, etc.

$$Pérd \text{ en demanda promedio en kWh} = Pérd \text{ en demanda promedio en kW} \times t \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

t: Intervalo de tiempo equivalente en horas.

4.2.2 Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas en los transformadores se clasifican en dos partes: las pérdidas fijas y las pérdidas variables.

a) Pérdidas fijas

Las pérdidas fijas o de vacío de un transformador debido la conexión permanente se detallaron en el *Capítulo I*. Para obtener las pérdidas de energía en un intervalo de tiempo en específico se utiliza la siguiente ecuación

$$E_{pérd\ fijas} = P_{fe} \times t \quad Ec. 4.3$$

Donde:

$E_{pérd\ fijas}$: Pérdidas fijas de energía en el periodo t.

P_{fe} : Pérdidas fijas de potencia.

t: intervalo de tiempo.

b) Pérdidas variables de energía

Las pérdidas variables en el transformador depende de la demanda, y como consecuencia, de la corriente que circula en sus devanados, la siguiente expresión determina las pérdidas promedio en los devanados de un transformador

$$E_{pérd\ CU} = D_{máx\ P.U}^2 \times P_{CU} \times F_{pérd} \times t \quad Ec. 4.4$$

Donde:

$E_{pérd\ CU\ Prom}$: Pérdidas promedio de energía en los devanados del transformador.

$D_{máx\ P.U}^2$: Demanda máxima en el transformador en p.u.

t: intervalo de tiempo.

El valor en p.u. de la demanda máxima se obtiene dividiendo la demanda máxima obtenida para realizar la simulación entre la capacidad nominal del transformador.

$$D_{máx\ P.U} = \frac{D_{máx}}{\text{Capacidad nominal del transformador}} \quad Ec. 4.5$$

4.2.3 Pérdidas de energía en las líneas y acometidas

Las pérdidas en cualquier línea que transporta energía eléctrica se establecen, según el efecto Joule, a partir del cuadrado de la corriente que circula en la sección transversal del conductor y de su resistencia eléctrica. Para determinar el nivel de pérdidas en las líneas de distribución BT y en las acometidas se debe modelar la red en el software de simulación utilizando los tipos de cables que usa en la realidad una empresa distribuidora y realizar el flujo de carga.

Las pérdidas de energía se obtienen multiplicando el nivel de pérdidas de potencia obtenido en la simulación por el factor de pérdidas y el intervalo de tiempo de estudio.

$$E_{pérd} = P_{pérd} D_{máx} \times F_{pérd} \times t \quad \text{Ec. 4.6}$$

4.2.4 Pérdidas en los medidores

Los medidores instalados en la red para tomar la lectura del consumo de cada usuario poseen pérdidas similares a las de un transformador. Existen pérdidas fijas y variables en los medidores.

a) Pérdidas fijas

Las pérdidas fijas de potencia están dadas directamente por el fabricante de cada medidor, para obtener las pérdidas de energía se emplea la *Ecuación 4.7*.

$$E_{pérd \text{ fijas}} = P_{pérd \text{ bobina de voltaje}} \times t \quad \text{Ec. 4.7}$$

b) Pérdidas variables

Las pérdidas variables de potencia en los medidores se calculan en función de la demanda mediante la *Ecuación 4.8*.

$$Pérd_{D_{máx} \text{ bobina corriente}} = \left(\frac{I_{D_{máx}}}{I_{Nom}} \right)^2 \times P_{érd_{PC}} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

$P_{érd_{D_{máx} \text{ bobina corriente}}}$: Pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima.

$P_{érd_{PC}}$: Pérdidas de potencia a corriente nominal (Dado por el fabricante).

$I_{D_{máx}}$: Corriente que circula por el medidor en condiciones de demanda máxima.

I_{Nom} : Corriente nominal del medidor.

Las pérdidas variables de energía se calculan a partir del factor de pérdida para cada usuario, las pérdidas de potencia en demanda máxima y el período de tiempo estimado. Esto se muestra en la *Ecuación 4.9*.

$$E_{pérd \text{ variables}} = P_{érd_{D_{máx} \text{ bobina corriente}}} \times F_{pérd} \times t$$

$$E_{pérd \text{ variables}} = \left(\frac{I_{D_{máx}}}{I_{Nom}} \right)^2 \times P_{érd_{PC}} \times F_{pérd} \times t \quad \text{Ec. 4.9}$$

4.2.5 Pérdidas totales de energía

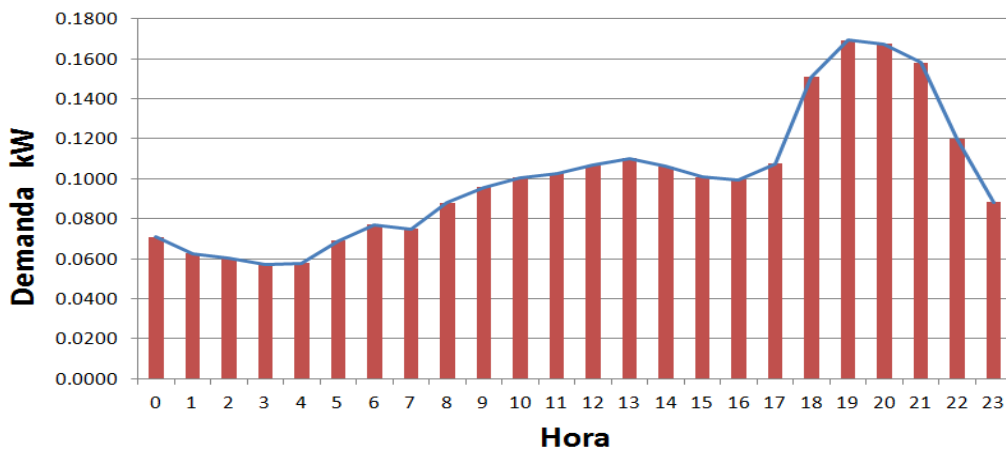
Las pérdidas totales de energía en todo el circuito serán la suma de todas las pérdidas de los componentes que forman la red BT.

$$E_{pérdT} = E_{pérd\ conductor(Red+acometida)} + E_{pérd\ Trafo(Fijas+variables)} + E_{pérd\ Medidores(Fijas+variables)} \quad Ec. 4.10$$

4.3. Método II. Análisis de flujo de carga con separación de bloques horarios

4.3.1 Descripción del método

Esta metodología consiste en separar todas las mediciones efectuadas en los circuitos de BT en diferentes bloques horarios. La curva de demanda típica de los transformadores que poseen mayormente carga residencial se muestra en la *Gráfica 4.3*.



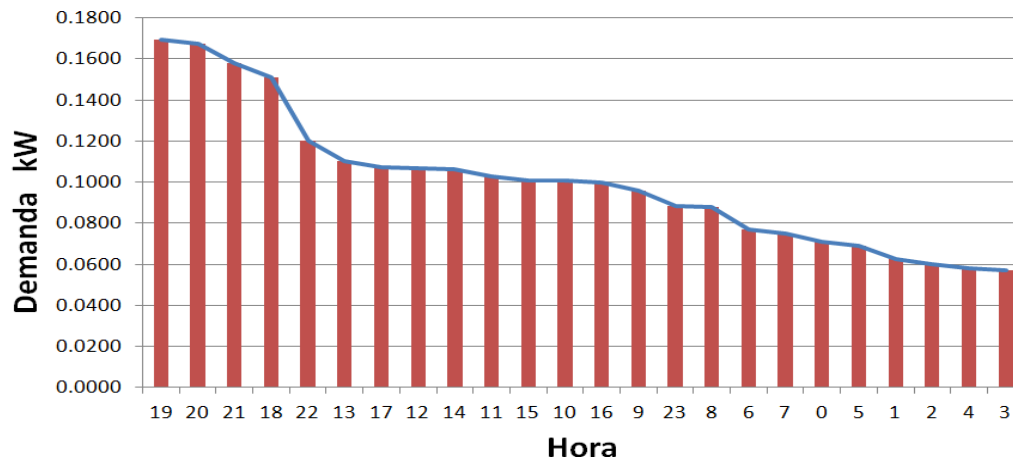
Gráfica 4.3 Curva de carga de un transformador con carga residencial.¹¹

Debido a que la curva está compuesta por una gran cantidad de datos, el análisis se vuelve complejo ya que los datos varían con el tiempo. El método se facilita si se ordenan los datos en un orden descendente de mayor a menor, sin importar el día ni la hora en que se tomó la medición. Todas las mediciones en los diferentes transformadores deben ordenarse de esta forma.

Al tener establecido el periodo de estudio junto con todas las mediciones necesarias se cambiará el orden de los datos colocando de mayor a menor como se mencionó anteriormente, teniendo una tendencia como la que se muestra en la *Gráfica 4.4*. En el eje de las abscisas se encuentran las horas en que se toma la medición y en las ordenadas se muestran los valores correspondientes de demanda ordenados de forma monótona decreciente.¹²

11 Fuente: Empresa Distribuidora bajo estudio.

12 Monótono decreciente es un modo de ordenar valores que muestran la misma tendencia, disminuyendo de un número mayor a un número menor.



Gráfica 4.4. Curva de carga de un transformador con carga residencial en orden monótono decreciente.

En la *Gráfica 4.4* se muestra la curva monótona decreciente de la curva de demanda de un transformador con carga residencial con el respectivo tiempo para cada valor de demanda registrada por el equipo de medición. En este ejemplo el valor máximo de demanda corresponde a la hora 19, el segundo valor más alto corresponde a la hora 20, y así sucesivamente.

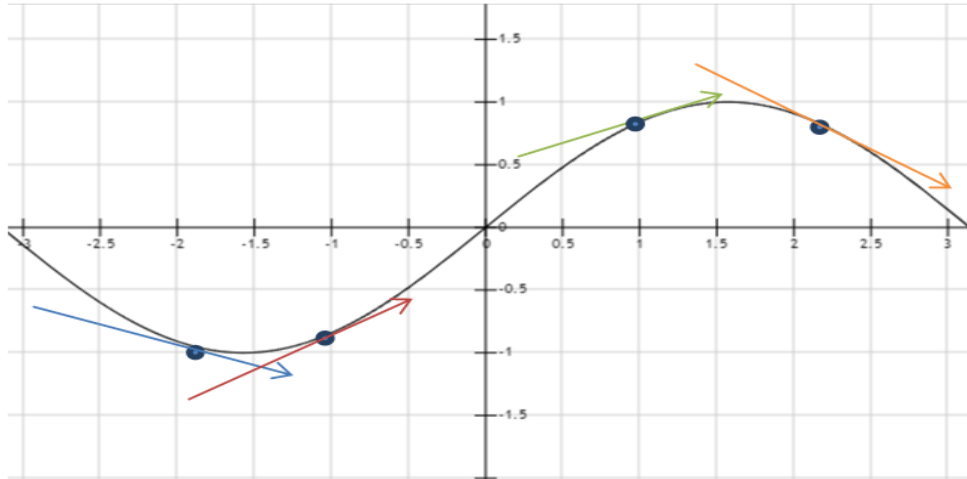
Para un período corto de tiempo de 24 horas, la forma de ordenar datos se facilita ya que incluir más datos conlleva a que datos horarios se repitan dentro del gráfico. Por ejemplo si se selecciona un período de dos días (48 horas), pudiera darse el caso en que el primer día la demanda máxima se registre a las 22 horas pero, para el siguiente día a las 22 horas no se tenga la demanda máxima. En este caso se tendría que especificar no sólo la hora de ocurrencia sino también la fecha en que se registró la demanda.

El objetivo de registrar los datos de forma monótona descendiente se debe al que en este método a derivada de los datos es de gran utilidad para determinar qué tipos de demanda se tienen y la categoría de bloques que poseen.

Para asignar la carga de cada usuario que está conectada a cada uno de los transformadores, se utiliza la distribución de carga que realiza WindMil basándose en el consumo de energía en kWh al mes.

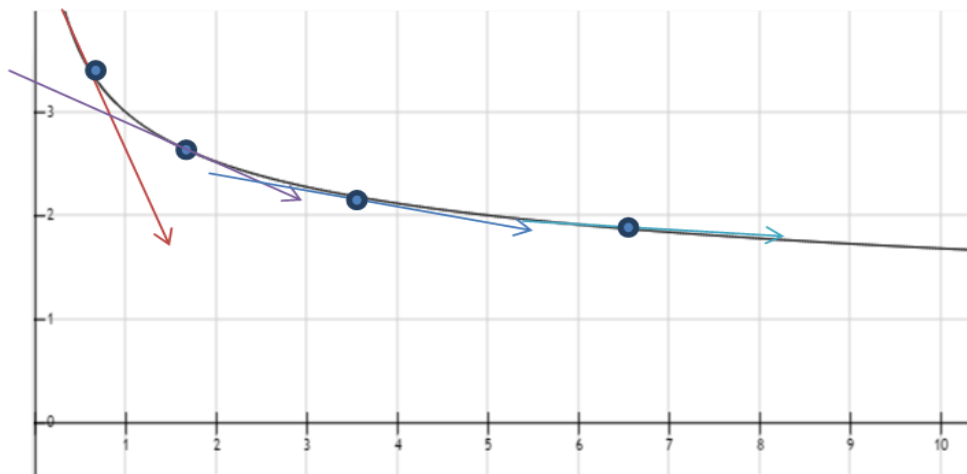
4.3.2 Derivada de los datos

La derivada de una función se define como la pendiente de la recta tangente en un punto en específico de una función. Al obtener la derivada en diferentes puntos de datos no ordenados se da el caso en que dependiendo del punto que se escoja, la pendiente de la curva puede tomar valores positivos y negativos. Un ejemplo particular es una función senoidal como se muestra en la *Gráfica 4.5*.



Gráfica 4.5. Función senoidal y pendientes de rectas tangentes en diferentes puntos.

Cuando se tiene una función de datos ordenados monótonos decrecientes, los valores de la pendiente de la recta tangente o derivada en puntos específicos serán siempre negativos, y la medida se avanza hasta llegar al final de los datos, la derivada tendrá una tendencia con dirección próxima a la horizontal como se muestra en la *Gráfica 4.6*.



Gráfica 4.6. Función monótona decreciente y pendientes de rectas tangentes en diferentes puntos.

Existen casos donde la gráfica monótona decreciente no es diferenciable, esos casos se realiza una división en tres partes iguales de los datos por no poseer una linealidad en la demanda. Luego de obtener todos los datos, se debe ordenar el diagrama de duración en forma monótona decreciente y obtener la tendencia de la derivada, se lleva a cabo la separación de los tipos de demanda y sus bloques de horarios respectivos.

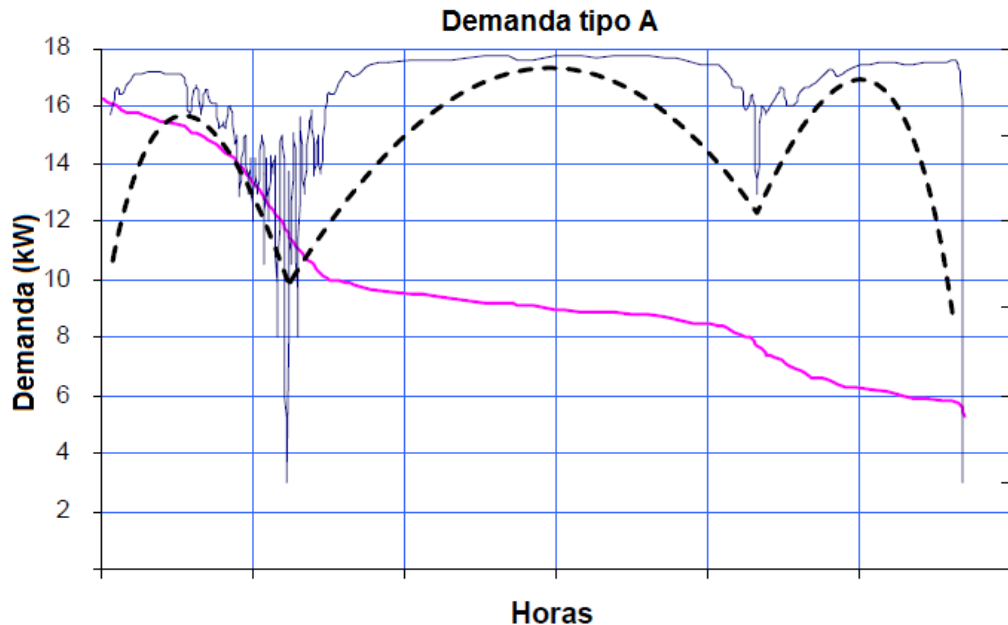
4.3.3 Clasificación de demanda en función de los bloques horarios

Los bloques horarios se definen para hacer una división de las mediciones obtenidas en el circuito seleccionado, los tres bloques horarios son: Bloque alto, bloque medio y bloque bajo de demanda, dependiendo del tipo de demanda.

Los tipos de demanda se definen tomando como base el comportamiento de la derivada de los datos ordenados.

a) Demanda tipo A

Posee una tendencia marcada de los puntos de concavidad¹³. En la *Gráfica 4.7* se observa que la línea color verde indica los puntos en donde la tendencia de los otros es cambiante de una a otra forma.



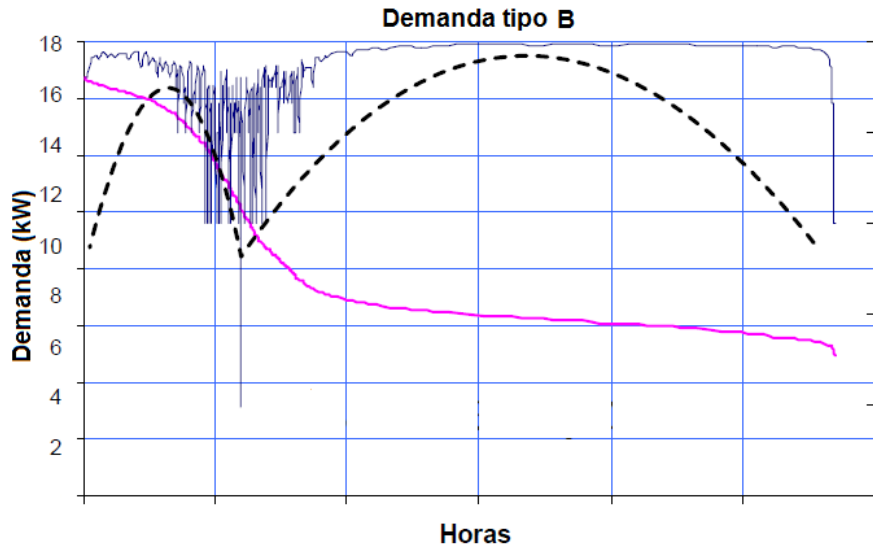
Gráfica 4.7 Demanda típica con dos puntos de concavidad.

En la gráfica anterior se identifican 3 bloques. El primer bloque es el bloque alto que lo confirman los datos desde el origen hasta el punto A, el segundo bloque es el bloque medio que lo componen los datos desde el punto A hasta el punto B, y el tercer bloque es el bloque bajo conformado por los datos que están al partir del punto B.

b) Demanda tipo B

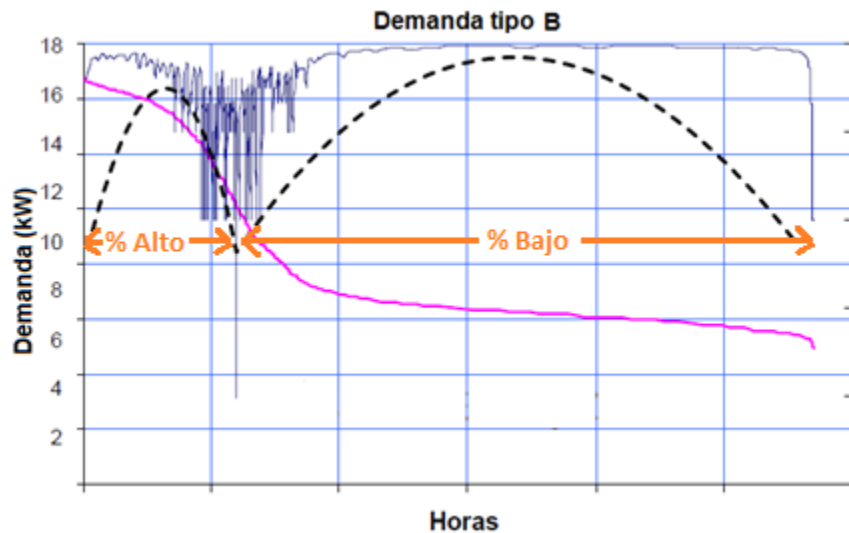
La característica de la demanda tipo B es que solamente se tiene un punto de concavidad. En la *Gráfica 4.8* se muestra la tendencia de este tipo.

¹³ Concavidad, como característica del gráfico de una función, se refiere a que se asemeja a la zona interior de una circunferencia en una región.



Gráfica 4.8 Demanda típica con un punto de concavidad.

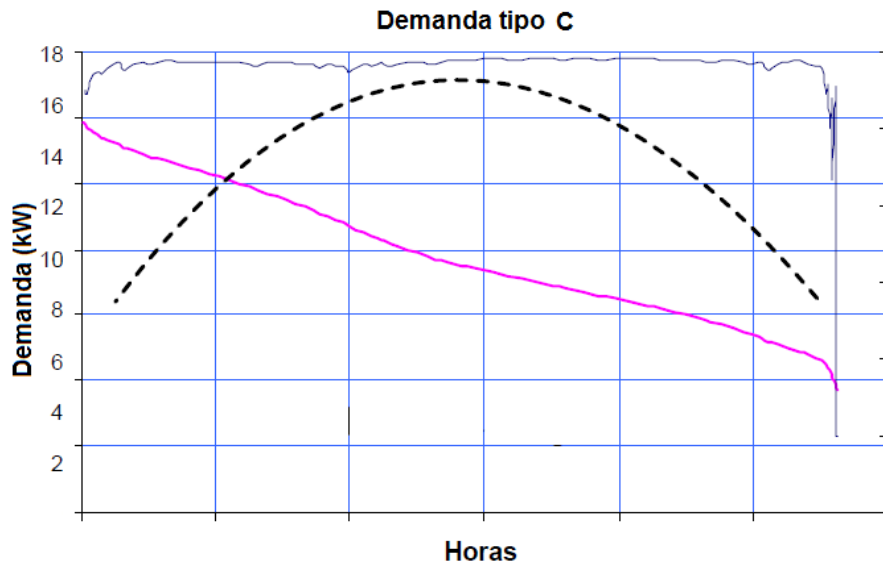
De esta gráfica se observa que existen dos bloques para la demanda tipo B. El primer bloque es el bloque alto que lo conforman los datos desde el origen hasta el punto A, el segundo bloque es el bloque medio que lo componen los datos desde el punto A en adelante. Además la suma de los porcentajes del bloque alto y el bloque medio debe ser igual a la suma de todos los datos del periodo en estudio como se indica a continuación en la Gráfica 4.9.



Gráfica 4.9. División de demanda tipo B en %Alto y %Medio.

c) Demanda tipo C

La demanda tipo C no posee ningún punto de inflexión¹⁴ en su curva. Y la tendencia de la derivada no presenta concavidad en ningún punto. En la Gráfica 4.10 se muestra su tendencia.



Gráfica 4.10. Demanda típica sin punto de concavidad.

Con el criterio de la derivada se determinan los tipos de demanda para cada transformador y para realizar el promedio de los porcentajes que se obtengan.

En resumen existen tres tipos de clasificación de demanda según sus bloques horarios:

- Demanda tipo A: Dos puntos en inflexión.
- Demanda tipo B: Un punto de inflexión.
- Demanda tipo C: Ningún punto de inflexión.

Luego de separar las mediciones en bloques se realizan las simulaciones y los flujos de carga correspondientes en la red de distribución de los bloques alto, medio y bajo de demanda. Se debe realizar un flujo de carga para cada uno respectivamente.

4.3.4 Error por separación en bloques

Debido a que la demanda de energía se separa en N bloques para realizar un promedio de éstos, existe un error en los resultados de las mismas simulaciones que se debe corregir. Al simular un flujo de carga en una red de resistencia unitaria en realidad se obtiene el cálculo de las pérdidas en el circuito aproximadamente a la demanda al cuadrado como esta expresado por la *Ecuación 4.11*. Por tanto, para realizar el análisis en una separación de bloques conformado por uno, dos, tres, hasta N cantidad de bloques, se tendrán distintos niveles de pérdidas totales.

¹⁴ Punto de inflexión se define como un punto donde los valores de x de una función continua $f(x)$, pasa de un tipo de concavidad a otra. Matemáticamente la segunda derivada de la función $f(x)$ es cero o no existe.

Conforme se aumente el número de bloques de separación en los que se divide la demanda de energía, los resultados se aproximarán al valor teórico.

$$Pérd_{Totales} \propto Demanda^2 \quad Ec. 4.11$$

Evaluando la *Ecuación 4.11* y tomando en cuenta la división de la curva de demanda en bloques, las pérdidas totales están dadas por la suma de la evaluación de cada una. Estas pérdidas son las pérdidas teóricas con resistencia unitaria. El objetivo es poder obtener un valor próximo al teórico dividiendo toda la curva de demanda en la menor cantidad de bloques posibles aplicando un factor de corrección.

$$E_{pérd\ Totales} = \sum_{i=1}^N (E_{pérd\ prom\ i}^2) \quad Ec. 4.12$$

El nivel de pérdidas teóricas totales se obtiene de la *Ecuación 4.12*, donde se suman los promedios de N bloques. En la *Figura 4.1* se muestra la división en bloques desde 2 hasta N de forma gráfica.

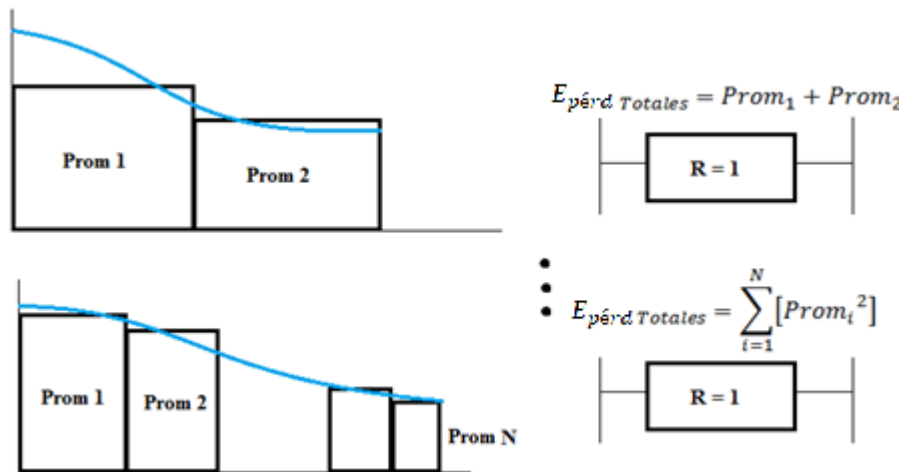


Figura 4.1. Separación desde 2 hasta N bloques para determinar el error.

El error por la separación en bloques está dado por la siguiente expresión.

$$\%Error = \left| \frac{Valor\ teórico - Valor\ experimental}{Valor\ teórico} \right| \times 100 \quad Ec. 4.13$$

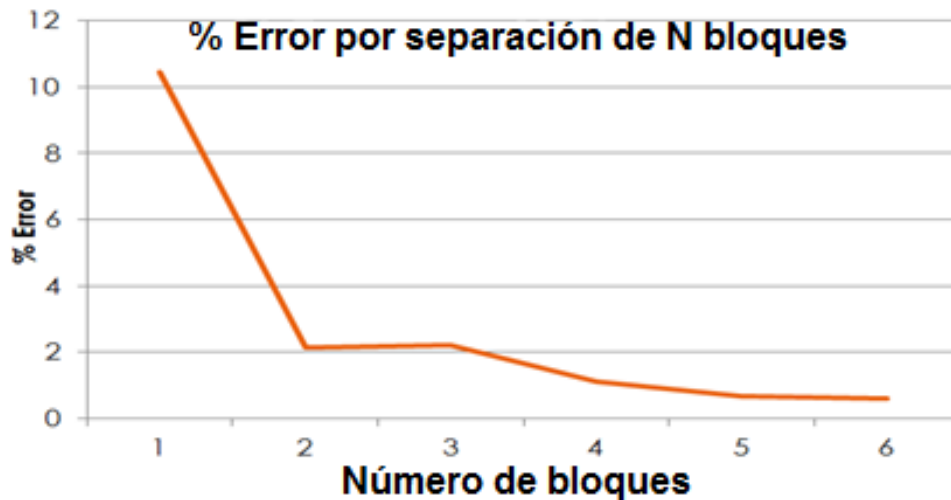
El valor teórico está dado por la suma de los cuadrados de los valores de la demanda en la curva, el valor experimental es el que está dado por la *Ecuación 4.11*

Para calcular las pérdidas totales se emplea la siguiente expresión.

$$E_{pérd\ Tot} = E_{pérd\ método} \pm error \times E_{pérd\ método} \quad Ec. 4.14$$

En la *Ecuación 4.14* se utiliza el error para poder estimar el valor de pérdidas más cercano al valor teórico.

En la *Gráfica 4.11* se muestra la variación del error con respecto a la cantidad de bloques seleccionados.



Gráfica 4.11. % de Error en función del número de bloques.

4.3.5 Factor de correlación de datos

El factor de correlación de datos es un indicador que mide la proximidad de una tendencia de ciertos valores con respecto a otros por medio de hacer una comparación, es decir, si unos disminuyen los demás también tendrán que disminuir en las mismas proporciones, asimismo, si la tendencia es de aumento.

Las herramientas de cálculo Excel cuenta con una función llamada “COEF DE CORREL” para obtener el valor de una forma directa el coeficiente de correlación. Los valores a introducir son dos matrices, la sintaxis es COEF.DE.CORREL(Matriz1, Matriz2). En Matriz se introducen los valores de la demanda ordenada de forma decreciente, y en Matriz 2 los valores a compararse y que se obtienen del promedio de la división de las N bloques en que se han dividido los datos.

4.3.6 Pérdidas en las líneas y acometidas

El cálculo de las pérdidas de energía en los conductores que componen la red distribución en BT y las acometidas se realizan a través de la simulación de flujos de carga considerando el periodo de análisis para cada bloque, la *Ecuación 4.14* define la forma de determinar dichas pérdidas.

$$E_{pérdT} = Ppérd_{Alto} \times h_{Alto} + Ppérd_{Medio} \times h_{Medio} + Ppérd_{Bajo} \times h_{Bajo} \quad Ec. 4.15$$

Donde:

$Ppérd_{Alto}$: Pérdida de potencia en bloque alto.

$P_{pérd_{Medio}}$: Pérdida de potencia en bloque medio.

$P_{pérd_{Bajo}}$: Pérdida de potencia en bloque bajo.

h_{Alto} : Número de horas correspondiente al bloque alto.

h_{Medio} : Número de horas correspondiente al bloque medio.

h_{Bajo} : Número de horas correspondiente al bloque bajo.

El cálculo en horas que corresponde a cierto bloque está determinado por los puntos donde la derivada es aproximadamente igual a cero, por tanto, la suma de estos porcentajes debe ser igual al número de horas del período.

Estas pérdidas corresponden a las que se producen en los conductores. Se aplica al factor seleccionado para el error, que se produce al haber seccionado en bloques la demanda en cada bloque, a la suma total de pérdidas obtenidas.

4.3.7 Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas en los transformadores se clasifican en dos partes: las pérdidas fijas y las pérdidas variables.

a) Pérdidas fijas

Las pérdidas fijas o de vacío de un transformador debido a la conexión permanente se detallaron en el *Capítulo I*. Para obtener las pérdidas de energía en un intervalo de tiempo en específico se utiliza la misma ecuación que se utilizó en la *Sección 4.2.2*.

$$E_{pérd\ fijas} = P_{fe} \times t$$

Donde:

$E_{pérd\ fijas}$: Pérdidas fijas de energía en el periodo t .

P_{fe} : Pérdidas fijas de potencia.

t : Intervalo de tiempo.

b) Pérdidas variables

Las pérdidas variables en el transformador dependen de la demanda, y como consecuencia, de la corriente que circula en sus devanados, en el método de separación de bloques horarios debe determinarse la corriente que circula por los devanados del transformador para cada flujo de

carga correspondiente a cada bloque. La expresión dada en la *Ecuación 4.16* determina las pérdidas variables del transformador.

$$E_{pérd\ variables} = \left(\frac{P_{CU}}{I_N^2} \right) \times H_{Eq} \times t \quad Ec. 4.16$$

Y H_{Eq} está definido por la *Ecuación 4.17*.

$$H_{Eq} = I_{Alto}^2 \times \%h_{Alto} + I_{Medio}^2 \times \%h_{Medio} + I_{Bajo}^2 \times \%h_{Bajo} \quad Ec. 4.17$$

Donde:

t : Intervalo de tiempo (720 h en un mes).

P_{CU} : Pérdidas en el cobre del transformador.

I_N : Corriente nominal del transformador.

I_{Alto} : Corriente en el transformador para el bloque alto.

I_{Medio} : Corriente en el transformador para el bloque medio.

I_{Bajo} : Corriente en el transformador para bloque bajo.

$\%h_{Alto}$: Porcentaje de horas de duración del bloque alto.

$\%h_{Medio}$: Porcentaje de horas de duración del bloque medio.

$\%h_{Bajo}$: Porcentaje de horas de duración del bloque bajo.

Los valores típicos de las pérdidas en vacío, así como los valores de P_{cu} que se utilizan en el método 2 se encuentran en la tabla mostrada en el *Anexo A*.

4.3.8 Pérdidas en los medidores

Los medidores instalados en la red para tomar la lectura del consumo de cada usuario poseen pérdidas similares a las de un transformador. Existen pérdidas fijas y variables en los medidores. Debido a que las ecuaciones del método I no resultarían prácticas en éste método, simplemente se obtienen los valores de pérdidas de potencia de los datos de los fabricantes. Para obtener las pérdidas de energía simplemente se multiplica por el periodo de tiempo de estudio.

$$E_{pérd\ Medidor} = Pérd_{potencia\ Medidor} \times t \quad Ec. 4.18$$

4.3.9 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales en todo el circuito serán la suma de todas las pérdidas de los componentes que forman la red BT, aplicando el factor de corrección debido al error por hacer una separación en bloques.

$$E_{pérd T} = E_{pérd (Red+Acom)} + E_{pérd Trafo(Fijas+Var)} + E_{pérd Medidor} + error \times [E_{pérd (Red+Acom)} + E_{pérd Trafo(Fijas+Var)} + E_{pérd Medidor}] \text{ Ec. 4.19}$$

4.4. Método III. Análisis de flujo de carga con asignación de demanda máxima a cada usuario en un periodo de tiempo determinado

4.4.1 Descripción del método

Esta metodología es similar a la presentada en la *Sección 4.2*. Sin embargo en algunas empresas distribuidoras no se cuenta con el equipo de medición necesario para registrar la demanda en el transformador MT/BT, debido al costo que implica la adquisición de dicho equipo. Como consecuencia de lo anterior, muchas veces se tienen solamente los registros del consumo de cada usuario.

Con la lectura del consumo de energía que registran los medidores se puede determinar una demanda máxima de potencia individual para cada usuario, mediante la *Ecuación 1.1*.

$$F_C = \frac{\text{Demanda promedio en kW}}{\text{Demanda máxima en kW}} \rightarrow \text{Demanda máxima} = \frac{\text{Demanda promedio en kW}}{F_C}$$
$$\text{Demanda máxima} = \frac{\text{Consumo en kWh/T}}{F_C}$$

Donde

T: Período de estudio

El factor de carga residencial se puede obtener a través de un estudio de caracterización de la carga, los cuales son comunes en las empresas distribuidoras y que son aprobados por la SIGET.

En la *Tabla 4.1* se muestra el resultado del estudio de caracterización de la carga aprobado por la SIGET para la empresa distribuidora bajo estudio

CLASE	ESTRATO	Categoría Tarifaria	Dmax KW	Factor de Carga	Participacion en Valle	Participacion en Resto	Participacion en Punta	Factor de simultaneidad
RESIDENCIAL	I	R1	0.169	59.1%	16.5%	51.6%	31.9%	34.5%
	II	R2	0.271	62.7%	17.9%	51.6%	30.5%	36.7%
	III	R3	0.733	63.2%	15.5%	59.6%	24.9%	59.0%
	IV	1G	4.218	85.0%	21.9%	57.2%	20.9%	97.9%
	AP	AP	0.075	46.6%	52.4%	9.1%	38.6%	97.9%
INDUSTRIAL	GBH	GBH	14.609	65.4%	15.3%	66.5%	18.2%	81.8%
	GMH	GMH	99.235	80.2%	23.0%	58.1%	18.9%	79.9%
	MBP	MBP	20.854	91.0%	23.9%	56.7%	19.4%	100.0%
	MMH	MMH	9.217	39.0%	8.5%	66.1%	25.3%	93.9%

Tabla 4.1. Resultados finales del estudio de caracterización de la carga de la empres distribuidora bajo estudio.

4.4.2 Determinación del factor de carga global

Para determinar el valor de las pérdidas promedio de energía a partir de las pérdidas de potencia en las condiciones de demanda máxima, es necesario conocer el valor del factor de pérdidas del circuito. Para la implementación de éste método se determina el factor de pérdidas a partir de la Ecuación 4.1, es decir la expresión empírica de Buller y Woodrow.

$$F_{pérd} = xF_C + (1 - x)F_C^2$$

Por tanto, se requiere la determinación del factor de carga del transformador total. Sin la curva de carga del transformador se necesita de un cálculo aproximado del factor de carga, es posible encontrar una buena aproximación mediante la manipulación de la Ecuación 1.1 y los valores de la Tabla 4.1. Como se muestra a continuación

$$F_C = \frac{\text{Demanda promedio en kW}}{\text{Demanda máxima en kW}}$$

$$F_C = \frac{\sum(\text{Energía promedio individual}) / T}{\text{Demanda máxima en kW}} \quad \text{Ec. 4.20}$$

Donde

i : i -ésimo usuario.

F_{si} : Factor de simultaneidad del cliente i .

T : Periodo de tiempo de estudio en horas.

Al determinar el factor de carga y el factor de pérdidas, se requieren los resultados de la simulación y el análisis de flujo de carga para el circuito seleccionado bajo las condiciones de

demanda máxima. Por último se obtienen las pérdidas para demanda promedio utilizando la *Ecuación 1.6*

$$Pérd \text{ en demanda promedio en kW} = Péd \text{ en la demanda máxima en kW} \times F_{Péd}$$

Para obtener las pérdidas de energía de un intervalo de tiempo en específico se utiliza la *Ecuación 4.2*, donde se multiplican las pérdidas en la demanda promedio por el intervalo de tiempo deseado: diario, semanal, mensual, anual, etc.

$$Pérd \text{ en demanda promedio en kWh} = Péd \text{ en demanda promedio en kW} \times t$$

Donde:

t: Intervalo de tiempo equivalente en horas.

4.4.3 Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas en los transformadores se clasifican en dos partes: las pérdidas fijas y las pérdidas variables.

a) Pérdidas fijas

Las pérdidas fijas o de vacío de un transformador debido la conexión permanente se detallaron en el *Capítulo I*. Para obtener las pérdidas de energía en un intervalo de tiempo en específico se utiliza la *Ecuación 4.3*

$$E_{péd \text{ fijas}} = P_{fe} \times t$$

Donde:

$E_{péd \text{ fijas}}$: Pérdidas fijas de energía en el periodo t.

P_{fe} : Pérdidas fijas de potencia.

t: intervalo de tiempo.

b) Pérdidas variables de energía

Las pérdidas variables en el transformador dependen de la demanda, y como consecuencia, de la corriente que circula en sus devanados, mediante la *Ecuación 4.4* determina las pérdidas promedio en los devanados de un transformador

$$E_{péd \text{ CU}} = D_{\text{máx P.U}}^2 \times P_{CU} \times F_{péd} \times t$$

Donde:

$E_{pérd CU Prom}$: Pérdidas promedio de energía en los devanados del transformador.

$D_{máx P.U}^2$: Demanda máxima en el transformador en p.u.

t: intervalo de tiempo.

El valor en p.u. de la demanda máxima se obtiene dividiendo la demanda máxima obtenida para realizar la simulación entre la capacidad nominal del transformador, mediante la *Ecuación 4.5*.

$$D_{máx P.U} = \frac{D_{máx}}{\text{Capacidad nominal del transformador}}$$

4.4.4 Pérdidas de energía en las líneas y acometidas

Las pérdidas en cualquier línea que transporta energía eléctrica se establecen, según el efecto Joule, a partir del cuadrado de la corriente que circula en la sección transversal del conductor y de su resistencia eléctrica. Para determinar el nivel de pérdidas en las líneas de distribución BT y en las acometidas se debe modelar la red en el software de simulación utilizando los tipos de cables que usa en la realidad una empresa distribuidora y realizar el flujo de carga.

Las pérdidas de energía se obtienen multiplicando el nivel de pérdidas de potencia obtenido en la simulación por el factor de pérdidas y el intervalo de tiempo de estudio, empleando la *Ecuación 4.6*.

$$E_{pérd} = P_{pérd} D_{máx} \times F_{pérd} \times t$$

4.4.5 Pérdidas en los medidores

Los medidores instalados en la red para tomar la lectura del consumo de cada usuario poseen pérdidas similares a las de un transformador. Existen pérdidas fijas y variables en los medidores.

a) Pérdidas fijas

Las pérdidas fijas de potencia están dadas directamente por el fabricante de cada medidor, para obtener las pérdidas de energía se emplea la *Ecuación 4.7*.

$$E_{pérd fijas} = P_{pérd bobina de voltaje} \times t$$

b) Pérdidas variables

Las pérdidas variables de potencia en los medidores se calculan en función de la demanda mediante la *Ecuación 4.8*.

$$Pérd_{Dmáx \text{ bobina corriente}} = \left(\frac{I_{Dmáx}}{I_{Nom}} \right)^2 \times Péd_{PC}$$

Donde:

$Péd_{Dmáx \text{ bobina corriente}}$: Pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima.

$Péd_{PC}$: Pérdidas de potencia a corriente nominal (Dado por el fabricante).

$I_{Dmáx}$: Corriente que circula por el medidor en condiciones de demanda máxima.

I_{Nom} : Corriente nominal del medidor.

Las pérdidas variables de energía se calculan a partir del factor de pérdida para cada usuario, las pérdidas de potencia en demanda máxima y el período de tiempo estimado. Esto se muestra en la *Ecuación 4.9*.

$$E_{pérd \text{ variables}} = Péd_{Dmáx \text{ bobina corriente}} \times F_{pérd} \times t$$

$$E_{pérd \text{ variables}} = \left(\frac{I_{Dmáx}}{I_{Nom}} \right)^2 \times Péd_{PC} \times F_{pérd} \times t$$

4.4.6 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales de energía en todo el circuito serán la suma de todas las pérdidas de los componentes que forman la red BT, según la *Ecuación 4.10*.

$$E_{pérdT} = E_{pérd \text{ conductor}(Red+acometida)} + E_{pérd \text{ Trafo}(Fijas+variables)} \\ + E_{pérd \text{ Medidores}(Fijas+variables)}$$

4.5. Método IV. Distribución de carga horaria por consumo de kWh-mes.

4.5.1 Descripción del método

Como se mencionó anteriormente en las descripciones de los métodos I, II y III, cada metodología empleada para el cálculo de pérdidas técnicas de energía se basa en la información que se tiene de la red y de la forma de procesar los datos. Cuando se establecen promedios de datos se atenúan sus valores máximos y mínimos, por tanto según lo planteado en los tres métodos anteriores, se tienen limitaciones por la manipulación de los datos para hacer más práctico el cálculo de pérdidas de energía.

Este método, será considerado como el método exacto, con base al cual se compararán los métodos descritos anteriormente, debido que disminuye en gran medida los promedios de datos y toma datos reales para ser utilizados en los flujos de carga, realizando una mayor cantidad de simulaciones y así representar la variabilidad de la red de distribución diariamente. Además este método posee la característica de hacer una distribución de los consumos, dicha característica no se encuentra en los métodos I, II y III, éste método utiliza un software para distribuir la demanda mensual en los nodos residenciales con sus pérdidas de energía en conjunto.

Ésta metodología considera una estimación típica, utilizando valores horarios para cada día de un semana en cada flujo de carga y así tener una tendencia de la red durante un período determinado.

La manera en cómo procesar y ordenar los datos varía dependiendo del método, por esta razón cada uno de ellos posee un nivel de exactitud y un tiempo de convergencia propio para obtener el nivel de pérdidas de energía de la red.

El grado de exactitud total en las simulaciones de la red de distribución depende de la medida de qué tanto se tomen en cuenta las variaciones reales de la demanda en la red durante el periodo de estudio. Además existe una dependencia en cuanto a la calidad del proceso de ejecución de la metodología para aproximarse a las condiciones reales de operación. En los distintos niveles de tensión existen variaciones en las metodologías donde no pueden aplicarse directamente en algunos casos. La complejidad en un nivel de baja tensión es mayor que en media y alta tensión por la cantidad de elementos que componen la red en BT.

4.5.2 Distribución del consumo

La adquisición de los datos medidos del consumo de energía para una red de distribución es más accesible que la demanda de energía horaria de todos los elementos de transformación. Esto es una ventaja para la metodología planteada ya que se puede realizar una comparación de los métodos I, II, y III. Teniendo como base esta disposición de información es posible realizar la primera distribución de energía en todos los nodos.

El valor que se introducen en los nodos que conforman la red en BT, en su mayoría, son de tipo residencial y están dados en kWh-mes. En la definición de asignación de la carga para cada elemento se selecciona de acuerdo al tipo de carga. En la *Figura 4.2* se muestran algunos tipos de carga que se pueden asignar.

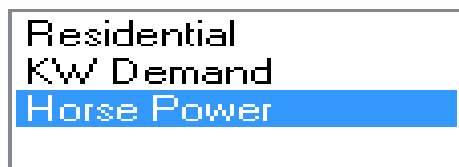


Figura 4.2. Selección del tipo de demanda de la carga.

Los datos de consumo en los nodos en BT generalmente están dados de forma mensual, por tanto el tiempo de adquisición de los datos es menor debido a que es mucho más fácil la manipulación de los datos tabulados. El consumo está dado en kWh-mes.

4.5.3 Asignación de la demanda

En cuanto a la distribución de la demanda en los nodos de los clientes en BT, se realiza a partir de la demanda del transformador MT/BT según lo indicado en la *Tabla 4.1*, donde se muestran los valores que corresponden al período de estudio de una semana (de lunes a viernes, sábado y domingo). Esta muestra es una representación típica de un período de un mes.

Hora	Demanda
SÁBADO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
DOMINGO	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX
LUNES HASTA VIERNES	
0:00	XXXX
-	-
23:00	XXXX

Tabla 4.2. Demanda de transformador en kW.

Los 3 periodos en que se dividen los datos de la semana y a su vez cada uno de estos cuentan con la división que corresponde en la medición en kW por cada hora, son los que se emplearán para las simulaciones de flujo de carga para obtener un valor representativo que muestra la variación de la demanda de cada hora de una semana en particular. La importancia de esta asignación de los datos es que toda la demanda del transformador es tratada uniformemente conforme al consumo, de esta manera los kW de todos los nodos conectados en BT no sobrepasan a los del transformador. La suma de los kW en cada nodo más la suma de las pérdidas dan como resultado la demanda del transformador MT/BT, según se expresa en la *Ecuación 4.20*.

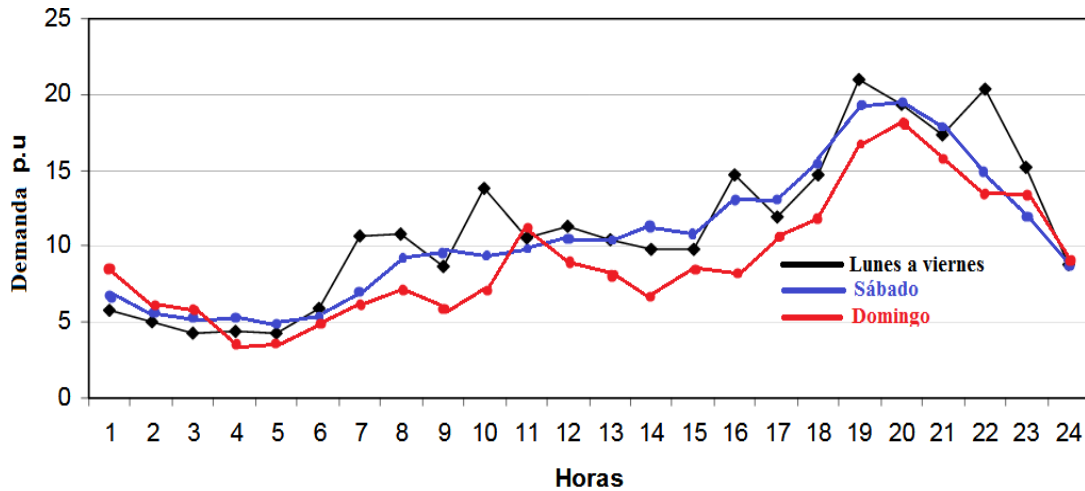
$$P_{Total} = \sum_{i=0}^n N_i + \sum P_{Pérd} \quad Ec. 4.21$$

Donde:

N : Son la cantidad de nodos residenciales.

n : Número total de los nodos.

En la *Gráfica 4.12* se muestran los datos de la demanda en kW en un transformador MT/BT para realizar los flujos de carga para cada punto que corresponde a una hora en específico.



Gráfica 4.12. Curva de carga típica de un transformador en los 7 días de la semana. ^[17]

4.5.4 Flujo de carga para el método IV

El principio de la metodología de comparación está basado en la simulación real de la variación de la demanda en la red de distribución, debido a considerar tal variación se tiene una mayor cantidad de flujos de carga que se deben simular para obtener las pérdidas de energía. La demanda se divide en tres bloques, el primero corresponde a un día de semana típico comprendido entre lunes y viernes, el segundo corresponde al día sábado, y el tercero al día domingo. Esto se hace debido que se tiene un comportamiento diferente de la demanda en cada bloque descrito según se muestra en la *Gráfica 4.12*. En total se tienen 72 simulaciones donde se realizan 72 flujos de carga, es decir, un flujo para cada hora (24 horas) que componen un día. El resumen de éste proceso se encuentra en la *Tabla 4.3*.

	Descripción del bloque	Horas	# de simulaciones de flujo de carga
Bloque 1	Un día dentro de lunes a viernes	24	24
Bloque 2	Sábado	24	24
Bloque 3	Domingo	24	24
Total		72	72

Tabla 4.3. Cantidad de simulaciones a emplear en el método IV.

En síntesis se realiza un ciclo repetitivo para cada valor de demanda en cada hora para considerar la variabilidad de la demanda diaria proyectada en una semana, de esta manera el cálculo tiene una aproximación más cercana a la realidad a cambio de un mayor tiempo de ejecución de todas las simulaciones de flujo de carga que se deben realizar.

4.5.5 Cálculo de pérdidas de energía del método IV

El valor total de las pérdidas de energía corresponde a la suma de cada uno de los flujos de carga realizado para los transformadores de la red de distribución, matemáticamente se determina utilizando la *Ecuación 4.22* que expresa la suma de cada una de las pérdidas de energía para un período de una semana, por tanto el consumo se proyecta a la demanda de un mes.

$$E_{pérd T} = \sum_{j=1}^{24} (5 \times E_{pérd Semana j} + E_{pérd Sábado j} + E_{pérd Domingo j}) \quad Ec. 4.22$$

Donde:

$E_{pérd T}$: Pérdidas de energía totales de la metodología.

$E_{pérd Semana j}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de un día de semana.

$E_{pérd sábado j}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de sábado.

$E_{pérd Domingo j}$: Pérdidas de energía por cada hora del bloque de domingo.

j: Horas que corresponden a cada flujo de carga que se realiza en cada bloque.

Las pérdidas de un día de semana que se encuentra entre lunes y viernes se multiplica por 5 debido a que ese día es una representación de los demás, es decir, si por ejemplo se seleccionan los datos del día martes, este día representará al día lunes, miércoles, jueves y viernes. El valor de P_T corresponde al valor de pérdidas de una semana. La *Ecuación 4.23* da como resultado el nivel de pérdidas de energía para un periodo de un mes.

$$Pérd_T = \sum_{i=1}^4 \left[\sum_{j=1}^{24} (5 \times Pérd_{Semana ij} + Pérd_{Sábado ij} + Pérd_{Domingo ij}) \right] \quad Ec. 4.23$$

Donde:

i: Valor correspondiente a la i-ésima semana que conforma un mes.

Para obtener los valores totales de pérdidas de energía en un mes se deben hacer los análisis de flujo de carga correspondientes a cada dato que se encuentra en las mediciones en un mes. Dichas mediciones se encuentran disponibles en los equipos de medición de las empresas distribuidoras.

En total se deben hacer 288 (4 x 24 x 3) simulaciones por cada muestra seleccionada.

4.5.6 Alternativa para el método IV

Debido a la gran cantidad de simulaciones que se requieren en este método para la determinación de las pérdidas, no resulta nada práctico su implementación en redes de distribución en BT, sobre todo porque en las empresas distribuidoras se utiliza muestreo estadístico para modelar toda la red de BT por la gran cantidad de nodos que ésta posee. En el caso de una empresa distribuidora moderadamente pequeña, se requiere en promedio, modelar alrededor de 10 transformadores. Es decir que para un período de estudio de pérdidas de 15 días se requerirían 1,440 simulaciones para tal fin.

A continuación se presenta una forma alternativa aproximada de encontrar las pérdidas de energía, sin necesidad de realizar una gran cantidad de simulaciones de flujo de carga; en cambio, se realizan unas cuantas manipulaciones de las relaciones que existen entre las variables y parámetros eléctricos para el cálculo de pérdidas y de una sola simulación de flujo de carga. La finalidad del método IV es encontrar las pérdidas tomando en cuenta la variabilidad de la demanda en cada intervalo de tiempo. Sin embargo esta alternativa cumple con dicha condición solamente utilizando los valores de pérdidas en una condición cualquiera del sistema.

a) Análisis y deducción de la alternativa para el método IV

En el *Capítulo I* se observó que el valor de las pérdidas de potencia en un elemento conductor con resistencia R , las cuales representan pérdidas variables en un sistema de potencia, está dado por la *Ecuación 1.9*

$$P_{pérd} = I^2 \times R$$

En las condiciones de demanda máxima podemos expresar la *Ecuación 1.9* de la siguiente manera

$$P_{pérd\ Dmáx} = I_{Dmáx}^2 \times R \quad \text{Ec. 4.24}$$

Además la corriente en un sistema monofásico se puede expresar de la siguiente manera

$$I = \frac{S}{V} = \frac{P \times \cos \phi}{V}$$

Entonces la *Ecuación 4.24* se puede expresar de la siguiente manera

$$P_{pérd\ Dmáx} = \left(\frac{P_{Dmáx} \times \cos \phi_{Dmáx}}{V_{Dmáx}} \right)^2 \times R \quad \text{Ec. 4.25}$$

Si se hace una relación entre las pérdidas en condiciones de demanda máxima con las pérdidas en cualquier condición del sistema se tiene

$$\frac{P_{pérd\ Dmáx}}{P_{pérd\ i}} = \frac{\left(\frac{P_{Dmáx} \times \cos \phi_{Dmáx}}{V_{Dmáx}}\right)^2 \times R}{\left(\frac{P_i \times \cos \phi_i}{V_i}\right)^2 \times R} \quad Ec. 4.26$$

Además si se considera que la tensión es aproximadamente constante e independiente de la demanda, y tomando en cuenta que la resistencia del sistema permanece aproximadamente constante; es decir, es independiente de la temperatura, la cual varía en función de la corriente y por tanto de la demanda, es posible expresar la *Ecuación 4.26* de la siguiente manera

$$\frac{P_{pérd\ Dmáx}}{P_{pérd\ i}} = \frac{P_{Dmáx}^2 \times \cos^2 \phi_{Dmáx}}{P_i^2 \times \cos^2 \phi_i}$$

Finalmente para la implementación de éste método se reescribe la *Ecuación 4.26* como

$$P_{pérd\ i} = \frac{P_i^2 \times \cos^2 \phi_i}{P_{Dmáx}^2 \times \cos^2 \phi_{Dmáx}} \times P_{pérd\ Dmáx} \quad Ec. 4.27$$

Donde:

$P_{pérd\ i}$: Pérdidas variables de potencia en el sistema en una condición i .

P_i : Demanda en el sistema en una condición i .

$\cos \phi_i$: Factor de potencia del sistema en una condición i .

$P_{Dmáx}$: Demanda máxima coincidente del sistema.

$\cos \phi_{Dmáx}$: Factor de potencia del sistema en la condición de demanda máxima.

$P_{pérd\ Dmáx}$: Pérdidas variables de potencia en el sistema en la condición de demanda máxima.

La *Ecuación 4.27* demuestra que se puede tomar en cuenta la variación de las pérdidas de potencia debido a la variación de la demanda en cada hora o incluso en cada intervalo de medición del equipo instalado (normalmente 15 min.), a partir de diversos parámetros medibles del sistema en las condiciones de demanda máxima, y lo más importante, a partir de las pérdidas de potencia en la condición de demanda máxima, el cual requiere un flujo de carga solamente.

4.6. Software de simulación

4.6.1 Descripción software WindMil

Existen muchos software de simulación para modelar redes de distribución para realizar los diversos estudios de flujo de carga, análisis de falla y estabilidad. Los más conocidos en muchos

países son Power Factory, WindMil, PSS/E, ETAP, CYMDIST, etc. Para la implementación en un futuro de los métodos descritos en el presente trabajo, se utilizará Windmil

Windmil es un programa de modelado eléctrico de la compañía Milsoft que brinda muchas herramientas de ingeniería para modelar y analizar sistemas eléctricos de distribución. Los análisis de flujo de carga y la determinación de las pérdidas de potencia se realizarán con esta poderosa herramienta. Las ventajas que ofrece éste software son muchas, como la capacidad de modelar las estructuras de una red con esquemas gráficos fáciles de entender, exportación de archivos a Excel, y facilidad en la introducción de los parámetros de los componentes en el sistema, etc. En la *Figura 4.3* un logo de éste software de simulación.



Figura 4.3. Software de simulación WindMil de Milsoft.

4.6.2 Descripción del software PowerFactory

PowerFactory es un software de simulación utilizado para aplicaciones y diversos análisis de sistemas de generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Es uno de los software más potentes que se encuentran para el análisis de sistemas de potencia.

El uso que se le ha dado a este software de simulación en este trabajo se ha orientado a sistemas de distribución en baja tensión. PowerFactory cuenta con los recursos para modelar las diferentes tecnologías de un sistema de distribución, sea monofásico, bifásico o trifásico, con tipos de redes radiales, en anillo, enmallado, etc.



Figura 4.4. Software de simulación DigSILENT PowerFactory.

El estudio realizado y desarrollado en este trabajo, se basó en simulaciones realizadas en el software de simulación WindMil versión estudiantil. La razón de utilizar DigSILENT powerFactory para un transformador se debe a las potentes herramientas de las que este dispone, en especial una que se necesita para poder implementar el presente método sin invertir meses en un solo modelo. El software es capaz de realizar simulaciones en una especie de “barrido” en cada intervalo de tiempo que el usuario especifique, ya sea 15 minutos, 1 hora, 1 día, etc. Sin necesidad de introducir los datos de las mediciones, correr un flujo de carga y generar un reporte para cada uno de ellos. En cambio, las mediciones se introducen por medio de una tabla y los diferentes parámetros que resultan del flujo de carga se obtienen para todas las horas en forma gráfica y de tabla.

CAPITULO V: DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA DE LOS CIRCUITOS QUE COMPONEN LA RED DE BAJA TENSIÓN

5.1. Introducción

Según lo establecido en el Anexo 2 del Acuerdo N° 587-E-2012 descrito en el *Capítulo III* de éste trabajo, la selección de una muestra que represente la red completa se realiza mediante un proceso de estratificación y una selección aleatoria de un universo. A continuación se presentan los resultados de aplicar este proceso de muestreo sobre la base de datos de la empresa distribuidora bajo estudio.

5.2. Base de datos general de clientes residenciales en BT

La base de datos de los usuarios finales de la empresa distribuidora se ordena según el transformador al que están conectados, el tipo de tarifa y su consumo de energía anual, además de otros parámetros, tal como se muestra en la *Tabla 5.1*.

CODUNICO	kWh anual	Tipo de tarifa	No_Trafo	Clasifi_Serv	Voltaje de serv	NODO	Casa	Poligono	Colonia	Capacidad KVA	Demanda máxima no coincidente	Demanda máxima coincidente
C1	15	R1	T 2	R	240					37.5	0.002897341	0.000999583
C2	16	R1	T 2	R	240					37.5	0.003090497	0.001066222
C3	16	R1	T 2	R	120					37.5	0.003090497	0.001066222
C4	40	1G	T 2	R	120					37.5	0.005372012	0.0052592
C5	59	R1	T 2	R	240					37.5	0.01139621	0.003931692
C6	65	1G	T 2	R	120					37.5	0.008729519	0.008546199
C7	99	R1	T 2	R	240					37.5	0.019122453	0.006597246
C8	216	R1	T 2	R	240					37.5	0.041721716	0.014393992
C9	254	R1	T 2	R	120					37.5	0.049061648	0.016926268
C10	300	R1	T 2	R	240					37.5	0.057946828	0.019991656
C11	32	R1	T 2	R	120					37.5	0.006180995	0.002132443
C12	418	R1	T 2	R	240					37.5	0.080739247	0.02785504
C13	426	R1	T 2	R	240					37.5	0.082284496	0.028388151
C14	431	R1	T 2	R	240					37.5	0.083250276	0.028721345
C15	442	R1	T 2	R	240					37.5	0.085374993	0.029454373
C16	524	R1	T 2	R	240					37.5	0.101213793	0.034918759
C17	47	R1	T 2	R	120					37.5	0.009078336	0.003132026
C18	591	R1	T 2	R	240					37.5	0.114155251	0.039383562
C19	658	R1	T 2	R	120					37.5	0.127096709	0.043848365

Tabla 5.1. Base de datos de usuarios residenciales de la empresa bajo estudio.

5.3. Universo

El universo está conformado por 366 transformadores presentes en la red de distribución en baja tensión que pertenece a la empresa distribuidora bajo estudio. La mayoría de estos transformadores están ubicados en la zona paracentral del país.

5.4. Variable de estratificación

Los estratos serán conformados tomando como base una variable de estratificación, para la cual se ha seleccionado el momento de consumo definido como

$$M_{Ci} = \text{Energía consumida}_i \times \text{km de conductor}_i \quad \text{Ec. 5.1}$$

i : Número de circuito o transformador.

M_{Ci} : Momento de consumo del transformador i .

Se toma como variable de estratificación el momento de consumo debido a que éste parámetro involucra implícitamente al nivel de pérdidas debido al efecto Joule I^2R .

5.5. Tamaño de la muestra y asignación

El tamaño de la muestra sin ajuste por población finita está dado por la expresión que se define en la *Ecuación 5.2*.

$$n_o = \frac{Z^2 * \sum(W_j * S_j^2)}{D^2 * \bar{y}^2} \quad Ec. 5.2$$

Y el ajuste por población finita está dado por la *Ecuación 5.3*.

$$n = \frac{n_o}{1 + \left(\frac{n_o}{N}\right)} \quad Ec. 5.3$$

Donde:

Z : Valor de la normal estandarizada, correspondiente a cada nivel de confianza.

D : Precisión relativa deseada.

S_j : Desvío estándar del momento de consumo del estrato j .

\bar{y} : Promedio del momento de consumo.

W_j : Factor de ponderación del estrato j definido como:

$$W_j = \frac{N_j}{N} \quad Ec. 5.4$$

N : Población total (cantidad total de circuitos).

N_j : Cantidad de circuitos del estrato j .

La asignación del estrato se realiza conforme a la *Ecuación 5.5*.

$$n_j = n * W_j \quad Ec. 5.5$$

Donde:

n_j : Tamaño de la muestra que corresponde al estrato j .

La precisión relativa mínima recomendada es de +/- 5%, por tanto, se selecciona un valor de +/- 10%. El nivel de confianza está fijado en 95%.

5.6. Cantidad de estratos

La cantidad de estratos se define de tal manera que se reduzca el coeficiente variación del momento de consumo, el intervalo recomendado es de 2 a 10. En este estudio se definieron 3 estratos.

5.7. Límite de los estratos

El límite de los estratos lo define un valor correspondiente al momento de consumo, a continuación en la *Tabla 5.2* se muestran los límites para cada uno de los 3 estratos definidos.

Nº de Estrato	Estrato i	Estrato f
I	1	50,000
II	50,001	75,000
III	75,001	200,000

Tabla 5.2. Límites de los 3 estratos definidos para el proceso de muestreo.

5.8. Determinación del estrato al que pertenece cada transformador

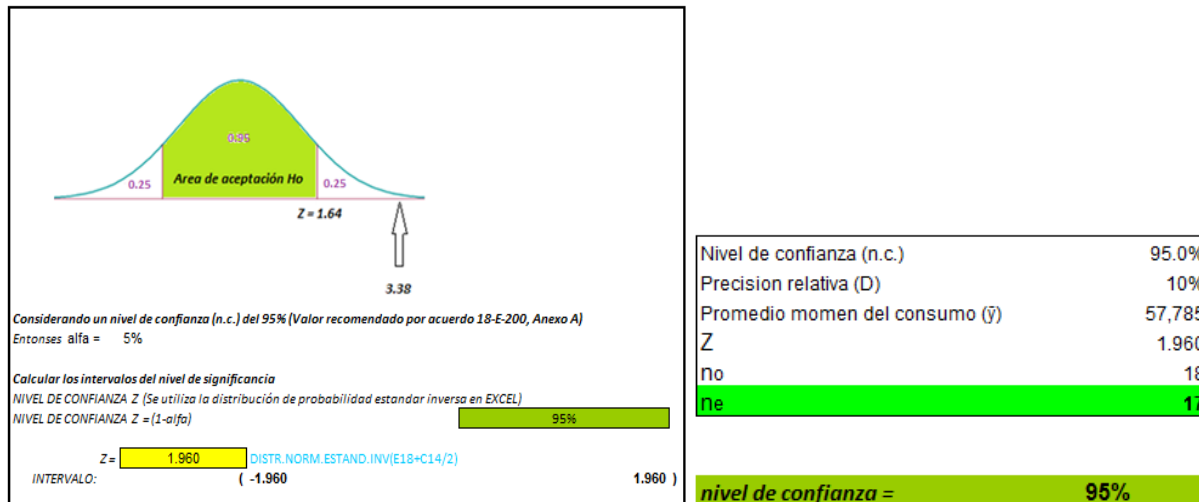
Para la clasificación de los transformadores y poder asignarlos al estrato correspondiente, se construyó la siguiente tabla agrupando los circuitos.

No_Trafo	Nº de Usuarios	kWh anual	kWh AP anual	KWh Total	km Long del ckto	Momento Consumo (kWh/m)	Demanda máxima no coincidente (K)	Demanda máxima coincidente (K)	Factor de coincidencia	Propiedad del ckto	Clasifi Serv	No Conductores	FASE	KVA	Calibre de conductor	Clasificacon estrato
T1	39	57,226	6,062	63,288	0.1974	12,493	9.50	5.53	0.58	D	R	2	A	37.5	2/0 ALFP	I
T2	6	74,663	218	74,881	0.0231	1,726	10.03	9.82	0.98	D	R	2	A	75.0	2/0 ALFP	I
T3	35	45,294	6,896	52,290	0.2977	15,565	8.29	3.60	0.43	D	R	2	B	37.5	2/0 ALFP	I
T4	26	49,232	1,692	50,924	0.1730	8,812	9.02	4.25	0.47	D	R	2	C	37.5	2/0 ALFP	I
T5	28	61,310	4,565	65,875	0.1584	10,432	11.15	5.35	0.48	D	R	2	C	37.5	2/0 ALFP	I
T6	19	23,382	2,995	26,377	0.1922	5,071	4.34	1.96	0.45	D	R	2	B	37.5	2/0 ALFP	I
T7	15	17,495	3,043	20,538	0.1157	2,376	3.21	1.48	0.46	D	R	2	C	37.5	2/0 ALFP	I
T8	1	2,150	0	2,150	0.0370	80	0.29	0.28	0.98	D	R	2	AB	50.0	2/0 ALFP	I
T9	47	89,844	0	89,844	0.3139	28,198	16.41	7.74	0.47	D	R	2	A	50.0	2/0 ALFP	I
T10	70	157,962	1,474	159,436	0.2753	43,900	26.50	15.25	0.58	D	R	2	C	50.0	1/0 ALFP	I
T11	111	123,956	7,534	131,490	0.4587	60,308	23.12	9.00	0.39	D	R	2	C	50.0	2/0 ALFP	II
T12	186	205,066	13,226	218,292	0.4556	99,458	38.24	14.77	0.39	D	R	2	A	50.0	2/0 ALFP	III
T13	79	83,541	5,671	89,212	0.2993	26,697	15.59	6.21	0.40	D	R	2	A	37.5	2/0 ALFP	I
T14	50	53,889	4,495	58,384	0.2017	11,774	10.15	3.74	0.37	D	R	2	A	37.5	2/0 ALFP	I
T15	67	124,409	12,254	136,663	0.3207	43,831	21.41	11.66	0.54	D	R	2	C	37.5	2/0 ALFP	I
T16	129	127,553	9,821	137,374	0.5483	75,328	24.00	8.87	0.37	D	R	2	C	50.0	2/0 ALFP	III
T17	113	119,936	8,299	128,235	0.4561	58,493	22.27	8.65	0.39	D	R	2	C	37.5	2/0 ALFP	II
T18	57	144,882	14,074	158,956	0.2997	47,634	26.07	14.06	0.54	D	R	2	C	50.0	2/0 ALFP	I
T19	65	74,478	5,890	80,368	0.2850	22,905	13.89	5.40	0.39	D	R	2	B	37.5	2/0 ALFP	I
T20	63	67,096	4,469	71,565	0.2914	20,855	12.47	4.66	0.37	D	R	2	B	50.0	2/0 ALFP	I
T21	19	25,807	3,756	29,563	0.1699	5,023	4.78	1.84	0.39	D	R	2	A	37.5	1/0 ALFP	I
T22	73	96,308	9,756	106,064	0.5587	59,253	17.84	7.48	0.42	D	R	2	B	50.0	1/0 ALFP	II
T23	36	51,634	1,889	53,523	0.1191	6,375	9.52	4.05	0.43	D	R	2	B	37.5	1/0 ALFP	I
T24	21	21,203	2,628	23,831	0.1239	2,954	3.99	1.41	0.35	D	R	2	B	25.0	1/0 ALFP	I

Tabla 5.3. Agrupación de circuitos de baja tensión pertenecientes a la distribuidora Ex.

5.9. Resultados del proceso de muestreo

Los resultados de aplicar esta metodología para la determinación de la muestra sobre la base de datos que posee la distribuidora son los siguientes.



Nº de Estrato	Estrato i	Estrato f	f	We	Se	Se^2	Promedio	ne
I	1	50,000	292	90.1%	11,912	141906,880	12,266	15.0
II	50,001	75,000	20	6.2%	5,517	30439,891	62,808	1.0
III	75,001	200,000	12	3.7%	27,906	778734,741	98,280	1.0
Total			324	100.0%	45,336	951081,513	57,785	17.0

Tabla 5.4. Resultados del proceso de muestreo.

5.10. Selección aleatoria de transformadores para ser parte de la muestra

El proceso de selección de los transformadores en cada estrato fue de manera aleatoria o aleatoria. Se siguió un algoritmo de selección para cada estrato y así reducir el grado de subjetividad.

El procedimiento se realizó en una hoja de Excel donde se enlistaron los transformadores de cada estrato, seguidamente se calculó la proporción de la cantidad de veces que una muestra se repetiría dentro de la totalidad del su estrato correspondiente, o en otras palabras, la cantidad de transformadores que podrían ser seleccionados para ser parte de la enésima muestra.

A continuación se muestra dicho proceso para los 3 estratos. Los transformadores marcados en color amarillo son los que se seleccionaron en el proceso.

a) Estrato I

Nº de Estrato	ne	Nº de Trafos de la muestra	Nº de repeticiones
I	15.0	292	19
II	1.0		
III	1.0		
Total muestra	17.0		

Tabla 5.5. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato I.

Concatenar	N°	Cod de Trafo	Estrato	Numero de muestra	Repeticiones de la muestra
11	1	T3	I	1	1
12	2	T4	I	1	2
13	3	T8	I	1	3
14	4	T9	I	1	4
15	5	T11	I	1	5
16	6	T13	I	1	6
17	7	T16	I	1	7
18	8	T19	I	1	8
19	9	T20	I	1	9
110	10	T23	I	1	10
111	11	T35	I	1	11
112	12	T36	I	1	12
113	13	T38	I	1	13
114	14	T44	I	1	14
115	15	T51	I	1	15
116	16	T52	I	1	16
117	17	T53	I	1	17
118	18	T55	I	1	18
119	19	T56	I	1	19
21	20	T58	I	2	1
22	21	T60	I	2	2
23	22	T61	I	2	3
24	23	T62	I	2	4
25	24	T64	I	2	5
26	25	T65	I	2	6
27	26	T66	I	2	7
28	27	T67	I	2	8
29	28	T69	I	2	9
210	29	T71	I	2	10
211	30	T72	I	2	11
212	31	T73	I	2	12

Tabla 5.6. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra del estrato I.

A continuación se muestra la lista de los transformadores seleccionados para ser parte de la muestra que representa al estrato I.

N°	opcion 1: 9	
	N Aleatorio	N Trafo
1	19	T 20
2	29	T 69
3	39	T 91
4	49	T121
5	59	T 157
6	69	T 200
7	79	T 236
8	89	T 312
9	99	T 353
10	109	T 409
11	119	T 056
12	129	T 512
13	139	T 544
14	149	T 602
15	159	T 718

Tabla 5.7. Lista de transformadores que componen la muestra del estrato I.

b) Estrato II

N° de Estrato	ne	N° de Trafos de la muestra	N° de repeticiones
I	15.0		
II	1.0	20	20
III	1.0		
Total muestra		17.0	

Tabla 5.8. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato II.

Concatenar	N°	Cod de Trafo	Estrato	Numero de muestra	Repeticiones de la muestra
11	1	T 20	II	1	1
12	2	T 26	II	1	2
13	3	T 42	II	1	3
14	4	T 54	II	1	4
15	5	T 101	II	1	5
16	6	T 210	II	1	6
17	7	T 213	II	1	7
18	8	T 214	II	1	8
19	9	T 254	II	1	9
110	10	T 265	II	1	10
111	11	T 269	II	1	11
112	12	T 276	II	1	12
113	13	T 302	II	1	13
114	14	T 304	II	1	14
115	15	T 306	II	1	15
116	16	T 346	II	1	16
117	17	T 496	II	1	17
118	18	T 497	II	1	18
119	19	T 700	II	1	19
120	20	T 7009	II	1	20

Tabla 5.9. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra del estrato II.

El transformador seleccionado se muestra en la *Tabla 5.10*.

opcion 1:		
N°	N Aleatorio	N Trafo
1	110	T 265

Tabla 5.10. Transformador seleccionado para conformar la muestra del estrato II.

c) Estrato III

N° de Estrato	ne	N° de Trafos de la muestra	N° de repeticiones
I	15.0		
II	1.0		
III	1.0	12	12
Total muestra	17.0		

Tabla 5.11. Cálculo de bloques y repeticiones de una muestra dentro del estrato III.

Concatenar	N°	Cod de Trafo	Estrato	Numero de muestra	Repeticiones de la muestra
11	1	T 31	III	1	1
12	2	T 41	III	1	2
13	3	T 126	III	1	3
14	4	T 211	III	1	4
15	5	T 212	III	1	5
16	6	T 250	III	1	6
17	7	T 277	III	1	7
18	8	T 282	III	1	8
19	9	T 326	III	1	9
110	10	T 327	III	1	10
111	11	T 340	III	1	11
112	12	T 407	III	1	12

Tabla 5.12. Selección aleatoria a la mitad del enésimo bloque que está contenido en la muestra del estrato III.

El transformador seleccionado se muestra en la *Tabla 5.13*.

	opcion 1: 10	
N°	N Aleatorio	N Trafo
1	16	T 250

Tabla 5.13. Transformador seleccionado para conformar la muestra del estrato III.

La lista de los transformadores que conforman la muestra y a los que se les instaló el respectivo equipo de medición se presenta en la siguiente tabla.

Número	N° Trafo	N° De estrato	Colonia
1	T20	Estrato I	-----
2	T69	Estrato I	-----
3	T91	Estrato I	-----
4	T121	Estrato I	-----
5	T157	Estrato I	-----
6	T200	Estrato I	-----
7	T236	Estrato I	-----
8	T312	Estrato I	-----
9	T353	Estrato I	-----
10	T409	Estrato I	-----
11	T56	Estrato I	-----
12	T512	Estrato I	-----
13	T544	Estrato I	-----
14	T602	Estrato I	-----
15	T177	Estrato I	-----
16	T265	Estrato II	-----
17	T250	Estrato III	-----

Tabla 5.14. Listado completo de transformadores a medir.

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE FLUJO Y DISTRIBUCIÓN DE CARGA EN CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA DE UN PERIODO DE TIEMPO DETERMINADO. APLICACIÓN Y RESULTADOS

6.1. Introducción

En la *Sección 4.2* del *Capítulo IV* se hizo una descripción de la metodología empleada para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de BT, mediante los análisis de flujo de carga en las condiciones de demanda máxima en el sistema, usando el factor de carga y el factor de pérdidas. En éste capítulo se muestran los resultados de la aplicación de dicho método en los transformadores que conforman la muestra de los circuitos en BT determinada en el *Capítulo V*. Además se hace una extrapolación a partir de los resultados obtenidos con la muestra, para estimar el nivel de pérdidas en toda la red de BT de la empresa distribuidora.

La simulación se realiza con base a una distribución de carga en condiciones de demanda máxima y al consumo de energía de cada usuario residencial en kWh.

6.2. Información necesaria para aplicar el método I

- Definir el período de estudio.
- Descarga de las mediciones de la demanda para cada transformador que compone la muestra representativa en BT.
- Consumo de energía mensual de los usuarios residenciales conectados a los transformadores de la muestra.
- Diagrama unifilar de los circuitos de BT de la muestra, con especificaciones técnicas del conductor usado para distribución secundaria y acometidas, transformador MT/BT, y medidores.

6.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra

Las mediciones se realizaron en un periodo de 15 días, estas mediciones registran el consumo de energía en un intervalo de 15 minutos, registrando el valor promedio en ese intervalo de tiempo. Al obtener las descargas de las mediciones se deben procesar las mediciones para obtener la potencia en cada cuarto de hora a partir de las mediciones de energía.

Para calcular los valores de potencia a partir de los registros de energía se utiliza la *Ecuación 6.1*.

$$Potencia = \frac{Energía\ registrada}{0.25} \times a_{TC} \quad Ec. 6.1$$

Donde:

a_{TC} : Relación de transformación del transformador de corriente instalado para medición.

En la *Tabla 6.1* Se muestran los registros de la demanda para cada uno de los transformadores que conforman la muestra.

Mediciones de la demanda en kW de la muestra en BT											
Fecha	Hora	T20	T56	T69	T91	T121	T353	T409	T512	T544	T602
12/08/2017	16:15:00	10.536	3.624	5.976	11.052	4.68	10.824	14.868	0.324	6.72	1.2
12/08/2017	16:30:00	11.928	3.792	5.436	11.088	4.824	10.656	13.968	0.9	5.592	0.984
12/08/2017	16:45:00	13.008	3.576	5.58	12.528	4.56	11.112	16.2	0.432	5.352	0.888
12/08/2017	17:00:00	11.592	3.528	5.688	12.564	4.8	10.848	16.164	0.108	5.448	1.464
12/08/2017	17:15:00	11.4	3.36	5.112	12.6	4.584	9.84	14.76	0.54	5.328	1.632
12/08/2017	17:30:00	10.536	3.672	5.724	10.8	4.536	9.744	14.796	1.08	5.088	1.2
12/08/2017	17:45:00	12.096	4.032	5.472	10.692	4.584	10.344	14.904	1.62	4.824	1.056
12/08/2017	18:00:00	11.808	4.488	5.184	10.296	4.584	10.008	15.624	0.972	4.92	1.752
12/08/2017	18:15:00	12.648	4.104	5.076	10.656	4.68	10.032	16.236	0.432	5.496	2.376
12/08/2017	18:30:00	13.272	4.8	4.644	10.62	5.52	9.936	16.776	1.188	6.408	2.472
12/08/2017	18:45:00	10.92	4.608	5.616	10.224	5.544	10.728	18.9	0.864	6.36	2.496
12/08/2017	19:00:00	11.112	5.472	5.832	10.404	5.688	11.184	19.368	1.692	7.296	3.312
12/08/2017	19:15:00	11.208	5.112	5.328	10.584	5.88	10.704	19.8	1.98	7.2	3.12
12/08/2017	19:30:00	11.28	5.184	6.084	10.944	5.64	10.92	20.88	1.512	7.608	3.192
12/08/2017	19:45:00	10.536	5.112	6.228	11.952	5.856	11.472	20.268	2.268	8.088	3.072
12/08/2017	20:00:00	10.992	5.352	6.804	12.276	6.504	13.488	19.836	1.296	8.688	3.072
12/08/2017	20:15:00	9.624	6.096	7.164	12.996	6.816	14.232	20.304	3.168	8.4	3.408
12/08/2017	20:30:00	9.384	5.064	7.452	12.888	6.792	13.464	20.88	1.692	8.64	4.632
12/08/2017	20:45:00	8.52	5.448	7.92	12.816	6.744	13.56	21.6	1.656	9	4.056

Tabla 6.1. Registro de la demanda en cada transformador de la muestra en baja tensión.

A partir de los datos de las mediciones se puede obtener la demanda máxima y el factor de carga para cada transformador MT/B. Asimismo, se puede determinar la energía que se entregó en cada uno. En la *Tabla 6.2* se muestran dichos parámetros para una parte de la muestra.

	T20	T56	T69	T91	T121	...	T544	T602
Demanda Máxima (kW)	19.42	6.53	9.43	14.76	6.91	...	10.58	6.07
FC	0.53	0.64	0.54	0.64	0.74	...	0.52	0.43
Energía quincenal (kWh/q)	3,676.02	1,508.26	1,833.04	3,410.18	1,840.62	...	1,987.65	939.23
Energía mensual (kWh/mes)	7,352.04	3,016.52	3,666.08	6,820.36	3,681.24	...	3,975.30	1,878.46

Tabla 6.2. Demanda máxima, factor de carga y energía suministrada de algunos transformadores que componen la muestra.

6.4. Determinación de las pérdidas en condiciones de demanda máxima

6.4.1 Construcción del diagrama en WindMil

Éste método solamente requiere de un flujo de carga por cada modelo de transformador. Debido a que la muestra de circuitos en BT lo componen 17 transformadores, en total se aplicaron 17 flujos de carga, uno por cada transformador, en la condición de demanda máxima. En la *Figura 6.1* se muestra el modelo para un transformador construido en WindMil.

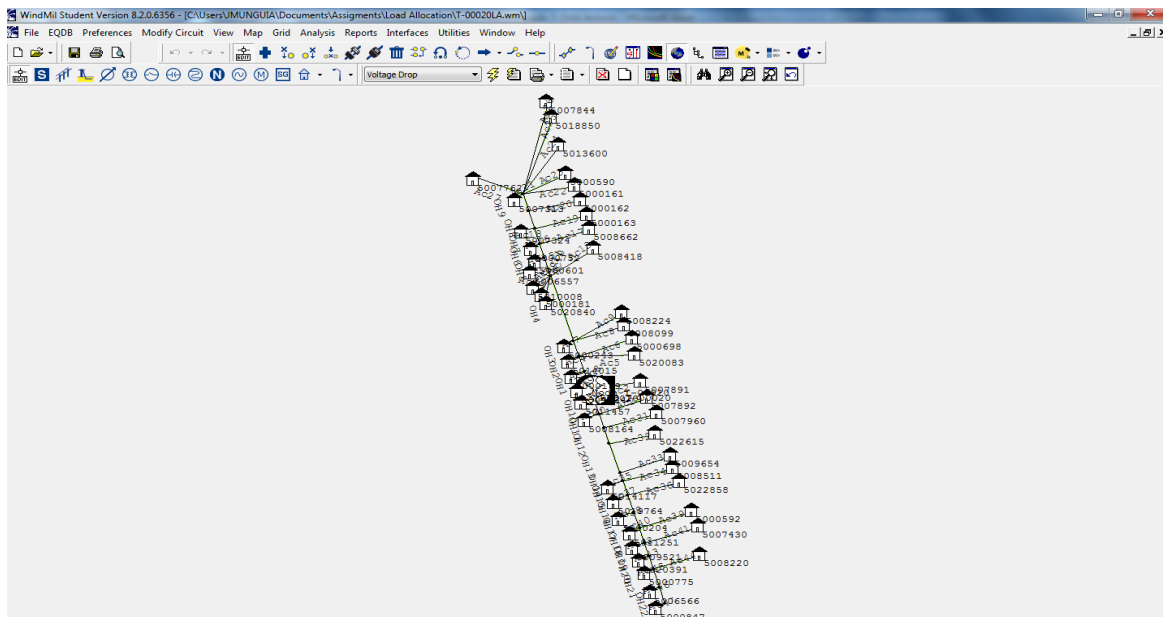


Figura 6.1. Modelo de un circuito MT/BT construido en WindMil.

Cada modelo se construyó a partir de una plantilla gráfica correspondiente a cada transformador de la muestra, esta plantilla contiene la forma de cómo se ha distribuido la carga aguas debajo del transformador, además de las distancias de los conductores que conforman la red de distribución secundaria y las acometidas. Esta plantilla se exporta del programa AutoCAD, y se importa en el software de simulación Windmil.

En la *Figura 6.2* se muestra una sección de la plantilla a partir de la cual se construyó el modelo de la *Figura 6.1*.

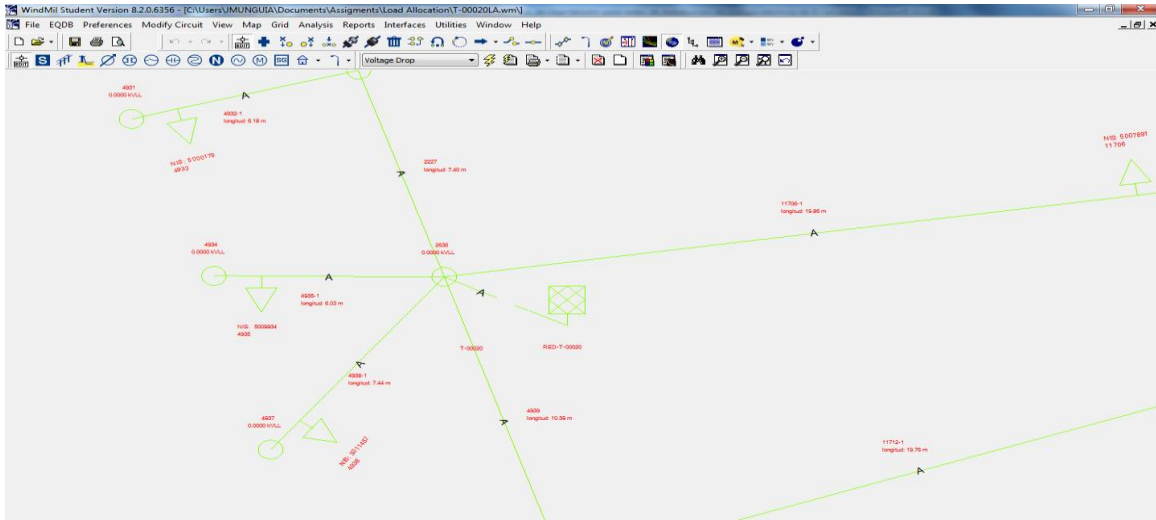


Figura 6.2. Plantilla exportada de AutoCAD e importada en WindMil.

6.4.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT

Los alimentadores en donde están conectados los transformadores MT/BT lo componen los conductores destinados para distribución en un nivel de media tensión, debido a que éste trabajo solo está enfocado a las pérdidas en un nivel de baja tensión no se modelan dichos conductores, en lugar de ello, se colocó una fuente ideal conectada directamente al transformador a un nivel de tensión nominal. La variación en la regulación de tensión se modeló en los bornes secundarios del transformador, esto provoca un pequeño grado de error, ya que en la realidad la tensión en los alimentadores en MT generalmente es menor que la tensión nominal y se realiza un ajuste en el tap del transformador. En la *Figura 6.3* se muestra el esquema inicial para cada modelo.

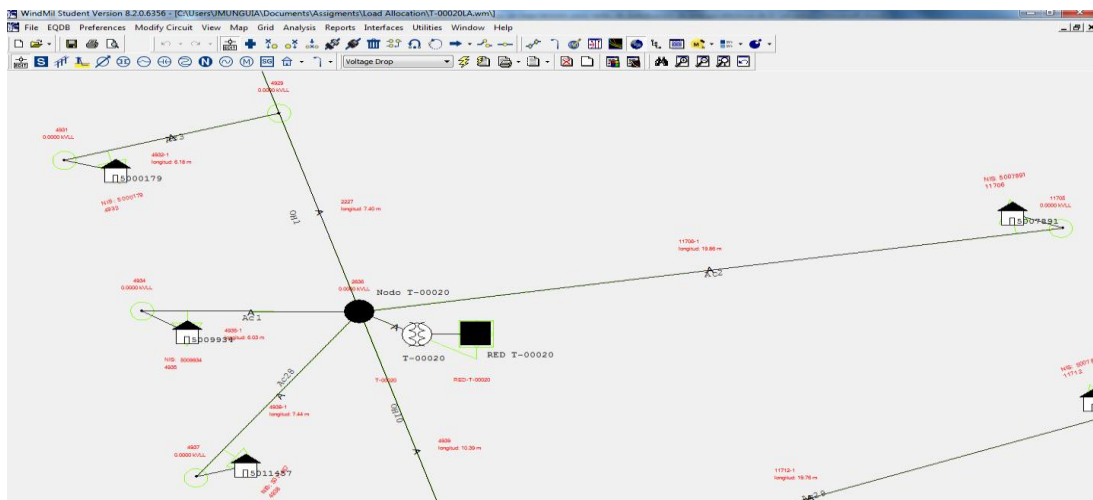


Figura 6.3. Alimentador MT modelado como fuente que alimenta un transformador.

La *Figura 6.4* muestra la ventana para introducir la tensión nominal en la fuente que alimenta el transformador.

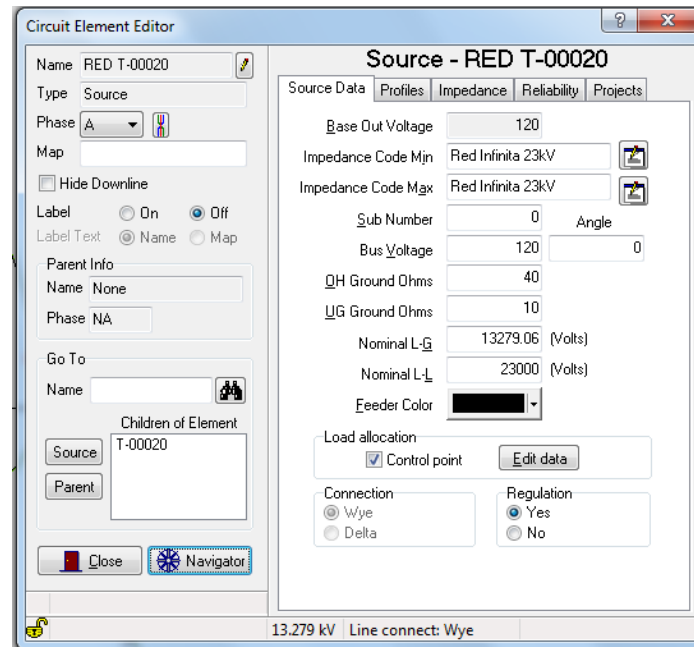


Figura 6.4. Ventana para introducir los parámetros a una fuente de tensión en WindMil.

6.4.3 Introducción de parámetros de los transformadores MT/BT

Los valores a introducir en WindMil para un transformador para un estudio de flujo de carga son básicamente:

- El tipo de transformador (Monofásico o trifásico)
- La capacidad nominal.
- El porcentaje de impedancia.
- La relación X/R.
- Las pérdidas en vacío.
- La tensión nominal secundaria.
- Tipo de conexión.

En la *Figura 6.5* se muestran las ventanas para introducir estos parámetros.

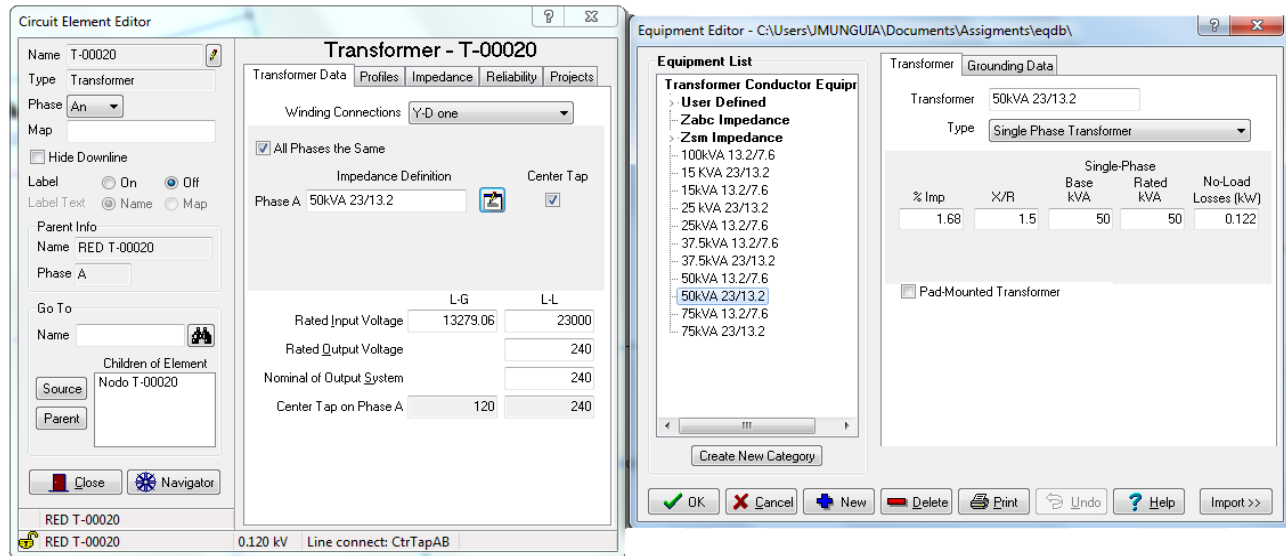


Figura 6.5. Ventana para introducir los parámetros a un transformador en WindMil.

6.4.4 Introducción de parámetros en las líneas de distribución secundaria y acometidas

Al construir el modelo de cada transformador se deben colocar los conductores que transportan la energía hasta los usuarios finales, de la información disponible de la base de datos en cada transformador se tiene el calibre de conductor y el tipo para las líneas de distribución secundaria y para acometidas. Además WindMil tiene un apartado donde se especifican las alturas y las distancias entre los conductores. En la Figura 6.6 se muestra ventana general de los parámetros de una sección de conductor.

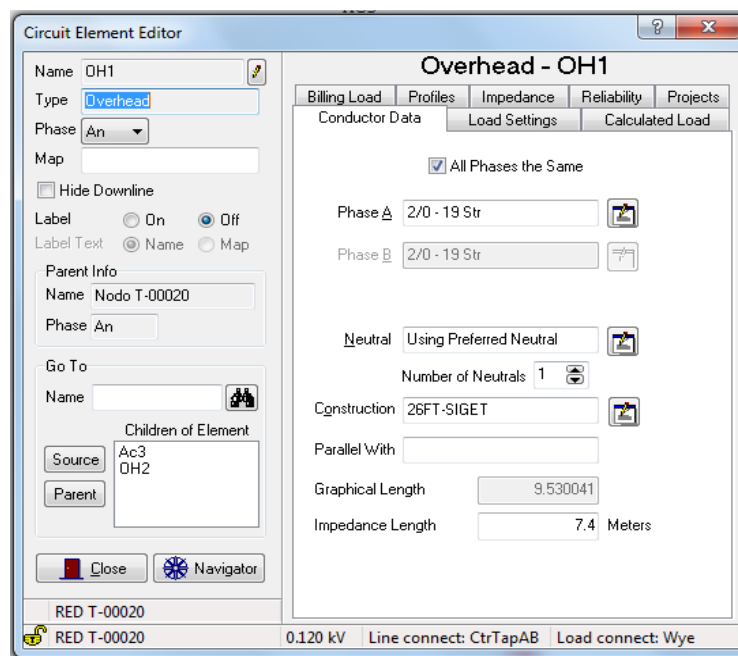


Figura 6.6. Ventana general de los parámetros de una sección de conductor en WindMil.

La ventana para seleccionar el conductor entre todos los que se encuentran disponibles en la librería de WindMil se muestra a continuación en la *Figura 6.7*.

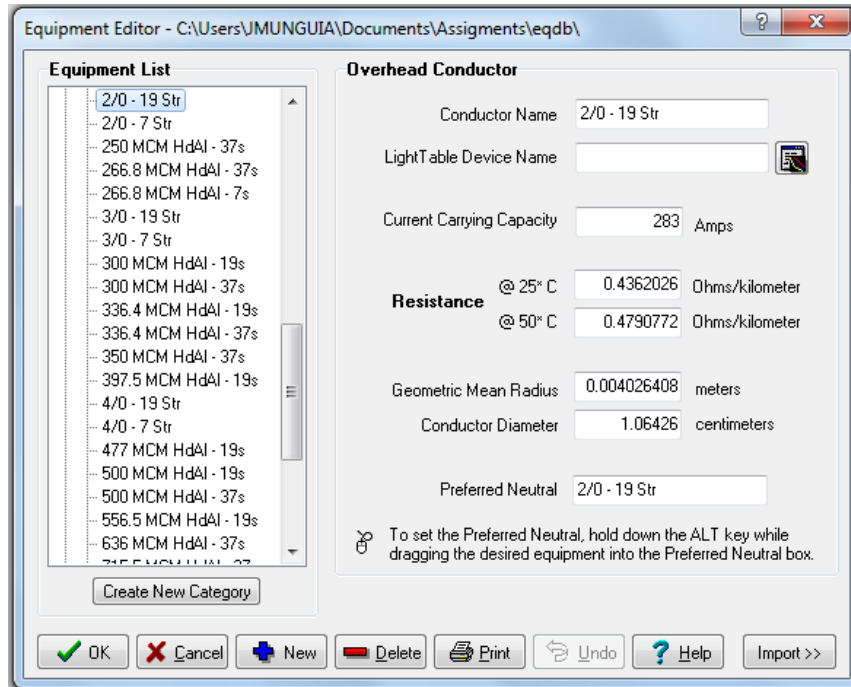


Figura 6.7. Librería de conductores de WindMil y sus parámetros eléctricos.

La altura a la que están instalados los conductores y las distancias entre sí están definidas con base en [22]. En la *Figura 6.8* se muestra la herramienta gráfica que posee WindMil para definir dichas distancias.

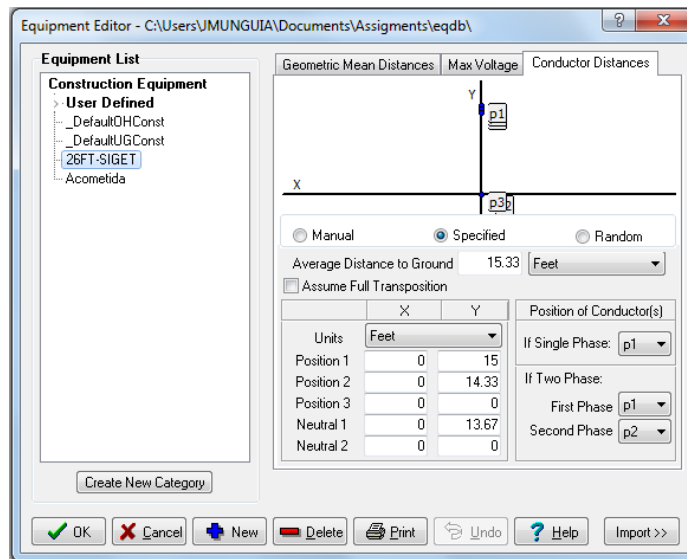


Figura 6.8. Ventana de WindMil para definir alturas y distancias entre conductores de distribución secundaria.

El tipo de conductor que se usa para las acometidas es del tipo dúplex para servicio monofásico de 120 V y del tipo tríplex para servicio monofásico 240/120 V. El calibre del cable utilizado para las acometidas de los clientes de la distribuidora son #6 AWG o #4 AWG. En la *Figura 6.9* se muestra que para una acometida se cambia el calibre del que se usó en la red de distribución secundaria.

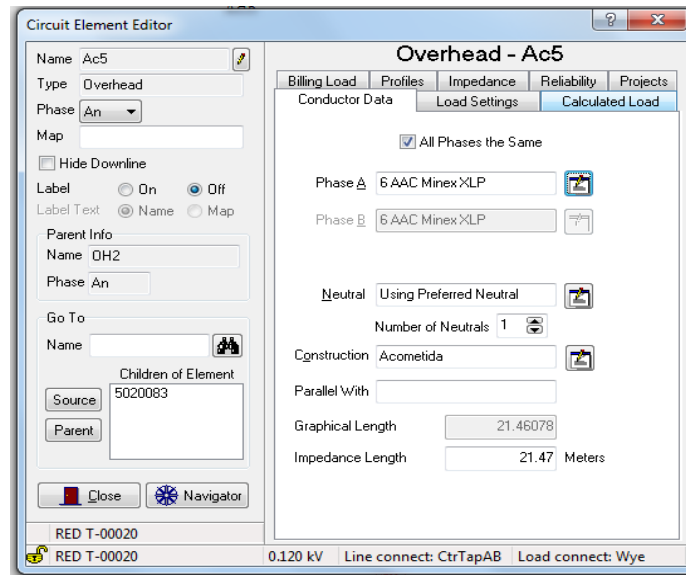


Figura 6.9. Ventana general de WindMil de los parámetros de una acometida.

La altura de las acometidas se modeló con base en [22], donde se especifica una altura mínima para su instalación desde el punto de entrega hasta el medidor de cada usuario residencial. La *Figura 6.10* muestra la forma de asignar la altura de los conductores para la acometida.

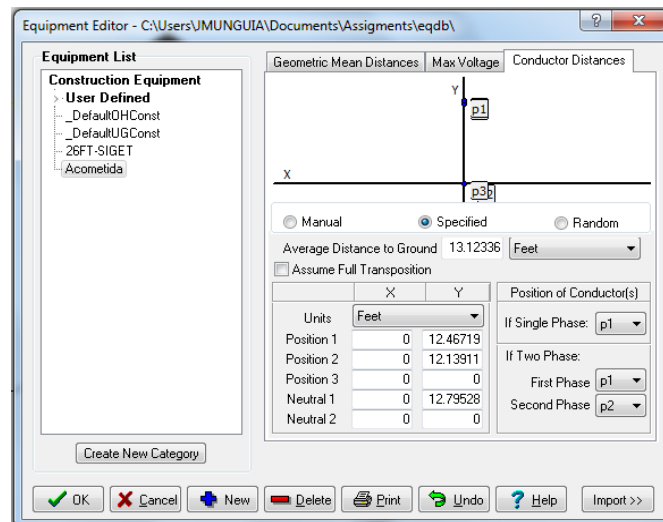


Figura 6.10. Ventana de WindMil para definir alturas y distancias entre conductores usados para acometidas.

6.4.5 Asignación de carga para realizar la distribución de carga

Para distribuir la carga en las condiciones de demanda máxima, primero se debe seleccionar el cuadro de “Control point” que se encuentra en la ventana de la introducción de los parámetros de una fuente de tensión. Esto se muestra en la *Figura 6.11*.

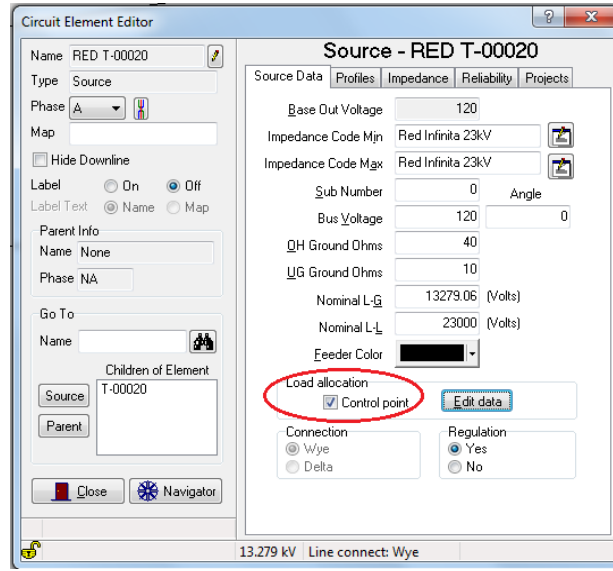


Figura 6.11. Selección de la opción para asignar a la fuente una distribución de carga.

Al seleccionar la opción “Control point” se procedió a introducir la potencia registrada y el factor de potencia para cada transformador a la hora que se presentó la máxima demanda. En la *Figura 6.13* se muestra la ventana para la introducción de dichos valores.

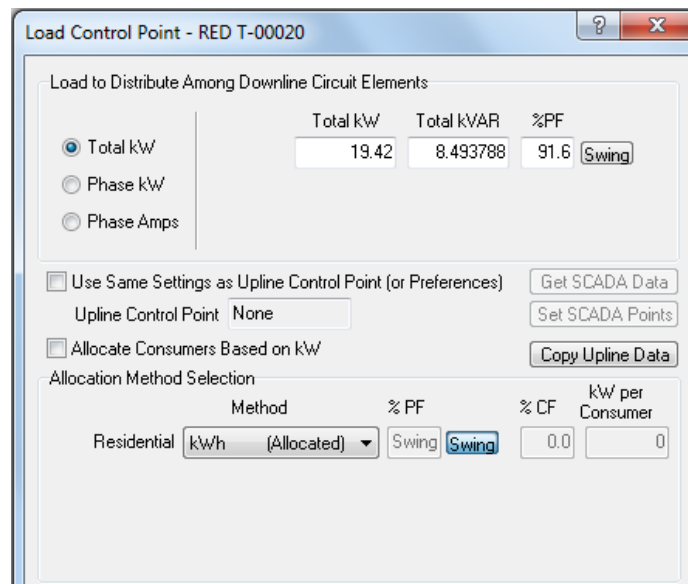


Figura 6.12. Introducción de la demanda en la fuente para ser distribuida.

Esta distribución se basa en el consumo en kWh de cada carga que se encuentra conectada en el transformador, a continuación se muestra en la *Figura 6.14* la ventana para introducir el consumo en kWh a cada usuario.

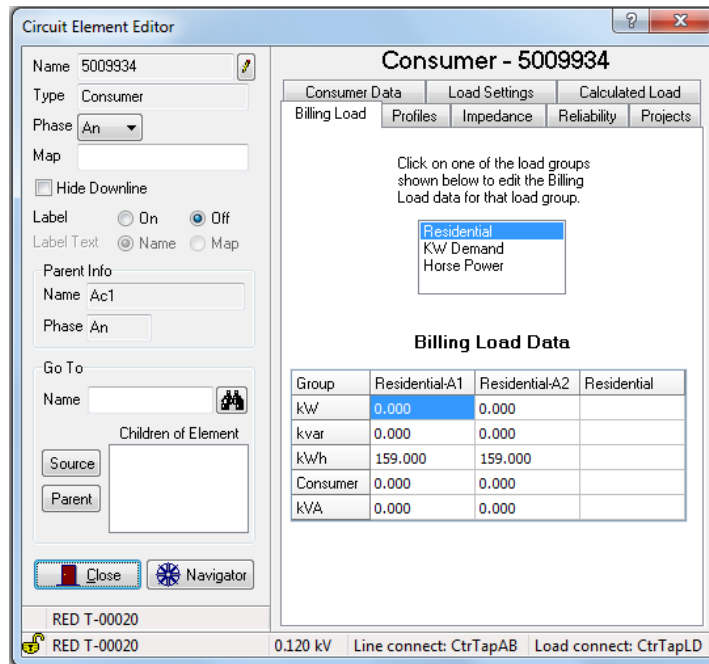


Figura 6.13. Ventana en WindMil para introducir el consumo en kWh una carga.

Por último se utilizó la opción “Load Allocation” del inglés para distribución de carga, que se encuentra en el panel principal de WindWil.

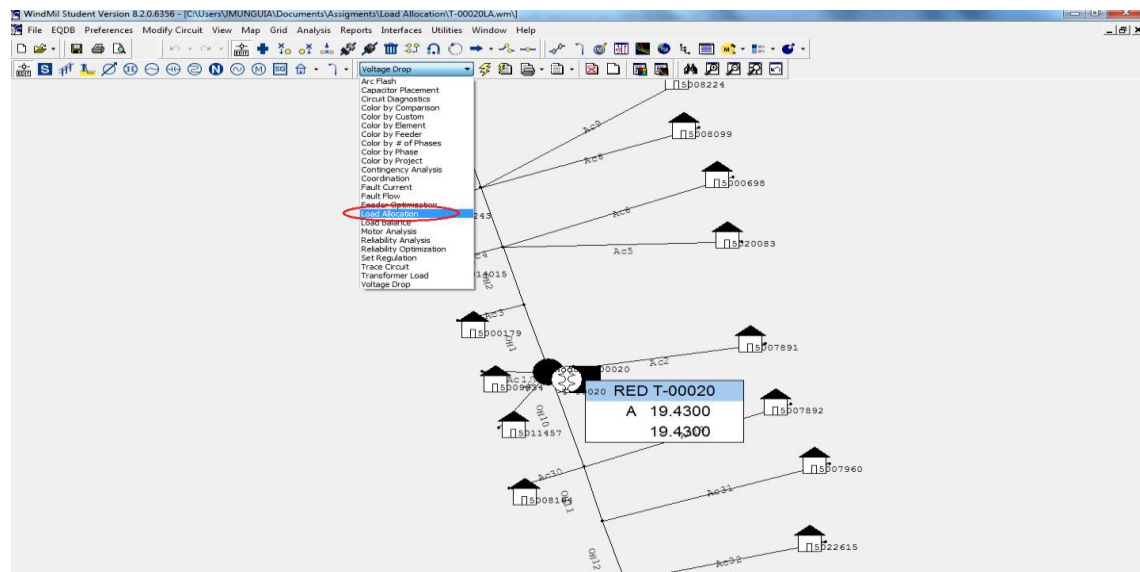


Figura 6.14. Selección de la opción “Load Allocation” en el panel principal de WindMil.

6.5. Resultados de la aplicación del método I para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT

6.5.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas

Para realizar el flujo de carga se selecciona la opción “Voltage Drop” que se encuentra en el panel principal como se muestra en la *Figura 6.15*.

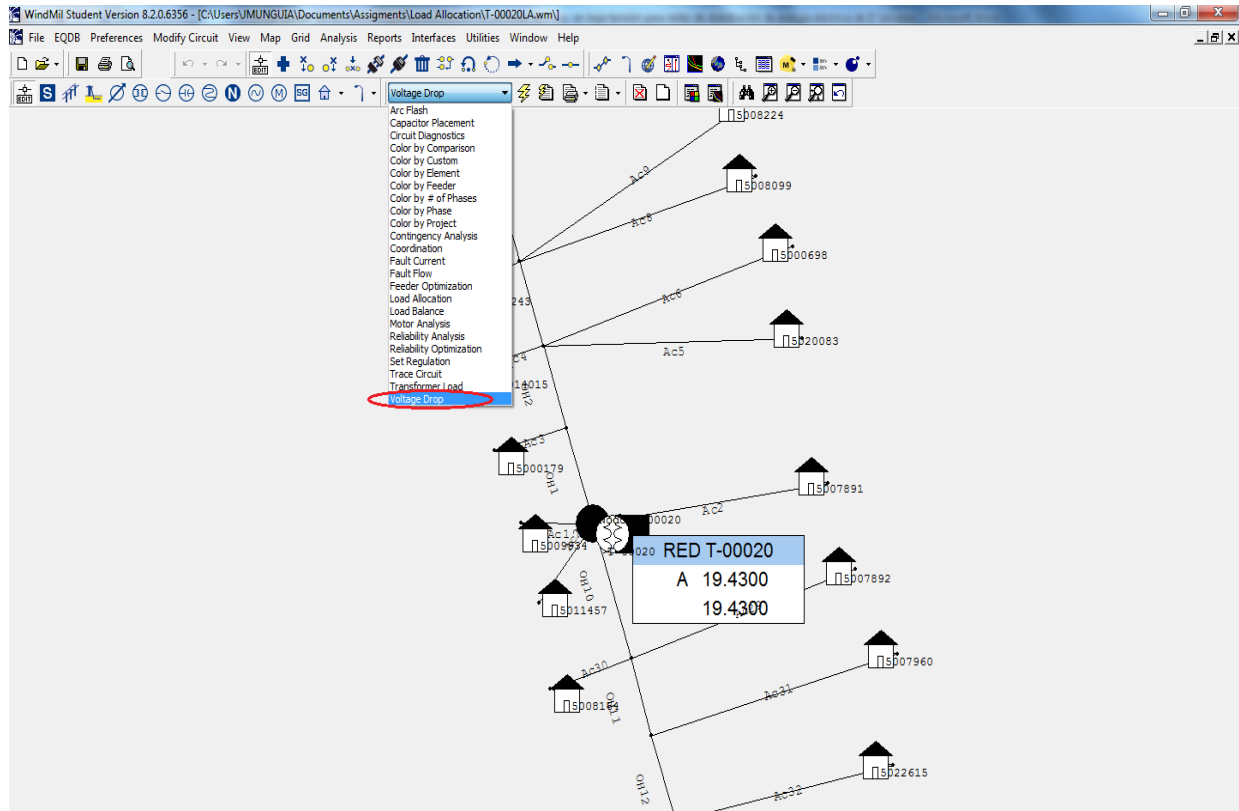


Figura 6.15. Selección de la opción “Voltage Drop” en el panel principal de WindMil.

En la *Figura 6.16* se muestran algunos valores para las pérdidas de potencia en los diferentes componentes que conforman el sistema en BT a excepción de las pérdidas en vacío de los transformadores y las pérdidas en vacío y con carga de los medidores.

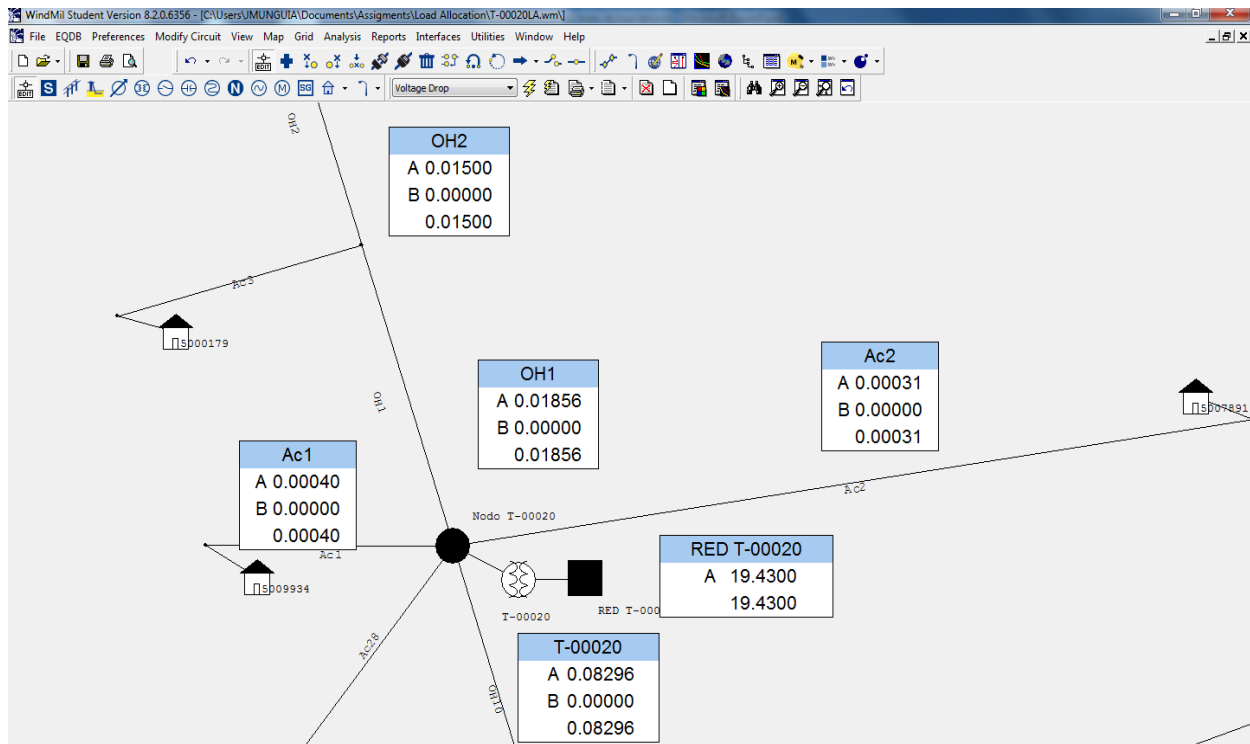


Figura 6.16. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas.

a) Pérdidas en el transformador

Las pérdidas del transformador como se mencionó en el *Capítulo IV*, están compuestas por pérdidas fijas y pérdidas variables. La *Tabla A.1* que se encuentra en el *Anexo A*, detalla las pérdidas en vacío para cada transformador.

Las pérdidas variables del transformador están en función del porcentaje de impedancia, la relación X/R y de la corriente nominal que circula en sus devanados. Al introducir los parámetros de %Z y X/R y realizar el flujo de carga, WindMil obtiene el valor de las pérdidas de potencia en las condiciones de demanda máxima.

b) Pérdidas en las líneas y acometidas

Las pérdidas de potencia de las líneas y acometidas se determinan por la expresión I^2R . Como se observa en la *Figura 6.16* WindMil obtiene el valor de éstas pérdidas.

d) Pérdidas en los medidores

Las pérdidas en los medidores se calcularon por separado y sin incluirlos en el modelo de WindMil. Las pérdidas fijas del bobinado de voltaje se obtienen directamente de los valores que ofrece el fabricante. Para el cálculo de las pérdidas variables se empleó la metodología descrita en el *Capítulo IV*, usando la *Ecuación 4.8*

$$P_{Pérd\ Dmáx\ bobina\ corriente} = \left(\frac{I_{Dmáx}}{I_{Nom}} \right)^2 \times P_{érd_{PC}}$$

La *Tabla 6.3* muestra una base de datos que se tiene de cada medidor instalado en los usuarios finales de la empresa distribuidora y el valor de la corriente que circula por ellos en las condiciones de demanda máxima, resultado de los flujos de carga. Con éstos valores se determinan las pérdidas en cada medidor.

CALCULOS DE PERDIDAS EN MUESTRA DE MEDIDORES																
Fuente: Base de datos Caracterización de la Carga y Adaptación de redes de MT y BT													TOTAL kW:	0.5018	0.0671	0.0038
CODUNICO	kWh anual	a demanda máxima (A)	Tipo de tarifa	No_Trafo	Clasifi_Ser v	Voltaje de serv	Colonia	Polygono	casa	Descripcion_med	Corriente nominal del medidor (A)	Tipo	Perdidas bobina voltaje (W)	Perdidas bobina corriente nominal (W)	Perdidas bobina corriente a demanda máxima(W)	
161	19	0.048	R1	T20	R	240	Residencial I	1	5	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0000	
162	3761	7.416	R3	T20	R	240	Residencial I	1	4	SIEMENS RXRS4 (200A) [233E][T]	30	Electrónico	2.50	0.050	0.0031	
163	2457	4.814	R3	T20	R	120	Residencial f	1	3	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0051	
179	1468	2.848	R2	T20	R	240	Residencial f	16	14	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0018	
181	2245	4.424	R2	T20	R	240	Residencial f	16	9	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0043	
204	1776	3.468	R2	T20	R	240	Residencial f	16	24	LANDYS RXRS4 [114E][T]	30	Electrónico	2.50	0.050	0.0007	
243	1939	3.794	R2	T20	R	240	Residencial f	16	12	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0032	
590	4168	8.22	R3	T20	R	240	Residencial f	1	6	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0150	
592	760	1.5	R1	T20	R	120	Residencial f	32	4	HENNK 120V (100)A	15	Electrónico	0.50	0.050	0.0005	
601	2304	4.522	R2	T20	R	240	Residencial f	16	6	HENNK 240V (100)A	15	Electrónico	0.50	0.050	0.0045	
698	39	0.094	R1	T20	R	240	Residencial I	32	16	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0000	
752	2191	4.288	R2	T20	R	240	Residencial f	16	5	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0041	
775	1277	2.486	R2	T20	R	240	Residencial f	16	28	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0014	
847	3107	6.056	R3	T20	R	240	Residencial f	16	30	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0082	
6557	815	1.6	R1	T20	R	120	Residencial f	16	7	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0006	
6566	771	1.502	R1	T20	R	120	Residencial f	16	29	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0005	

Tabla 6.3. Cálculo de pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima para cada medidor instalado de usuarios residenciales de la empresa distribuidora.

6.5.2 Consolidado de los resultados obtenidos

Luego de obtener las pérdidas en cada componente que conforma el sistema de distribución en BT de un circuito, se registran dichos valores en un archivo de Excel. Esto se realizó manualmente para cada componente, ya que el reporte que genera WindMil posee una precisión máxima de 1 milésima de kW, en otras palabras la pérdida de potencia mínima que se puede visualizar en el reporte para un componente es de 1 W. Debido a las pequeñas potencias y corrientes en BT, comparadas con magnitudes que se manejan en sistemas de AT y MT, los valores de pérdidas en algunos componentes llegan a milésimas de Watt, por tanto se hace uso de la herramienta “*User-defined Data Box*” donde se puede modificar la precisión y aumentarla. La desventaja es que esta función solamente es aplicable a cada componente y no al sistema completo.

En la *Tabla 6.4* se muestra parte de los valores de pérdidas para cada componente de uno de los transformadores que se simularon.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Tramo red BT	Pérdida kW	Acometida	Pérdida kW	Medidores	Pérdida fija W	Pérdida variable W	Transformador	
2	1	0.01856	1	0.00040	1	0.41	0.0000	Vacío	Carga
3	2	0.01500	2	0.00031	2	2.50	0.0031	0.122	0.083
4	3	0.01380	3	0.00006	3	0.41	0.0051		
5	4	0.03532	4	0.00008	4	0.41	0.0018		
6	5	0.00487	5	0.00009	5	0.41	0.0043		
7	6	0.00302	6	0.00000	6	2.50	0.0007		
8	7	0.00186	7	0.00009	7	0.41	0.0032		
9	8	0.00142	8	0.00303	8	0.41	0.0150		
10	9	0.00042	9	0.00092	9	0.50	0.0005		
11	10	0.00940	10	0.00039	10	0.50	0.0045		
12	11	0.00373	11	0.00023	11	0.41	0.0000		
13	12	0.00356	12	0.00002	12	0.41	0.0041		
14	13	0.00544	13	0.00221	13	0.41	0.0014		
15	14	0.00118	14	0.00003	14	0.59	0.0082		
16	15	0.00162	15	0.00012	15	0.59	0.0006		
17	16	0.00187	16	0.00011	16	0.59	0.0005		
18	17	0.00133	17	0.00148	17	2.50	0.0003		
19	18	0.00086	18	0.00003	18	0.59	0.0009		
20	19	0.00032	19	0.00059	19	0.50	0.0058		
21	20	0.00023	20	0.00137	20	0.50	0.0008		
22	21	0.00010	21	0.00003	21	0.50	0.0007		

Tabla 6.4. Pérdidas en cada componente de un circuito de BT.

Estos resultados se presentan en la *Tabla 6.5* en donde se resumen las pérdidas de potencia en kW y en % con respecto a la demanda máxima

ETAPA	PÉRDIDA [%]		PÉRDIDA [kW]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.628%	0.427%	0.122	0.083
Red BT	0.638%		0.12397	
Acometidas	0.096%		0.01863	
Medidores	Fijas	Variables	Fijas	Variables
	0.160%	0.001%	0.03104	0.00028
Pérdida total BT	1.95%		Potencia Total BT	0.3786

kW	
Demanda máxima	19.4160

Tabla 6.5. Cuadro de pérdidas de potencia de un circuito en BT aplicando el Método I.

Las pérdidas de energía se encuentran empleando el factor de pérdidas, expresado en la *Ecuación 4.1* con un valor de 0.3 para la variable X. Para obtener una precisión en el valor real de las pérdidas, se fija el periodo de tiempo igual a 360 horas (15 días), que fue el mismo periodo de tiempo que se midieron los diferentes transformadores de la muestra. Al igual que las pérdidas de potencia, se construye un cuadro para presentar los resultados finales como el que se muestra en la *Tabla 6.6*.

ETAPA	PÉRDIDA [%]		PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	1.195%	0.289%	43.920	10.621
	0.432%		15.871	
Red BT	0.065%		2.385	
Medidores	Fijas	Variables	Fijas	Variables
	0.304%	0.000%	11.174	0.0036
Pérdida total BT	2.28%		Pérdida Total BT 83.97	

kWh	
Energía suministrada	3676.02

Período de tiempo (h):	360
Factor de carga del trafo:	0.53
Factor de pérdidas:	0.36

Tabla 6.6. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT aplicando el Método I.

6.6. Extrapolación de resultados

Al determinar las pérdidas en cada circuito que conforma la muestra, se construyeron cuadros como los que se mostraron en la *Tabla 6.5* y la *Tabla 6.6* para cada uno. Al obtener las pérdidas totales en cada estrato, se obtuvieron 3 cuadros finales donde se detalla el porcentaje de pérdidas de potencia y 3 cuadros finales para las pérdidas de energía. El resumen de los porcentajes de las pérdidas para cada estrato se muestra en la *Tabla 6.7*.

N° Estrato	%Pérdidas de potencia	% Pérdidas de energía
Estrato I	2.39%	2.99%
Estrato II	2.11%	2.20%
Estrato III	2.07%	2.23%

Tabla 6.7. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos al aplicar el Método I.

Para extrapolar los resultados de las pérdidas de potencia obtenidos en la muestra y obtener las pérdidas en todo el sistema de BT, se multiplica la demanda máxima de cada transformador por el porcentaje de pérdidas del estrato al que pertenece según la *Ecuación 6.2*.

$$P_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} D_{máx Transformador\ ij} \times \%P_{Pérd\ j} \times F_{coinc\ ij} \right) \quad Ec. 6.2$$

Para las pérdidas de energía de todo el sistema la extrapolación se realiza multiplicando la energía entregada por cada transformador en el período de estudio por el porcentaje de pérdidas de energía. Esto se muestra en la *Ecuación 6.3*.

$$E_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} Energía\ suministrada_{Transformador\ ij} \times \%E_{Pérd\ j} \right) \quad Ec. 6.3$$

Donde:

j: j-ésimo estrato.

i: i-ésimo transformador del estrato *j*.

$\%P_{Pérd\ j}$: Porcentaje de pérdidas de potencia del estrato *j*.

$F_{coinc\ ij}$: Factor de coincidencia del transformador *i* del estrato *j*.

$\%E_{Pérd\ j}$: Porcentaje de pérdidas de energía del estrato *j*.

Las pérdidas de potencia para la red de baja tensión en estudio se presentan en la *Tabla 6.8*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de potencia	Pérdidas de potencia (kW)
TOTAL BT		2.25%	60.1
Líneas en BT	BT	0.79%	21.1
Acometidas	BT	0.07%	1.9
Centros de transformación MT/BT	BT	1.19%	32.0
Medidores	BT	0.20%	5.2
Demanda máxima (kW)	2,675.00		

Tabla 6.8. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el Método I.

Las pérdidas de energía para toda la red de BT en estudio se muestran en la *Tabla 6.9*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de energía	Pérdidas de energía (kWh)
TOTAL BT		2.74%	24,056.2
Líneas en BT	BT	0.51%	4,456.5
Acometidas	BT	0.06%	446.3
Centros de transformación MT/BT	BT	1.81%	15,944.1
Medidores	BT	0.36%	3,209.3
Energía suministrada (kWh)	880,055		

Tabla 6.9. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando el Método I.

CAPÍTULO VII: ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON SEPARACIÓN DE BLOQUES HORARIOS. APLICACIÓN Y RESULTADOS

7.1. Introducción

En el *Capítulo IV, Sección 4.3*, se hizo una descripción de la metodología empleada para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de BT, mediante los análisis de flujo de carga con una separación de la demanda por bloques en el sistema. En éste capítulo se muestran los resultados de la aplicación de este método en los transformadores que conforman la muestra de los circuitos en BT determinada en el *Capítulo V*. Además se hace una extrapolación a partir de los resultados obtenidos con la muestra, para estimar el nivel de pérdidas en toda la red de BT de la empresa distribuidora.

En este método se realiza más de un flujo de carga por cada transformador, dependiendo del tipo de curva que describan los datos medidos de la demanda en cada uno. Las simulaciones se realizan con base a una distribución de carga de la demanda promedio para cada bloque y al consumo de energía de cada usuario residencial en kWh.

7.2. Información necesaria para aplicar el método II

- Definir el período de estudio.
- Descarga de las mediciones de la demanda para cada transformador que compone la muestra representativa en BT.
- Consumo de energía mensual de los usuarios residenciales conectados a los transformadores de la muestra.

- Diagrama unifilar de los circuitos de BT de la muestra, con especificaciones técnicas del conductor usado para distribución secundaria y acometidas, transformador MT/BT, y medidores.

7.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra

Las mediciones se realizaron en un periodo de 15 días, estas mediciones registran el consumo de energía en un intervalo de 15 minutos, registrando el valor promedio en ese intervalo de tiempo. Al obtener las descargas de las mediciones se deben procesar las mediciones para obtener la potencia en cada hora a partir de las mediciones de energía.

Para calcular los valores de potencia a partir de los registros de energía se utiliza la *Ecuación 6.1*.

$$Potencia = \frac{Energía\ registrada}{0.25} \times a_{TC}$$

Donde:

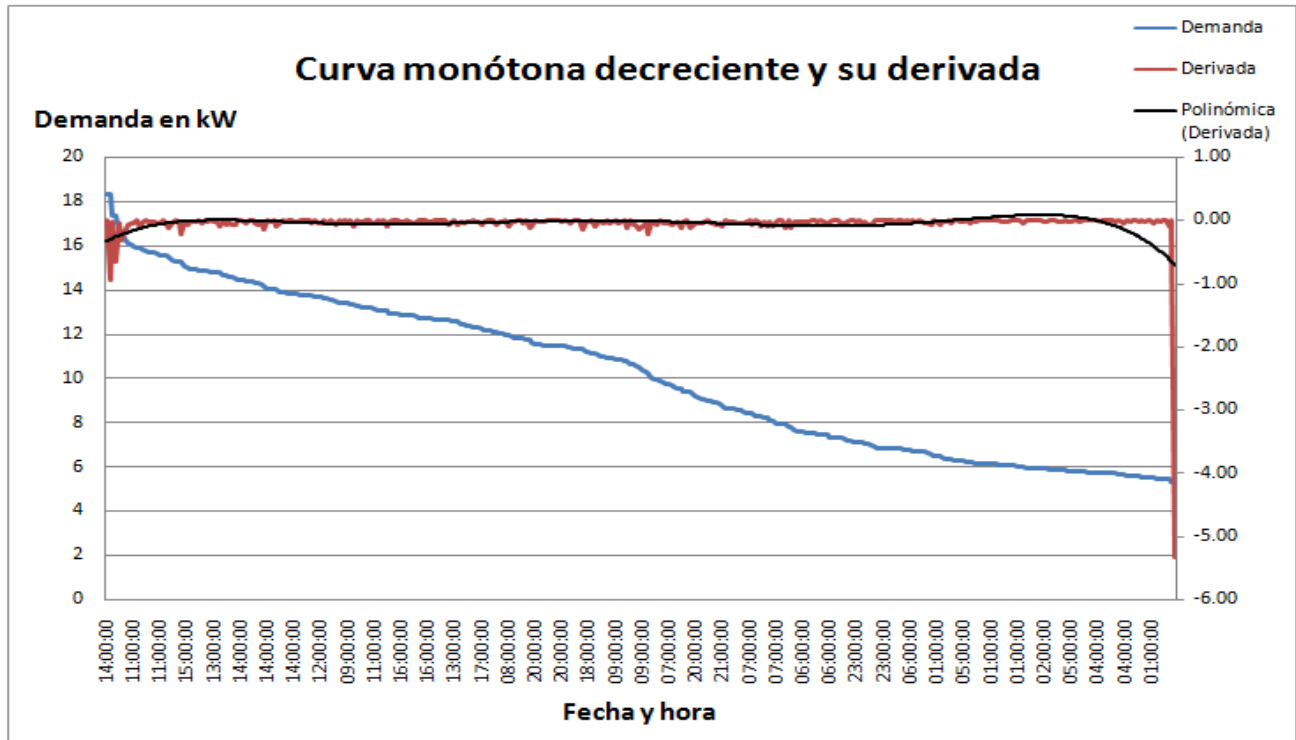
a_{TC} : Relación de transformación del transformador de corriente instalado para medición.

En la *Tabla 7.1* Se muestran los registros de la demanda para uno de los transformadores que conforman la muestra.

DEMANDA HORARIA PROMEDIO		
Fecha	Hora	Promedio (kW)
16/08/2017	16:00:00	12.132
16/08/2017	17:00:00	11.406
16/08/2017	18:00:00	12.162
16/08/2017	19:00:00	11.034
16/08/2017	20:00:00	9.63
16/08/2017	21:00:00	7.524
16/08/2017	22:00:00	6.87
16/08/2017	23:00:00	6.132
16/08/2017	00:00:00	6.132
16/08/2017	01:00:00	5.754
16/08/2017	02:00:00	5.454
16/08/2017	03:00:00	5.472
16/08/2017	04:00:00	5.454
16/08/2017	05:00:00	5.856
16/08/2017	06:00:00	7.374
16/08/2017	07:00:00	7.992
16/08/2017	08:00:00	11.484
16/08/2017	09:00:00	13.41
16/08/2017	10:00:00	13.518
16/08/2017	11:00:00	12.924

Tabla 7.1. Mediciones de la demanda de un transformador de la muestra en baja tensión.

La *Gráfica 7.2* muestra las mediciones de la demanda tabuladas en forma monótona decreciente y su derivada que se mostraron en la *Tabla 7.2*.



Gráfica 7.2. Curva de carga monótona decreciente de un transformador de la muestra en BT.

A partir de la *Gráfica 7.2* se puede determinar el tipo de demanda (Demanda tipo A, Demanda tipo B, Demanda tipo C) al que pertenece esta curva y así realizar la separación en bloques. Al observar la curva se aprecia que no existen cambios de concavidad. Al no existir cambios de concavidad el comportamiento de la derivada indica que no existen puntos de inflexión en esta curva. El método planteado para calcular la derivada de la curva punto a punto se describe en el *Anexo B*.

En conclusión esta curva de demanda pertenece a la Demanda Tipo C, por tanto se realiza una separación en 3 bloques horarios con la misma cantidad de horas. El porcentaje de horas que corresponde a los bloques alto, medio y bajo es de 33.33 % que corresponden a 120 horas por cada bloque horario, completando las 360 horas que conforman la quincena del periodo de estudio.

Este proceso se realiza con cada uno de los 17 transformadores que conforman toda la muestra del sistema de BT de la empresa distribuidora bajo estudio.

En la *Tabla 7.3* se detallan los parámetros, de cada bloque horario, necesarios para realizar los flujos de carga y determinar las pérdidas de energía.

N° Bloque	Horas	%Hora	Demanda promedio
Bloque I	120	33%	14.20
Bloque II	120	33%	10.14
Bloque III	120	33%	6.26
TOTAL	360	100%	

Tabla 7.3. Demanda promedio y % de horas en cada bloque de un transformador de la muestra.

7.5. Determinación de las pérdidas técnicas por separación en bloques horarios

7.5.1 Construcción del diagrama en WindMil

Este método requiere de una cantidad de flujos de carga equivalente a la cantidad de bloques en que se divide la demanda, por cada modelo de transformador. Debido a que la muestra de circuitos en BT lo componen 17 transformadores y en cada uno de estos la cantidad de bloques en que se separó la demanda fue de 3, en total se aplicaron 51 flujos de carga, tres por cada transformador. Cada simulación se realizó en condiciones de demanda promedio del bloque correspondiente. El modelo del transformador construido en WindMil que se describe en este capítulo es el mismo que se mostró en la *Figura 6.1* del *Capítulo VI*.

Al igual que en el método I, cada modelo se construyó a partir de una plantilla gráfica correspondiente a cada transformador de la muestra, que contiene el diagrama unifilar de un circuito de BT y las distancias de los conductores que la conforman. Esta plantilla se exporta del programa AutoCAD, y se importa en el software de simulación Windmil.

7.5.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT

Las líneas que alimentan a los transformadores MT/BT lo componen los conductores destinados para distribución en un nivel de media tensión, debido a que éste trabajo solo está enfocado a las pérdidas en un nivel de baja tensión, no se incluyen dichos conductores en el modelo. La manera de modelar estos conductores es idéntica a la que se mostró en la *Sección 6.4.2* en la aplicación del método I.

7.5.3 Asignación de carga para realizar la distribución de carga

La distribución de carga se realizó utilizando la demanda promedio en cada bloque horario, estos valores se mostraron en la *Tabla 7.3*. En la *Figura 7.1* se observa la ventana para la introducción de la demanda promedio en el primer bloque en la fuente de tensión que alimenta el transformador.

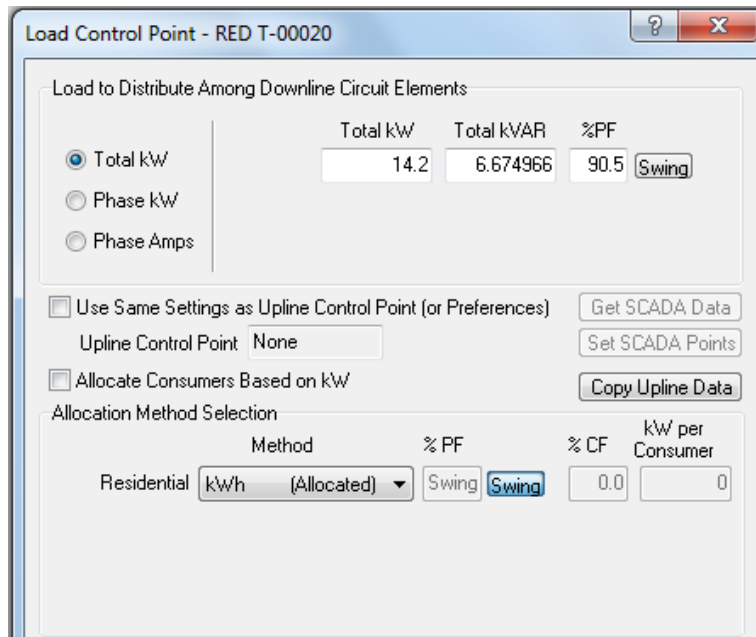


Figura 7.1. Introducción de la demanda promedio del primer bloque en la fuente para ser distribuida.

La forma de distribuir la carga se basa en el consumo de energía de cada usuario que está siendo alimentado por el transformador, en la *Figura 6.13* del capítulo anterior se mostró la introducción del consumo de energía en WindMil. Para realizar la distribución de carga se seleccionó la opción “*Load Allocation*” tal como se mostró en la *Figura 6.14*.

7.6. Resultados de la aplicación del método II para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT

7.6.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas

Las pérdidas y los resultados de los flujos de carga se obtienen al seleccionar la opción “*Voltage Drop*” que se encuentra en el panel principal como mostró en la *Figura 6.15*.

De la *Figura 7.2* a la *Figura 7.4* se muestran algunos valores obtenidos de las pérdidas de potencia promedio en los diferentes componentes que conforman el sistema en BT con la excepción de las pérdidas en vacío de los transformadores y las pérdidas de los medidores.

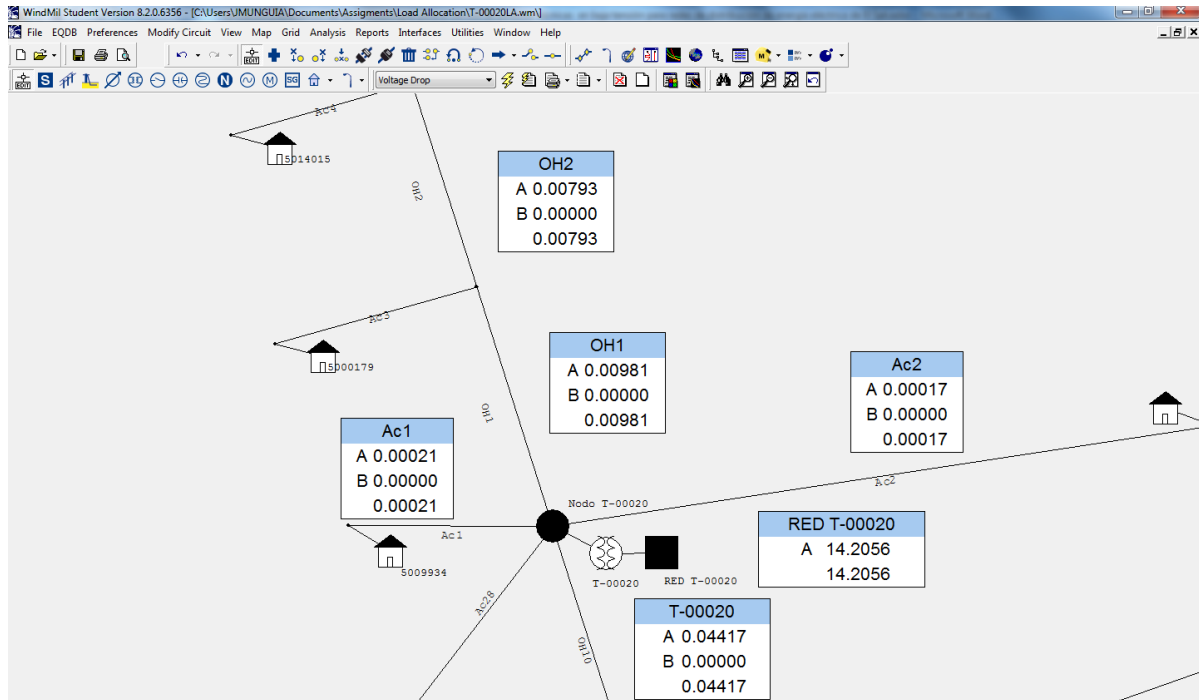


Figura 7.2. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque alto.

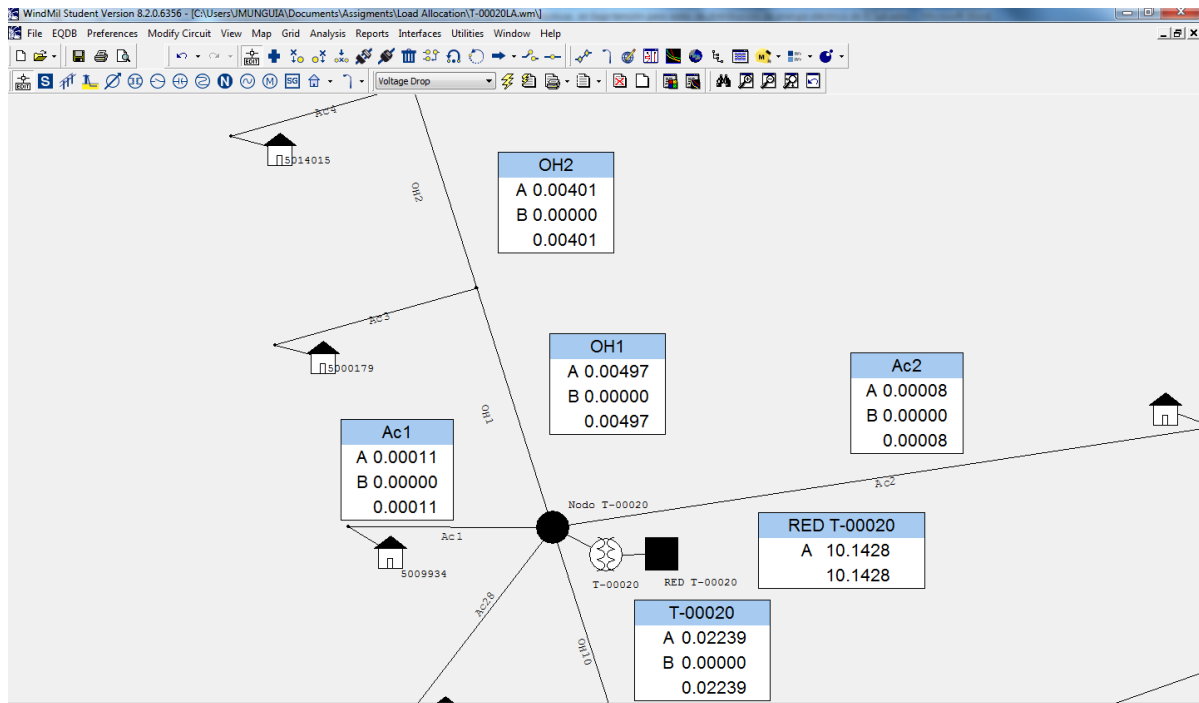


Figura 7.3. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque medio.

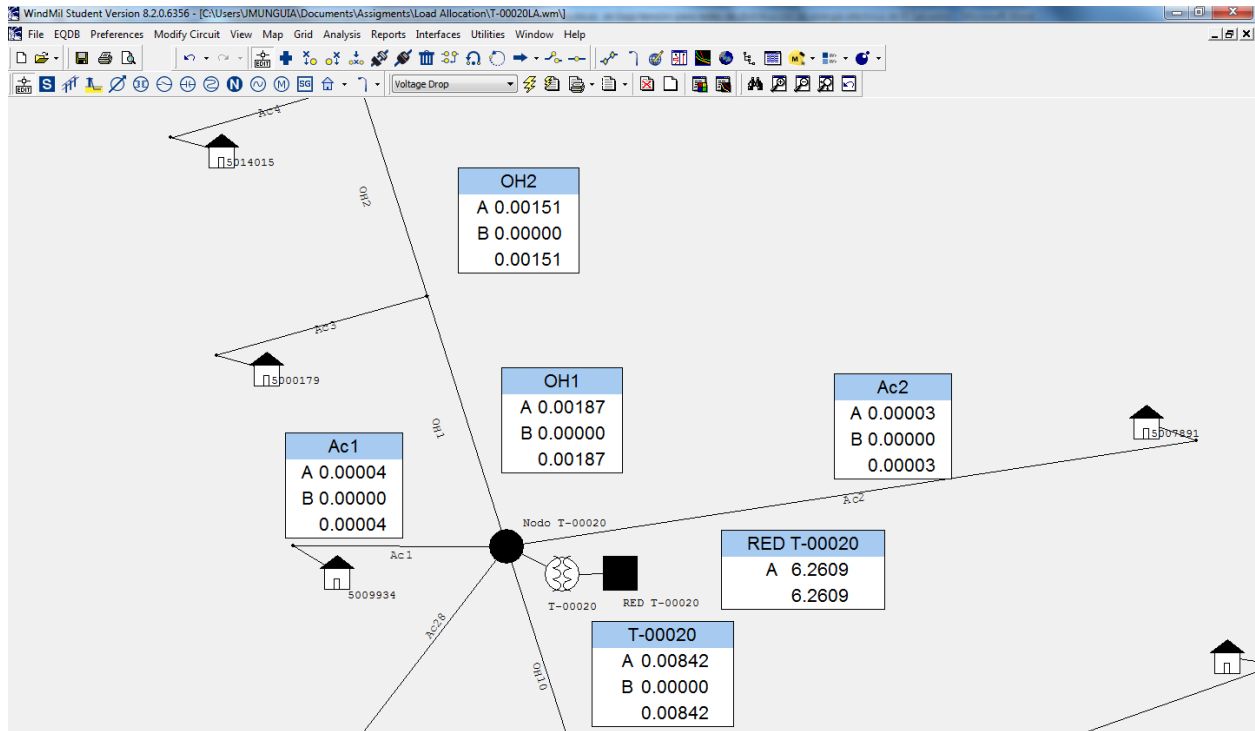


Figura 7.4. Valores de pérdidas de potencia obtenidos en WindMil para líneas secundarias, transformador, y acometidas en el bloque bajo.

a) Pérdidas en el transformador

Las pérdidas del transformador como se mencionó en el *Capítulo IV*, están compuestas por pérdidas fijas y pérdidas variables. La *Tabla A.1* que se encuentra en el *Anexo A*, detalla las pérdidas en vacío para cada transformador.

Las pérdidas variables del transformador están en función del porcentaje de impedancia, la relación X/R y de la corriente nominal que circula en sus devanados. Al introducir los parámetros de %Z y X/R y realizar el flujo de carga, WindMil obtiene el valor de las pérdidas de potencia en las condiciones de demanda máxima.

b) Pérdidas en las líneas y acometidas

Las pérdidas de potencia de las líneas y acometidas se determinan por la expresión I^2R . Como se observa en la *Figura 6.16* WindMil obtiene el valor de éstas pérdidas.

d) *Pérdidas en los medidores*

Las pérdidas en los medidores se calcularon por separado y sin incluirlos en el modelo de WindMil. Además en esta metodología se han despreciado las pérdidas variables en los medidores, por tanto el valor de pérdidas totales de los medidores es el mismo que ofrece el fabricante para las pérdidas en la bobina de voltaje, y que se mostró en la *Tabla 6.3*.

7.6.2 Consolidado de los resultados obtenidos

Las pérdidas obtenidas en cada componente que conforma el sistema de distribución en BT de cada circuito se registran en un archivo de Excel, esto debe hacerse para cada bloque horario. De la *Tabla 7.4* a la *Tabla 7.6* se muestran parte de los valores de pérdidas en cada componente de uno de los transformadores que se simularon.

A	B	C	D	E	F	G	H
Tramo red BT	Pérdida kW	Acometida	Pérdida kW	Medidores	Pérdida fija W	Transformador	
						Vacío	Carga
1	0.00981	1	0.00021	1	0.41		
2	0.00793	2	0.00017	2	2.50		
3	0.00729	3	0.00003	3	0.41	0.122	0.044
4	0.01865	4	0.00004	4	0.41		
5	0.00257	5	0.00005	5	0.41		
6	0.00160	6	0.00000	6	2.50		
7	0.00098	7	0.00005	7	0.41		
8	0.00075	8	0.00161	8	0.41		
9	0.00022	9	0.00049	9	0.50		
10	0.00498	10	0.00020	10	0.50		
11	0.00198	11	0.00012	11	0.41		
12	0.00189	12	0.00001	12	0.41		
13	0.00288	13	0.00117	13	0.41		
14	0.00063	14	0.00001	14	0.59		
15	0.00086	15	0.00007	15	0.59		
16	0.00099	16	0.00006	16	0.59		
17	0.00070	17	0.00078	17	2.50		
18	0.00046	18	0.00002	18	0.59		
19	0.00017	19	0.00031	19	0.50		
20	0.00012	20	0.00072	20	0.50		
21	0.00002	21	0.00001	21	0.50		

Tabla 7.4. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque alto.

A	B	C	D	E	F	G	H
Tramo red BT	Pérdida kW	Acometida	Pérdida kW	Medidores	Pérdida fija W	Transformador	
						Vacío	Carga
1	0.00497	1	0.00011	1	0.41		
2	0.00401	2	0.00008	2	2.50		
3	0.00369	3	0.00002	3	0.41	0.122	0.022
4	0.00944	4	0.00002	4	0.41		
5	0.00130	5	0.00002	5	0.41		
6	0.00081	6	0.00000	6	2.50		
7	0.00050	7	0.00002	7	0.41		
8	0.00038	8	0.00081	8	0.41		
9	0.00011	9	0.00025	9	0.50		
10	0.00253	10	0.00010	10	0.50		
11	0.00100	11	0.00006	11	0.41		
12	0.00096	12	0.00000	12	0.41		
13	0.00146	13	0.00059	13	0.41		
14	0.00032	14	0.00001	14	0.59		
15	0.00044	15	0.00003	15	0.59		
16	0.00050	16	0.00003	16	0.59		
17	0.00036	17	0.00040	17	2.50		
18	0.00023	18	0.00001	18	0.59		
19	0.00008	19	0.00016	19	0.50		
20	0.00006	20	0.00036	20	0.50		
21	0.00003	21	0.00001	21	0.50		

Tabla 7.5. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque medio.

A	B	C	D	E	F	G	H
Tramo red BT	Pérdida kW	Acometida	Pérdida kW	Medidores	Pérdida fija W	Transformador	
						Vacío	Carga
1	0.00187	1	0.00004	1	0.41		
2	0.00151	2	0.00003	2	2.50		
3	0.00139	3	0.00001	3	0.41	0.122	0.008
4	0.00354	4	0.00001	4	0.41		
5	0.00049	5	0.00001	5	0.41		
6	0.00030	6	0.00000	6	2.50		
7	0.00019	7	0.00001	7	0.41		
8	0.00014	8	0.00031	8	0.41		
9	0.00004	9	0.00009	9	0.50		
10	0.00095	10	0.00004	10	0.50		
11	0.00038	11	0.00002	11	0.41		
12	0.00036	12	0.00000	12	0.41		
13	0.00055	13	0.00022	13	0.41		
14	0.00012	14	0.00000	14	0.59		
15	0.00016	15	0.00001	15	0.59		
16	0.00019	16	0.00001	16	0.59		
17	0.00013	17	0.00015	17	2.50		
18	0.00009	18	0.00000	18	0.59		
19	0.00003	19	0.00006	19	0.50		
20	0.00002	20	0.00014	20	0.50		
21	0.00001	21	0.00000	21	0.50		

Tabla 7.6. Pérdidas de potencia en cada componente de un circuito de BT para el bloque bajo.

Los resultados totales de las pérdidas de potencia en kW en demanda promedio y las pérdidas de energía totales por bloque se muestran en las *Tablas No. 7.7 a la 7.9*.

ETAPA	PÉRDIDA [kW]		PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.122	0.044	14.64	5.30
Red BT	0.06551		7.86	
Acometidas	0.00987		1.18	
Medidores	0.03104		3.72	
Pérdida Total	0.2726		32.71	

Horas alto	120
%horas alto	33%

Tabla 7.7. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque alto.

ETAPA	PÉRDIDA [kW]		PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.122	0.022	14.64	2.69
Red BT	0.03320		3.98	
Acometidas	0.00497		0.60	
Medidores	0.03104		3.72	
Pérdida total BT	0.2136		25.63	

Horas medio	120
%horas medio	33%

Tabla 7.8. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque medio.

ETAPA	PÉRDIDA [kW]		PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.122	0.008	14.64	1.01
Red BT	0.01247		1.50	
Acometidas	0.00187		0.22	
Medidores	0.03104		3.72	
Pérdida total BT	0.1758		21.10	

Horas bajo	120
%horas bajo	33%

Tabla 7.9. Cuadro de pérdidas de potencia promedio y energía de un circuito en BT para el bloque bajo.

Los valores de las pérdidas de energía se obtienen multiplicando las pérdidas de potencia promedio que resultan de los flujos de carga por el periodo de tiempo de cada bloque. Al sumar las pérdidas según la descripción de la metodología en el *Capítulo IV*, se obtienen las pérdidas totales para el transformador en el período de estudio. Además las pérdidas de potencia se deben obtener en condiciones de demanda máxima para expresarlas como porcentaje de pérdidas de potencia. Para obtener las pérdidas en condiciones de demanda máxima se utiliza el factor de pérdidas a partir del factor de carga usando la relación de Bullera y Woodrow y empleando la *Ecuación 1.6*

$$\text{Pérdidas en demanda máxima en kW} = \frac{\text{Pérdidas en demanda promedio en kW}}{F_{\text{Pérd}}}$$

Las pérdidas de potencia en demanda máxima y las pérdidas totales de energía se muestran en la *Tabla 7.10*.

ETAPA	PÉRDIDA [kW]		ETAPA	PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga		Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.122	0.0703	Centros de transformación MT/BT	43.92	8.9976
Red BT	0.1042		Red BT	13.3416	
Acometidas	0.0157		Acometidas	2.0052	
Medidores	0.03104		Medidores	11.17	
Pérdida total BT	0.3432		Pérdida total BT	79.44	

Tabla 7.10. Cuadro de pérdidas de potencia en demanda máxima y energía de un circuito en BT aplicando el Método II.

Los valores de la *Tabla 7.10* se muestran en la *Tabla 7.11* en porcentaje.

ETAPA	%PÉRDIDA [kW]		%PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga	Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.63%	0.36%	1.19%	0.24%
Red BT	0.54%		0.36%	
Acometidas	0.08%		0.05%	
Medidores	0.16%		0.30%	
Pérdida total BT	1.77%		2.16%	

Tabla 7.11. Cuadro de pérdidas de potencia en demanda máxima y energía de un circuito en BT en porcentaje aplicando el Método II.

7.7. Extrapolación de resultados

Los porcentajes de pérdidas de potencia y de energía en cada estrato se muestran en la *Tabla 7.12*. Estos resultados se obtuvieron, al igual que en la *Sección 6.6*, dividiendo la suma de las pérdidas de potencia entre la demanda máxima, y dividiendo la suma de las pérdidas de energía entre la suma de la energía suministrada, para el porcentaje de pérdidas de potencia y energía respectivamente, en cada estrato.

N° Estrato	%Pérdidas de potencia	% Pérdidas de energía
Estrato I	2.15%	2.86%
Estrato II	1.92%	2.07%
Estrato III	1.85%	2.07%

Tabla 7.12. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos aplicando el Método II.

La extrapolación de los resultados de las pérdidas de potencia obtenidos en la muestra para la determinación de las pérdidas en todo el sistema de BT es idéntica a la expuesta en la *Sección 6.6*. Se multiplica la demanda máxima de cada transformador por el porcentaje de pérdidas del estrato al que pertenece según la *Ecuación 6.2*.

$$P_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} D_{máx\text{Transformador } ij} \times \%P_{Pérd\ j} \times F_{coinc\ ij} \right)$$

Para las pérdidas de energía de todo el sistema la extrapolación se realiza multiplicando la energía entregada por cada transformador en el período de estudio por el porcentaje de pérdidas de energía. Esto se muestra en la *Ecuación 6.3*.

$$E_{pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} \text{Energía suministrada}_{Transformador\ ij} \times \%E_{pérd\ j} \right)$$

Las pérdidas de potencia para la red de baja tensión en estudio se presentan en la *Tabla 7.13*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Perdidas de potencia	Pérdidas de potencia (kW)
TOTAL BT		2.02%	54.2
Líneas en BT	BT	0.62%	16.6
Acometidas	BT	0.08%	2.2
Centros de transformación MT/BT	BT	1.12%	30.1
Medidores	BT	0.20%	5.2
Demanda máxima (kW)	2,675		

Tabla 7.13. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el método II.

Las pérdidas de energía para toda la red de BT en estudio se muestran en la *Tabla 7.14*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Perdidas de energía	Pérdidas de energía (kWh)
TOTAL BT		2.59%	21,707.3
Líneas en BT	BT	0.41%	3,403.9
Acometidas	BT	0.06%	524.1
Centros de transformación MT/BT	BT	1.76%	14,717.7
Medidores	BT	0.37%	3,061.6
Energía suministrada (kWh)	836,807		

Tabla 7.14. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el método II.

7.8. Determinación del error por bloques

En la *Sección 4.3.4* se analizaron las bases para calcular el porcentaje de error al tomar promedios de bloques separados de la curva de carga de un transformador, obtenidos de las mediciones respectivas. En la *Tabla 7.15* se muestra la demanda en orden monótono descendente y el cálculo de la demanda al cuadrado para cada intervalo de medición en el periodo de estudio de uno de los transformadores de la muestra.

Nº de medición (T = 15 días)	Demanda del transformador	Demanda del transformador ²
1	19.416	376.981056
2	19.392	376.049664
3	19.368	375.119424
4	19.248	370.485504
5	18.96	359.4816
6	18.936	358.572096
7	18.792	353.139264
8	18.624	346.853376
9	18.192	330.948864
10	18.072	326.597184
⋮	⋮	⋮
1430	5.256	27.625536
1431	5.232	27.373824
1432	5.184	26.873856
1433	5.16	26.6256
1434	5.16	26.6256
1435	5.16	26.6256
1436	5.16	26.6256
1437	5.16	26.6256
1438	5.088	25.887744
1439	5.064	25.644096
1440	4.872	23.736384

Tabla 7.15. Valor de la demanda al cuadrado en cada intervalo de medición.

La sumatoria, de cada valor de demanda elevado al cuadrado, es el valor real de las pérdidas si se considera al sistema con un valor de resistencia unitaria. Los valores obtenidos al hacer la separación en bloques se deben comparar con esta suma.

El valor obtenido en este transformador fue de 167796.9084 kW²

En la *Tabla 7.16* se muestran los valores promedios de la demanda de cada bloque en función de la cantidad de bloques en que ésta se ha dividido.

Promedio de 1 bloque	Promedio de 2 bloques	Promedio de 3 bloques	Promedio de 4 bloques	Promedio de 5 bloques	Promedio de 6 bloques	Promedio de 7 bloques
10.20	13.34	14.30	14.81	15.15	15.41	15.62
	7.06	10.07	11.88	12.70	13.19	13.54
		6.23	8.18	10.14	11.42	12.11
			5.95	7.20	8.71	10.19
				5.81	6.74	7.79
					5.72	6.45
						5.66

Tabla 7.16. Demanda promedio en función de los bloques de su división.

Con los valores de la demanda promedio se calcula la suma de la demanda al cuadrado. Este procedimiento se hace multiplicando la cantidad de mediciones que contiene cada bloque por su valor promedio. En el caso cuando se ha separado la demanda en tres bloques, este valor se obtiene al multiplicar $14.30^2 \times (1440/3) + 10.07^2 \times (1440/3) + 6.23^2 \times (1440/3)$, ya que en un periodo de 15 días se tienen 1440 mediciones. La *Tabla 7.17* muestra los valores de la suma de la demanda al cuadrado para cada separación en bloque.

N° de bloques	Valor de la demanda al cuadrado
1	149844.53
2	164044.61
3	165479.24
4	166517.84
5	166839.47
6	167073.47
7	167235.16

Tabla 7.17. Sumatoria de la demanda al cuadrado en un período de 15 días en función del número de bloques.

Esos valores son los que se deben comparar con el valor obtenido a partir de la *Tabla 7.15* mediante la *Ecuación 4.13*

$$\%Error = \left| \frac{Valor\ teórico - Valor\ experimental}{Valor\ teórico} \right| \times 100$$

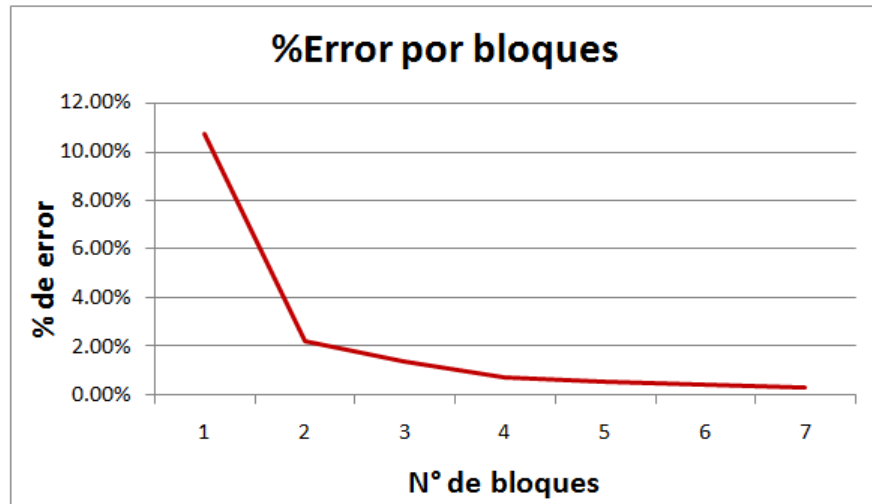
Donde el valor teórico es de 167796.9084 kW^2 y el experimental es el obtenido en función de la cantidad de bloques.

En la *Tabla 7.18* se muestran los valores del error en función de la cantidad de bloques en que se divide la demanda.

N° de bloques	%Error
1	10.70%
2	2.24%
3	1.38%
4	0.76%
5	0.57%
6	0.43%
7	0.33%

Tabla 7.18. Error en función de la cantidad de bloques para el Transformador analizado.

La tendencia del error se muestra en la *Gráfica 7.3*.



Gráfica 7.3. Tendencia del error en función de la cantidad de bloques de separación de la demanda.

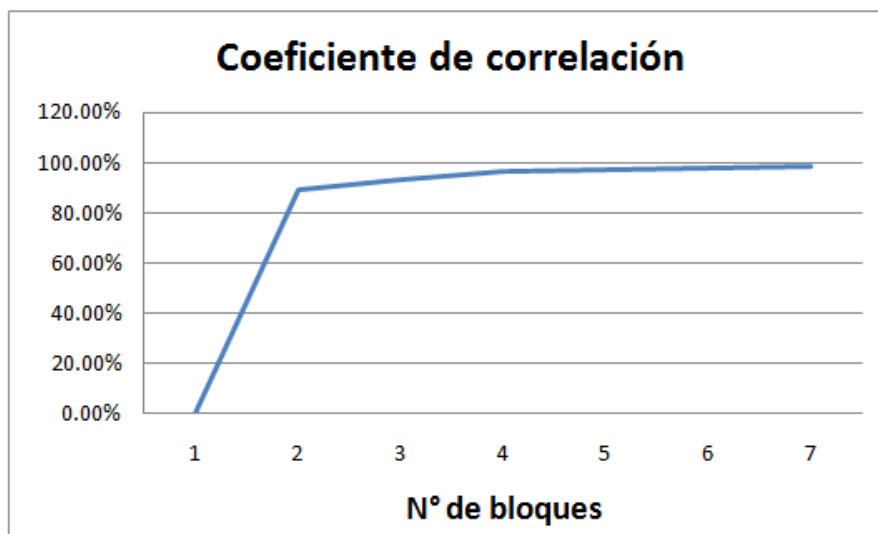
Además de calcular el error, se calculó el coeficiente de correlación utilizando Excel, cuyo valor indica la proximidad o la tasa de relación que tienen las aproximaciones al realizar la separación en bloques en comparación al valor real tomando cada valor de la demanda al cuadrado.

En la *Tabla 7.19* se muestran los valores del coeficiente de correlación en función de la cantidad de bloques.

N° de bloques	Coefficiente de correlación
1	0.00%
2	88.94%
3	93.32%
4	96.27%
5	97.30%
6	97.96%
7	98.42%

Tabla 7.19. Coeficiente de correlación en función de la cantidad de bloques.

En la *Gráfica 7.4* se puede observar que a medida se incrementan la cantidad de bloques de separación de la demanda, la cercanía entre los valores reales y promedios aproximados es cada vez mayor. A partir del valor de 3 no se tiene una diferencia apreciable entre estos dos valores.



Gráfica 7.4. Tendencia del factor de correlación en función de la cantidad de bloques.

Debido a que la curva de éste transformado según la *Gráfica 7.2* es de una demanda *Tipo C*, el número de bloques en que se ha dividido la demanda es igual a 3, el valor aproximado según la *Tabla 7.17* es de 165479.24 kW². Por tanto al aplicar la *Ecuación 4.14* el valor del error es igual a 1.38%.

Los porcentajes de error para cada uno de los transformadores que conforman la muestra estudiada se muestran en la *Tabla 7.20*.

N° Transformador	%Error
T 20	1.38%
T 56	0.54%
T 69	1.21%
T 91	0.80%
T 121	0.20%
T 165	1.49%
T 177	1.49%
T 200	24.87%
T 236	1.30%
T 312	1.31%
T 353	1.33%
T 409	1.68%
T 512	2.21%
T 544	1.36%
T 602	2.12%
T 250	1.39%
T 265	1.59%

Tabla 7.20. Porcentaje de error del valor de pérdidas para cada transformador de la muestra.

7.9. Error global de las pérdidas en baja tensión

Una vez calculados los porcentajes de error para cada transformador de la muestra, se debe obtener un valor de error para el total del sistema en baja tensión. Es decir, se hace una especie de extrapolación del error a partir de la muestra.

Para calcular el error total se determina la ponderación de la energía suministrada por cada transformador dentro de la muestra, esta ponderación se multiplica por el porcentaje de error individual para obtener un error ponderado; el error de todo el sistema de baja tensión equivale a la suma de los errores ponderados de la muestra analizada.

La *Tabla 7.21* muestra el cálculo del error total.

N° Transformador	%Error	Energía suministrada	Ponderación	Error ponderado
T 20	1.38%	3,676.02	0.078	0.11%
T 56	0.54%	1,508.26	0.032	0.02%
T 69	1.21%	1,833.04	0.039	0.05%
T 91	0.80%	3,410.18	0.072	0.06%
T 121	0.20%	1,840.62	0.039	0.01%
T 165	1.49%	855.04	0.018	0.03%
T 177	1.49%	2,092.96	0.044	0.07%
T 200	24.87%	85.91	0.002	0.05%
T 236	1.30%	1,920.50	0.041	0.05%
T 312	1.31%	4,179.32	0.089	0.12%
T 353	1.33%	3,100.48	0.066	0.09%
T 409	1.68%	6,001.79	0.128	0.21%
T 512	2.21%	1,861.66	0.040	0.09%
T 544	1.36%	1,987.65	0.042	0.06%
T 602	2.12%	939.23	0.020	0.04%
T 250	1.39%	6,485.44	0.138	0.19%
T 265	1.59%	5,264.87	0.112	0.18%
TOTAL:		47,042.96		1.41%

Tabla 7.21. Determinación del error por la separación en bloques en todo el sistema de BT.

Los resultados finales de las pérdidas de potencia y energía en todo el sistema de BT, considerando el error al promediar una N cantidad de bloques, se muestran en la *Tabla 7.22* y *Tabla 7.23* respectivamente.

Nivel	Nivel de Tensión	% Perdidas de potencia	Pérdidas de potencia (kW)
TOTAL BT		2.02% +/- 0.03%	54.2 +/- 54.21* 1.41%

Tabla 7.22. Pérdidas de potencia en BT obtenidos del Método II considerando el error.

Nivel	Nivel de Tensión	% Perdidas de energía	Pérdidas de energía (kWh)
TOTAL BT		2.59% +/- 0.03	21,707.3

Tabla 7.23. Pérdidas de energía en BT obtenidos del Método II considerando el error.

CAPÍTULO VIII: ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON ASIGNACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA A CADA USUARIO EN UN PERIODO DE TIEMPO DETERMINADO. APLICACIÓN Y RESULTADOS

8.1. Introducción

En la *Sección 4.4* del *Capítulo IV* se hizo una descripción de la metodología empleada para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de BT, mediante los análisis de flujo de carga en las condiciones de demanda máxima en el sistema, cuando no se poseen registros de medición en un transformador. En éste método el factor de carga y el factor de pérdidas es calculado de manera aproximada utilizando la información disponible del estudio de caracterización de la carga, aprobado por SIGET, para la empresa distribuidora bajo estudio que se presentó en la *Tabla 4.1*. En éste capítulo se muestran los resultados de la aplicación del método en los transformadores que conforman la muestra de los circuitos en BT determinada en el *Capítulo V*. Asimismo, al igual que en la aplicación de los métodos anteriores, se hace una extrapolación a partir de los resultados obtenidos con la muestra para estimar el nivel de pérdidas en toda la red de BT de la empresa distribuidora.

8.2. Información necesaria para aplicar el método I

- Definir el período de estudio.
- Consumo de energía mensual de los usuarios residenciales conectados a los transformadores de la muestra.
- Resultados de un estudio de caracterización de la carga.
- Diagrama unifilar de los circuitos de BT de la muestra, con especificaciones técnicas del conductor usado para distribución secundaria y acometidas, transformador MT/BT, y medidores.

8.3. Determinación de las pérdidas en condiciones de demanda máxima

8.3.1 Construcción del diagrama en WindMil

La fuente que alimenta a un transformador MT/BT son los conductores destinados para distribución en un nivel de media tensión, debido a que éste trabajo solo está enfocado a las pérdidas en un nivel de baja tensión, no se incluyen dichos conductores en el modelo. La manera de modelar estos conductores es idéntica a la que se mostró en la *Sección 6.4.2* en la *Figura 6.1* en la aplicación del método I.

8.3.2 Asignación de la carga por usuario

Como se mencionó en la *Sección 4.4*, mediante la manipulación de la *Ecuación 1.1* se puede determinar la demanda máxima de cada usuario en función de la categoría tarifaria a la que pertenece. Esto se logra a través del registro de consumo de energía de cada usuario y empleando los factores de carga de la *Tabla 4.1*

$$\text{Demanda máxima} = \frac{\text{Consumo en kWh/T}}{F_C}$$

Los resultados para algunos clientes del transformador presentado en este informe se muestran a continuación en la *Tabla 8.1*.

N° Cliente	kWh anual	Tipo de tarifa	No_Trafo	Clasifi_Serv	Voltaje de serv	NODO	Casa	Poligono	Colonia	Capacidad KVA	Demanda máxima no coincidente	Demanda máxima coincidente
698	39	R1	T20	R	240					50	0.007533088	0.002598915
22858	177	R1	T20	R	240					50	0.034188629	0.011795077
19764	231	R1	T20	R	120					50	0.044619058	0.015393575
14117	591	R1	T20	R	240					50	0.114155251	0.039383562
11457	611	R1	T20	R	240					50	0.118018373	0.040716339
10008	651	R1	T20	R	240					50	0.125744617	0.043381893
592	760	R1	T20	R	120					50	0.146798631	0.050645528
6566	771	R1	T20	R	120					50	0.148923348	0.051378555
6557	815	R1	T20	R	120					50	0.157422216	0.054310665
7844	888	R1	T20	R	120					50	0.171522611	0.059175301
7762	943	R1	T20	R	240					50	0.182146196	0.062840438
20083	952	R1	T20	R	240					50	0.183884601	0.063440187
7324	1035	R1	T20	R	240					50	0.199916557	0.068971212
7313	1076	R1	T20	R	240					50	0.207835956	0.071703405
18850	1168	R1	T20	R	120					50	0.225606317	0.077834179
775	1277	R2	T20	R	240					50	0.232498015	0.085326772
8164	1331	R2	T20	R	240					50	0.242329568	0.088934952
20391	1361	R2	T20	R	240					50	0.247791542	0.090939496
179	1468	R2	T20	R	240					50	0.267272582	0.098089037
8220	1542	R2	T20	R	240					50	0.28074545	0.10303358
9521	1593	R2	T20	R	240					50	0.290030806	0.106441306

Tabla 8.1. Determinación de la demanda máxima en cada usuario.

En la *Tabla 8.1* se muestra la demanda máxima coincidente y no coincidente por usuario, la demanda máxima coincidente se encuentra mediante los factores de simultaneidad de la *Tabla 4.1*. La asignación de carga para el desarrollo de la simulación se hace tomando como base la demanda máxima no coincidente.

En la *Figura 8.1* se muestra la ventana *Calculated Load* donde se debe introducir manualmente la demanda de cada usuario en WindMil.

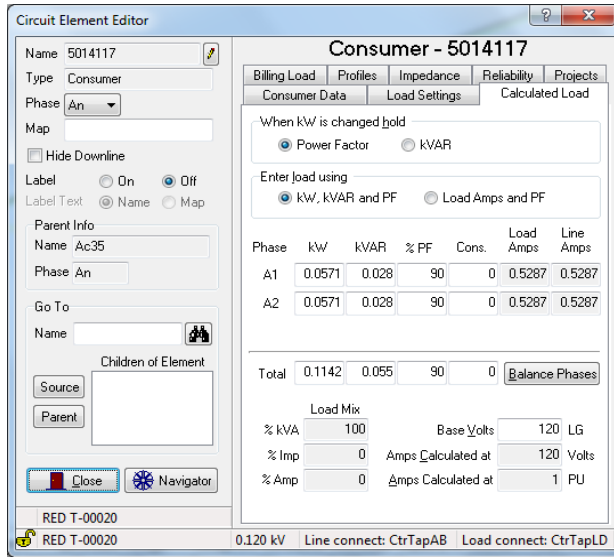


Figura 8.1. Ventana para asignar la demanda en cada usuario en WindMil.

8.4. Resultados de la aplicación del método III para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT

8.4.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas

Se selecciona la opción “Voltage Drop” que se encuentra en el panel principal como se mostró en la Figura 6.15 para obtener las pérdidas y los resultados de los flujos de carga.

En la Figura 8.2 se muestran algunos valores obtenidos de las pérdidas de potencia en condiciones de máxima demanda en los diferentes componentes que conforman el sistema en BT con la excepción de las pérdidas en vacío de los transformadores y las pérdidas de los medidores.

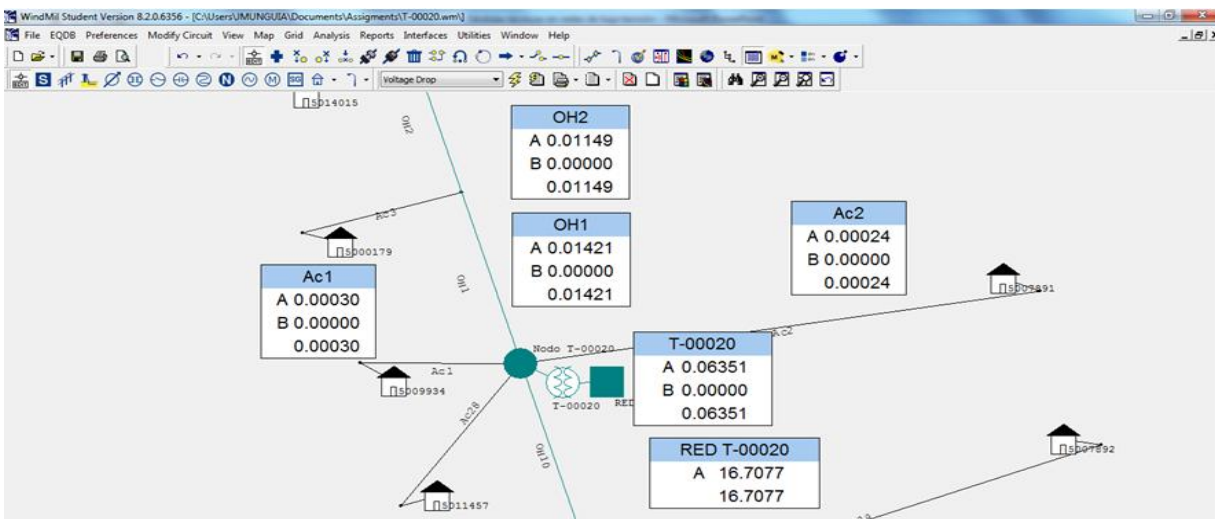


Figura 8.2. Pérdidas de potencia obtenidos en WindMil el secundario, transformador, y acometidas en condiciones de demanda máxima.

a) Pérdidas en el transformador

Las pérdidas del transformador como se mencionó en el *Capítulo IV*, están compuestas por pérdidas fijas y pérdidas variables. La *Tabla A.1* que se encuentra en el *Anexo A* detalla las pérdidas en vacío para cada transformador.

Las pérdidas variables del transformador están en función del porcentaje de impedancia, la relación X/R y de la corriente nominal que circula en sus devanados. Al introducir los parámetros de %Z y X/R y realizar el flujo de carga, WindMil obtiene el valor de las pérdidas de potencia en las condiciones de demanda máxima.

b) Pérdidas en las líneas y acometidas

Las pérdidas de potencia de las líneas y acometidas se determinan por la expresión I^2R . Como se observa en la *Figura 8.2* WindMil obtiene el valor de éstas pérdidas.

d) Pérdidas en los medidores

Las pérdidas en los medidores se calcularon por separado y sin incluirlos en el modelo de WindMil. Las pérdidas fijas del bobinado de voltaje se obtienen directamente de los valores que ofrece el fabricante. Para el cálculo de las pérdidas variables se empleó la metodología descrita en el *Capítulo IV*, usando la *Ecuación 4.8*

$$P_{Pérd\ Dmáx\ bobina\ corriente} = \left(\frac{I_{Dmáx}}{I_{Nom}} \right)^2 \times P_{érd_{PC}}$$

La *Tabla 8.2* muestra una base de datos que se tiene de cada medidor instalado en los usuarios finales de la empresa distribuidora y el valor de la corriente que circula por ellos en las condiciones de demanda máxima, resultado de los flujos de carga. Con éstos valores se determinan las pérdidas en cada medidor.

CALCULOS DE PERDIDAS EN MUESTRA DE MEDIDORES																		
Fuente: Base de datos Caracterización de la Carga y Adaptación de redes de MT y BT														TOTAL kW:		0.5018	0.0671	0.0022
CODUNICO	kWh anual	demanda máxima (A)	Tipo de tarifa	No_Trafo	Clasifi_Serv	Voltaje de serv	Colonias	Poligono	casa	Descripcion_med	Corriente nominal del medidor (A)	Tipo	Perdidas bobina voltaje (W)	Perdidas bobina corriente nominal (W)	Perdidas bobina corriente a demanda máxima(W)			
161	19	0.034	R1	T20	R	240	Residencial f	1	5	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0000			
162	3761	6.398	R3	T20	R	240	Residencial f	1	4	SIEMENS RXRS4 (200A) [233E][T]	30	Electrónico	2.50	0.050	0.0023			
163	2457	4.176	R3	T20	R	120	Residencial f	1	3	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0039			
179	1468	2.492	R2	T20	R	240	Residencial f	16	14	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0014			
181	2245	3.838	R2	T20	R	240	Residencial f	16	9	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0033			
204	1776	3.024	R2	T20	R	240	Residencial f	16	24	LANDYS RXRS4 [114E][T]	30	Electrónico	2.50	0.050	0.0005			
243	1939	3.3	R2	T20	R	240	Residencial f	16	12	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0024			
590	4168	7.092	R3	T20	R	240	Residencial f	1	6	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0112			
592	760	1.374	R1	T20	R	120	Residencial f	32	4	HENNK 120V (100)A	15	Electrónico	0.50	0.050	0.0004			
601	2304	3.942	R2	T20	R	240	Residencial f	16	6	HENNK 240V (100)A	15	Electrónico	0.50	0.050	0.0035			
698	39	0.07	R1	T20	R	240	Residencial f	32	16	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0000			
752	2191	3.75	R2	T20	R	240	Residencial f	16	5	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0031			
775	1277	2.178	R2	T20	R	240	Residencial f	16	28	INTECH 15(100)A 240[214]	15	Electrónico	0.41	0.050	0.0011			
847	3107	5.258	R3	T20	R	240	Residencial f	16	30	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0061			
6557	815	1.478	R1	T20	R	120	Residencial f	16	7	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0005			
6566	771	1.394	R1	T20	R	120	Residencial f	16	29	INTECH 15(100)A 120[212]	15	Electrónico	0.59	0.050	0.0004			

Tabla 8.2. Cálculo de pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima para cada medidor instalado de usuarios residenciales de la empresa distribuidora, según Método III.

8.4.2 Consolidado de los resultados obtenidos

Como en los métodos anteriores se registraron las pérdidas obtenidas en cada componente que conforma el sistema de distribución en BT de cada circuito en un archivo de Excel. Los resultados obtenidos para este método se encuentran en la *Tabla 8.3*.

A	B	C	D	E	F	G	H		I
Tramo red BT	Pérdida kW	Acometida	Pérdida kW	Medidores	Pérdida fija W	Pérdida variable W	Transformador		
							Vacío	Carga	
1	0.01421	1	0.00030	1	0.41	0.0000			
2	0.01149	2	0.00024	2	2.50	0.0023			
3	0.01055	3	0.00005	3	0.41	0.0039			
4	0.02718	4	0.00006	4	0.41	0.0014			
5	0.00376	5	0.00008	5	0.41	0.0033			
6	0.00234	6	0.00000	6	2.50	0.0005			
7	0.00145	7	0.00007	7	0.41	0.0024			
8	0.00111	8	0.00226	8	0.41	0.0112			
9	0.00033	9	0.00068	9	0.50	0.0004			
10	0.00719	10	0.00029	10	0.50	0.0035			
11	0.00287	11	0.00017	11	0.41	0.0000			
12	0.00274	12	0.00002	12	0.41	0.0031			
13	0.00419	13	0.00166	13	0.41	0.0011			
14	0.00091	14	0.00002	14	0.59	0.0061			
15	0.00125	15	0.00009	15	0.59	0.0005			
16	0.00144	16	0.00008	16	0.59	0.0004			
17	0.00102	17	0.00111	17	2.50	0.0002			
18	0.00066	18	0.00003	18	0.59	0.0008			
19	0.00024	19	0.00045	19	0.50	0.0044			
20	0.00018	20	0.00102	20	0.50	0.0007			
21	0.00008	21	0.00002	21	0.50	0.0006			
22	0.00005	22	0.00000	22	0.50	0.0022			
TOTAL	0.09524	23	0.00115	23	0.50	0.0093			
		24	0.00046	24	0.50	0.0025			
		25	0.00007	25	0.50	0.0202			

Tabla 8.3. Pérdidas en cada componente de un circuito de BT, según Método III.

Estos resultados se presentan en un resumen donde las pérdidas de potencia en kW y en % con respecto a la demanda máxima se deben obtener. La *Tabla 8.4* muestra este resumen.

ETAPA	PÉRDIDA [%]			PÉRDIDA [kW]	
	Vacío	Con carga		Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.729%	0.378%		0.122	0.063
Red BT	0.569%			0.09524	
Acometidas	0.084%			0.01400	
Medidores	Fijas	Variables		Fijas	Variables
	0.185%	0.001%		0.03104	0.00021
Pérdida total BT	1.95%		Potencia Total BT	0.3256	

kW

Potencia de la fuente	16.7389
------------------------------	---------

Tabla 8.4. Cuadro de pérdidas de potencia de un circuito en BT, aplicando el Método III.

Al igual que las pérdidas de potencia, se construye un cuadro para presentar los resultados finales como el que se muestra en la *Tabla 8.5*.

ETAPA	PÉRDIDA [%]			PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga		Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	1.195%	0.282%		43.920	10.367
Red BT	0.424%			15.603	
Acometidas	0.062%			2.294	
Medidores	Fijas	Variables		Fijas	Variables
	0.304%	0.000%		11.174	0.0036
Pérdida total BT	2.27%		Pérdida Total BT	83.36	

kWh

Energía suministrada	3676.02
-----------------------------	---------

Período de tiempo (h):	360
Factor de carga del trafo:	0.62
Factor de pérdidas:	0.46

Tabla 8.5. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT, aplicando el Método III.

Las pérdidas de energía se encuentran empleando el factor de pérdidas, expresado en la *Ecuación 4.1*, con un valor de 0.3 para la variable X. El valor del factor de carga se obtiene mediante la *Ecuación 4.20* como se muestra a continuación

$$F_c = \frac{10.2562}{16.4135} = 0.62$$

8.5. Extrapolación de resultados

Los cuadros como mostrados en la *Tabla 8.4* y la *Tabla 8.5* resumen las pérdidas de un circuito que conforma la muestra. Al obtener las pérdidas totales en cada estrato, se obtuvieron 3 cuadros finales donde se detalla el porcentaje de pérdidas de potencia y 3 cuadros finales para las pérdidas de energía. El resumen de los porcentajes de las pérdidas para cada estrato se muestra en la *Tabla 8.6*.

N° Estrato	%Pérdidas de potencia	% Pérdidas de energía
Estrato I	2.62%	2.81%
Estrato II	2.44%	2.43%
Estrato III	2.22%	2.22%

Tabla 8.6. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos al aplicar el Método III.

Para extrapolar los resultados de las pérdidas de potencia obtenidos en la muestra y obtener las pérdidas en todo el sistema de BT, se multiplica la demanda máxima de cada transformador por el porcentaje de pérdidas del estrato al que pertenece según lo expresado en el *Capítulo VI* con la *Ecuación 6.2*.

$$P_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} D_{máx_{Transformador\ ij}} \times \%P_{Pérd\ j} \times F_{coinc\ ij} \right)$$

Para las pérdidas de energía de todo el sistema la extrapolación se realiza multiplicando la energía entregada por cada transformador en el período de estudio por el porcentaje de pérdidas de energía, al igual que en el *Capítulo VI* usando la *Ecuación 6.3*.

$$E_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} Energía\ suministrada_{Transformador\ ij} \times \%E_{Pérd\ j} \right)$$

Donde:

j: j-ésimo estrato.

i : i -ésimo transformador del estrato j .

$\%P_{Pérd j}$: Porcentaje de pérdidas de potencia del estrato j .

$F_{coinc ij}$: Factor de coincidencia del transformador i del estrato j .

$\%E_{Pérd j}$: Porcentaje de pérdidas de energía del estrato j .

Las pérdidas de potencia para la red de baja tensión en estudio se presentan en la *Tabla 8.7*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de potencia	Pérdidas de potencia (kW)
TOTAL BT		2.48%	66.3
Líneas en BT	BT	0.68%	18.2
Acometidas	BT	0.06%	1.7
Centros de transformación MT/BT	BT	1.48%	39.6
Medidores	BT	0.26%	6.8
Demanda máxima (kW)	2,675.00		

Tabla 8.7. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando el Método III.

Las pérdidas de energía para toda la red de BT en estudio se muestran en la *Tabla 8.8*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de energía	Pérdidas de energía (kWh)
TOTAL BT		2.62%	23,048.8
Líneas en BT	BT	0.44%	3,842.1
Acometidas	BT	0.05%	396.1
Centros de transformación MT/BT	BT	1.77%	15,588.1
Medidores	BT	0.37%	3,222.5
Energía suministrada (kWh)	880,055		

Tabla 8.8. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando el Método III.

CAPÍTULO IX: ALTERNATIVA DEL MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA HORARIA POR CONSUMO DE KWH-MES. APLICACIÓN Y RESULTADOS

9.1. Introducción

En la *Sección 4.5 del Capítulo IV* se dedujo que se puede realizar un análisis de flujo carga tomando en cuenta la variación de la demanda, y junto con ella, determinar la variación de las pérdidas en redes de BT. Los resultados que se obtuvieron de los análisis de flujo de carga en las condiciones de demanda máxima en el sistema mediante el uso factor de carga y el factor de pérdidas, junto con algunos parámetros eléctricos en dichas condiciones, son necesarios para la implementación del método. Se puede optar por usar los resultados tanto del método I como del método III, en éste caso se decidió utilizar los resultados de método I, ya que se aprovechan las mediciones de energía activa y energía aparente que se tienen disponibles en los equipos de medición instalados por la empresa distribuidora en los transformadores, con esto se puede calcular fácilmente el factor de potencia en cada hora necesario para utilizar la *Ecuación 4.27*. Por último se hace una extrapolación a partir de los resultados obtenidos con la muestra, para estimar el nivel de pérdidas en toda la red de BT de la empresa distribuidora.

9.2. Información necesaria para aplicar el método

- Definir el período de estudio.
- Descarga de las mediciones de la demanda para cada transformador que compone la muestra representativa en BT.
- Descarga de las mediciones de demanda en kVA o kVAR para cada transformador que compone la muestra representativa en BT.
- Consumo de energía mensual de los usuarios residenciales conectados a los transformadores de la muestra.
- Diagrama unifilar de los circuitos de BT de la muestra, con especificaciones técnicas del conductor usado para distribución secundaria y acometidas, transformador MT/BT, y medidores.
- Pérdidas de potencia en condiciones de demanda máxima.

9.3. Registro de la demanda en los transformadores que componen la muestra

Las mediciones se realizaron en un periodo de 15 días, estas mediciones registran el consumo de energía en un intervalo de 15 minutos, registrando el valor promedio en ese intervalo de tiempo. Además se tienen registros de kVAh en el mismo intervalo de 15 minutos. Al obtener las descargas de las mediciones se deben procesar los datos para obtener la potencia real y la potencia aparente en cada cuarto de hora, a partir de las mediciones de energía y los kVAh.

Para calcular los valores de potencia real a partir de los registros de energía se utiliza la *Ecuación 6.1* utilizada en el *Capítulo VI*.

$$P = \frac{\text{Energía registrada}}{0.25} \times a_{TC}$$

Para calcular los valores de potencia aparente a partir de los registros de energía se utiliza la *Ecuación 8.1*

$$S = \frac{\text{kVAh registrada}}{0.25} \times a_{TC} \quad \text{Ec. 8.1}$$

Donde:

a_{TC} : Relación de transformación del transformador de corriente instalado para medición.

En la *Tabla 9.1* Se muestran los registros de la demanda en kW y kVA para cada uno de los transformadores que conforman la muestra.

Mediciones				
Fecha	Hora	Demanda kW	Demanda kVA	FP
8/12/2017	16:15:00	10.536	11.472	0.92
8/12/2017	16:30:00	11.928	12.84	0.93
8/12/2017	16:45:00	13.008	14.112	0.92
8/12/2017	17:00:00	11.592	12.528	0.93
8/12/2017	17:15:00	11.4	12.288	0.93
8/12/2017	17:30:00	10.536	11.4	0.92
8/12/2017	17:45:00	12.096	13.056	0.93
8/12/2017	18:00:00	11.808	12.48	0.95
8/12/2017	18:15:00	12.648	13.224	0.96
8/12/2017	18:30:00	13.272	13.92	0.95
8/12/2017	18:45:00	10.92	11.448	0.95
8/12/2017	19:00:00	11.112	11.688	0.95
8/12/2017	19:15:00	11.208	11.784	0.95
8/12/2017	19:30:00	11.28	11.856	0.95
8/12/2017	19:45:00	10.536	11.04	0.95
8/12/2017	20:00:00	10.992	11.544	0.95
8/12/2017	20:15:00	9.624	10.176	0.95
8/12/2017	20:30:00	9.384	9.984	0.94
8/12/2017	20:45:00	8.52	9.048	0.94
8/12/2017	21:00:00	7.848	8.4	0.93
8/12/2017	21:15:00	7.512	8.208	0.92
8/12/2017	21:30:00	7.272	7.824	0.93
8/12/2017	21:45:00	7.464	7.968	0.94
8/12/2017	22:00:00	7.296	7.776	0.94
8/12/2017	22:15:00	7.176	7.632	0.94

Tabla 9.1. Registro de la demanda en kW y kVA del transformador T 20 y cálculo del factor de potencia.

El factor de potencia en cada intervalo de 15 minutos de medición se calcula mediante la expresión

$$fp = \frac{\text{Potencia real}}{\text{Potencia aparente}} \quad \text{Ec. 8.2}$$

9.4. Parámetros en la condición de demanda máxima.

En la *Tabla 9.2* se muestran los parámetros eléctricos en las condiciones de demanda máxima y las pérdidas, necesarios para calcular las pérdidas en cada intervalo de tiempo de medición.

Demanda en kW	19.416
Demanda en kVA	21.216
FP	0.92
Pérdidas Red BT (kW)	0.12397
Pérdidas Acometidas (kW)	0.01863
Pérdidas variables Transformador (kW)	0.08296
Pérdidas variables Medidores (kW)	0.00028

Tabla 9.2. Parámetros y pérdidas en condiciones de demanda máxima.

9.5. Resultados de la aplicación de la alternativa del método IV para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT

a) Pérdidas en el transformador

Las pérdidas del transformador como se mencionó en el *Capítulo IV*, están compuestas por pérdidas fijas y pérdidas variables. La *Tabla A.1* que se encuentra en el *Anexo A* detalla las pérdidas en vacío para cada transformador.

Las pérdidas variables de del transformador en cada intervalo de medición se calculan aplicando la *Ecuación 4.27*.

$$P_{pérd i \text{ trafo var}} = \frac{P_i^2 \times \cos \phi_i^2}{P_{Dmáx}^2 \times \cos \phi_{Dmáx}^2} \times P_{pérd Dmáx \text{ trafo var}}$$

b) Pérdidas en las líneas y acometidas

Las pérdidas de potencia de las líneas y acometidas se determinan por la expresión I^2R en la demanda máxima. Luego se emplea la *Ecuación 4.27*.

$$P_{pérd i cond} = \frac{P_i^2 \times \cos \phi_i^2}{P_{Dmáx}^2 \times \cos \phi_{Dmáx}^2} \times P_{pérd Dmáx cond}$$

d) Pérdidas en los medidores

Las pérdidas fijas del bobinado de voltaje se obtienen directamente de los valores que ofrece el fabricante. Para el cálculo de las pérdidas variables se empleó la metodología descrita en el Capítulo IV, usando la Ecuación 4.8 en la demanda máxima. Luego se empleó la Ecuación 4.27.

$$P_{pérd i med var} = \frac{P_i^2 \times \cos \phi_i^2}{P_{Dmáx}^2 \times \cos \phi_{Dmáx}^2} \times P_{pérd Dmáx med var}$$

El nivel de pérdidas de potencia junto con el porcentaje con respecto a la demanda máxima es idéntico al del Método I.

En la Tabla 9.3 se muestran los valores de pérdidas de potencia y de energía en cada intervalo de medición.

Cálculo de pérdidas									
Fecha	Hora	Red secundaria		Acometidas		Transformador		Medidores	
		Pérdidas kW	Pérdidas kWh	Pérdidas kW	Pérdidas kWh	Pérdidas kW	Pérdidas kWh	Pérdidas kW	Pérdidas kWh
8/12/2017	16:15:00	0.07901	0.01975	0.00281	0.00070	0.08116	0.02029	0.00008	0.00002
8/12/2017	16:30:00	0.05962	0.01490	0.00212	0.00053	0.06124	0.01531	0.00006	0.00002
8/12/2017	16:45:00	0.05539	0.01385	0.00197	0.00049	0.05689	0.01422	0.00006	0.00001
8/12/2017	17:00:00	0.06179	0.01545	0.00219	0.00055	0.06347	0.01587	0.00006	0.00002
8/12/2017	17:15:00	0.07503	0.01876	0.00266	0.00067	0.07707	0.01927	0.00008	0.00002
8/12/2017	17:30:00	0.06568	0.01642	0.00233	0.00058	0.06747	0.01687	0.00007	0.00002
8/12/2017	17:45:00	0.05935	0.01484	0.00211	0.00053	0.06096	0.01524	0.00006	0.00001
8/12/2017	18:00:00	0.05908	0.01477	0.00210	0.00052	0.06068	0.01517	0.00006	0.00001
8/12/2017	18:15:00	0.07870	0.01968	0.00279	0.00070	0.08084	0.02021	0.00008	0.00002
8/12/2017	18:30:00	0.07839	0.01960	0.00278	0.00070	0.08052	0.02013	0.00008	0.00002
8/12/2017	18:45:00	0.09560	0.02390	0.00339	0.00085	0.09820	0.02455	0.00010	0.00002
8/12/2017	19:00:00	0.11082	0.02771	0.00393	0.00098	0.11383	0.02846	0.00011	0.00003
8/12/2017	19:15:00	0.11753	0.02938	0.00417	0.00104	0.12072	0.03018	0.00012	0.00003
8/12/2017	19:30:00	0.12210	0.03053	0.00434	0.00108	0.12542	0.03136	0.00012	0.00003
8/12/2017	19:45:00	0.13033	0.03258	0.00463	0.00116	0.13387	0.03347	0.00013	0.00003
8/12/2017	20:00:00	0.12560	0.03140	0.00446	0.00111	0.12901	0.03225	0.00013	0.00003
8/12/2017	20:15:00	0.13434	0.03358	0.00477	0.00119	0.13799	0.03450	0.00014	0.00003
8/12/2017	20:30:00	0.14254	0.03563	0.00506	0.00127	0.14641	0.03660	0.00014	0.00004
8/12/2017	20:45:00	0.14047	0.03512	0.00499	0.00125	0.14428	0.03607	0.00014	0.00004
8/12/2017	21:00:00	0.12482	0.03120	0.00443	0.00111	0.12821	0.03205	0.00013	0.00003
8/12/2017	21:15:00	0.12288	0.03072	0.00436	0.00109	0.12622	0.03155	0.00012	0.00003
8/12/2017	21:30:00	0.10972	0.02743	0.00390	0.00097	0.11271	0.02818	0.00011	0.00003
8/12/2017	21:45:00	0.09492	0.02373	0.00337	0.00084	0.09750	0.02438	0.00010	0.00002
8/12/2017	22:00:00	0.09595	0.02399	0.00341	0.00085	0.09855	0.02464	0.00010	0.00002
8/12/2017	22:15:00	0.08695	0.02174	0.00309	0.00077	0.08931	0.02233	0.00009	0.00002

Tabla 9.3. Resultados de pérdidas de potencia y energía aplicando la alternativa del Método IV.

Para obtener las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia en cada intervalo, se debe multiplicar cada valor de pérdida de potencia por el intervalo de tiempo de medición en horas; es decir, 0.25 horas (15 minutos).

9.5.1 Consolidado de los resultados obtenidos

El valor de pérdidas totales en kWh para un circuito se muestra en la *Tabla 9.4* junto con el porcentaje de pérdidas.

Pérdidas de energía variables	kWh	%
Red secundaria	13.62	0.37%
Acometidas	2.05	0.06%
Transformador	9.12	0.25%
Medidores	0.03	0.00%
Total	24.82	0.68%

Pérdidas de energía Fijas en kWh	kWh	%
Transformador	43.92	1.19%
Medidores	11.17	0.30%
Total	55.09	1.50%

TOTAL	79.91	2.17%
--------------	--------------	--------------

Período de tiempo en horas:	360
Energía Suministrada en kWh:	3676.02

Tabla 9.4 Resumen de pérdidas de energía para un transformador aplicando la alternativa del Método IV.

9.6. Extrapolación de resultados

Al determinar las pérdidas en cada circuito que conforma la muestra, se construyeron cuadros como los que se mostraron en la *Tabla 9.4* para transformador. Con esto se obtienen las pérdidas totales en cada estrato. El resumen de los porcentajes de las pérdidas para cada estrato se muestra en la *Tabla 9.5*.

N° Estrato	%Pérdidas de potencia	% Pérdidas de energía
Estrato I	2.39%	2.90%
Estrato II	2.11%	2.15%
Estrato III	2.07%	2.16%

Tabla 9.5. Pérdidas de potencia y energía en los estratos definidos al aplicar la alternativa al Método IV.

Para extrapolar los resultados de las pérdidas de potencia obtenidos en la muestra y obtener las pérdidas en todo el sistema de BT, se usa la *Ecuación 6.2*, los resultados son idénticos al método I.

$$P_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} D_{máx} x_{Transformador\ ij} \times \%P_{Pérd\ j} \times F_{coinc\ ij} \right)$$

Para las pérdidas de energía de todo el sistema la extrapolación se realiza multiplicando la energía entregada por cada transformador en el período de estudio por el porcentaje de pérdidas de energía, al igual que en el *Capítulo VI* usando la *Ecuación 6.3*.

$$E_{Pérd} = \sum_{j=1}^{j=3} \left(\sum_{i=1}^{i=m} Energía\ suministrada_{Transformador\ ij} \times \%E_{Pérd\ j} \right)$$

Donde:

j : j-ésimo estrato.

i : i-ésimo transformador del estrato j .

$\%P_{Pérd\ j}$: Porcentaje de pérdidas de potencia del estrato j .

$F_{coinc\ ij}$: Factor de coincidencia del transformador i del estrato j .

$\%E_{Pérd\ j}$: Porcentaje de pérdidas de energía del estrato j .

Las pérdidas de potencia para la red de baja tensión en estudio se presentan en la *Tabla 9.6*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de potencia	Pérdidas de potencia (kW)
TOTAL BT		2.25%	60.1
Líneas en BT	BT	0.79%	21.1
Acometidas	BT	0.07%	1.9
Centros de transformación MT/BT	BT	1.19%	32.0
Medidores	BT	0.20%	5.2
Demanda máxima (kW)	2,675.00		

Tabla 9.6. Resumen del cálculo de pérdidas de potencia aplicando la alternativa del Método IV.

Las pérdidas de energía para toda la red de BT en estudio se muestran en la *Tabla 9.7*.

Nivel	Nivel de Tensión	% Pérdidas de energía	Pérdidas de energía (kWh)
TOTAL BT		2.64%	23,194.1
Líneas en BT	BT	0.45%	4,002.2
Acometidas	BT	0.05%	430.6
Centros de transformación MT/BT	BT	1.77%	15,560.0
Medidores	BT	0.36%	3,201.3
Energía suministrada (kWh)	880,055		

Tabla 9.7. Resumen del cálculo de pérdidas de energía aplicando la alternativa del Método IV.

9.7. Determinación de las pérdidas de energía en un período de 15 días

El objetivo de este método es realizar una distribución de carga en cada intervalo de tiempo en que se realizaron las mediciones durante los 15 días del período de estudio. La construcción del modelo y la introducción de los valores de potencia se presentan a continuación de forma general.

9.8. Construcción del modelo en DigSILENT PowerFactory

9.8.1 Construcción del diagrama en DigSILENT PowerFactory

El modelo construido para la simulación se muestra en la *Figura 9.2*

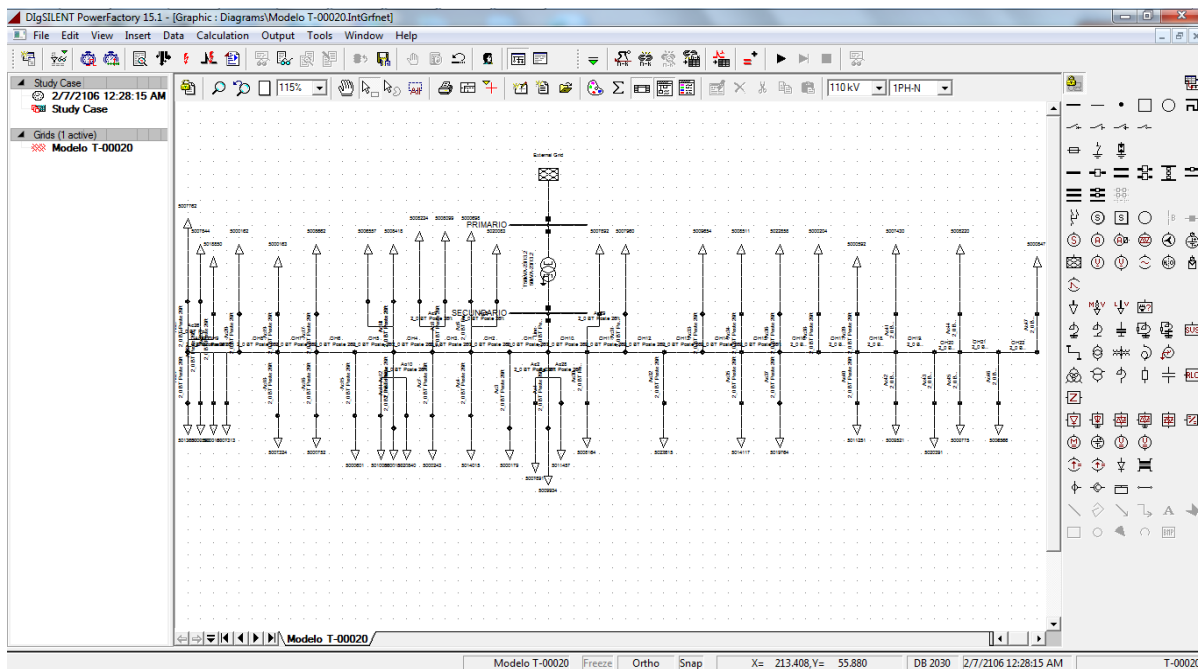


Figura 9.2. Modelo de un circuito MT/BT construido en DigSILENT PowerFactory.

9.8.2 Modelado de la red de distribución en MT que alimenta a un transformador MT/BT

Como se explicó en la *Sección 6.4.2* es necesario modelar los conductores en MT que alimentan el transformador en la realidad. Para esto, se utiliza una red externa como se muestra en la *Figura 9.3*.

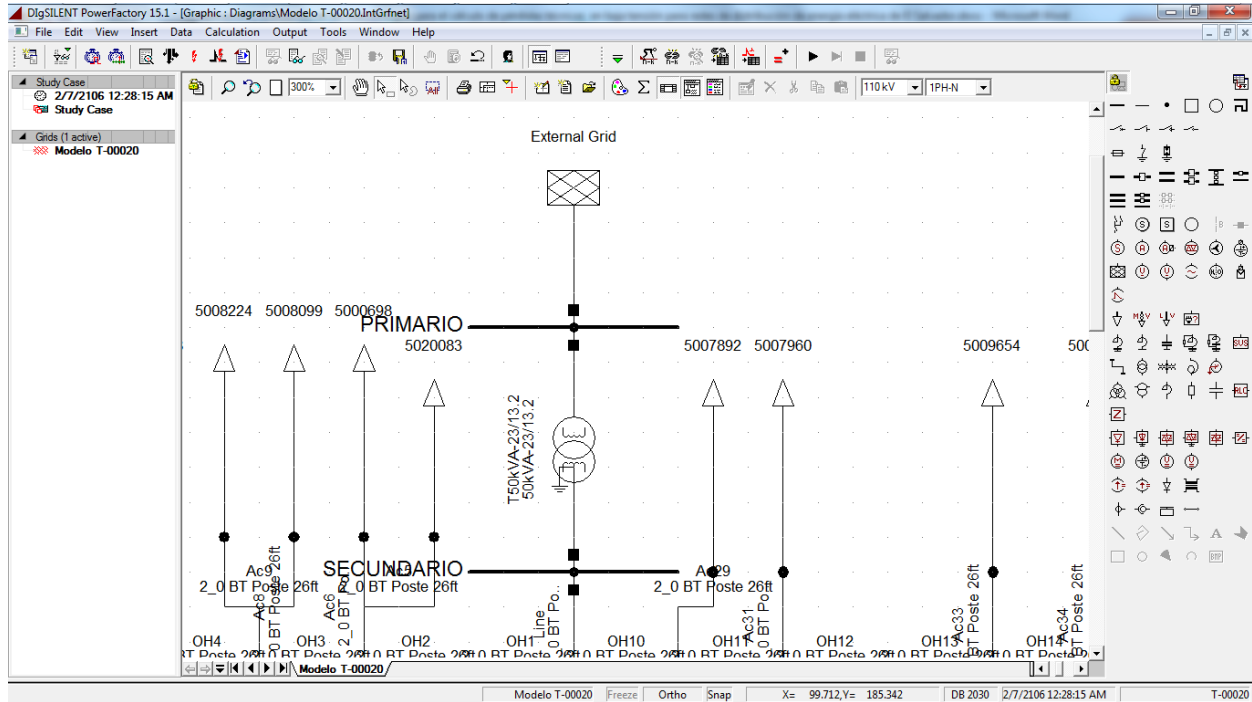


Figura 9.3. Alimentador MT modelado como red externa que alimenta un transformador.

9.8.3 Introducción de parámetros de los transformadores MT/BT

Los valores a introducir en DigSILENT para un transformador para un estudio de flujo de carga son idénticos a los que se introdujeron en WindMil:

- El tipo de transformador (Monofásico o trifásico)
- La capacidad nominal.
- El porcentaje de impedancia.
- La relación X/R.
- Las pérdidas en vacío.
- La tensión nominal primaria y secundaria.
- Tipo de conexión.

En la *Figura 9.4* se muestran las ventanas para introducir estos parámetros.

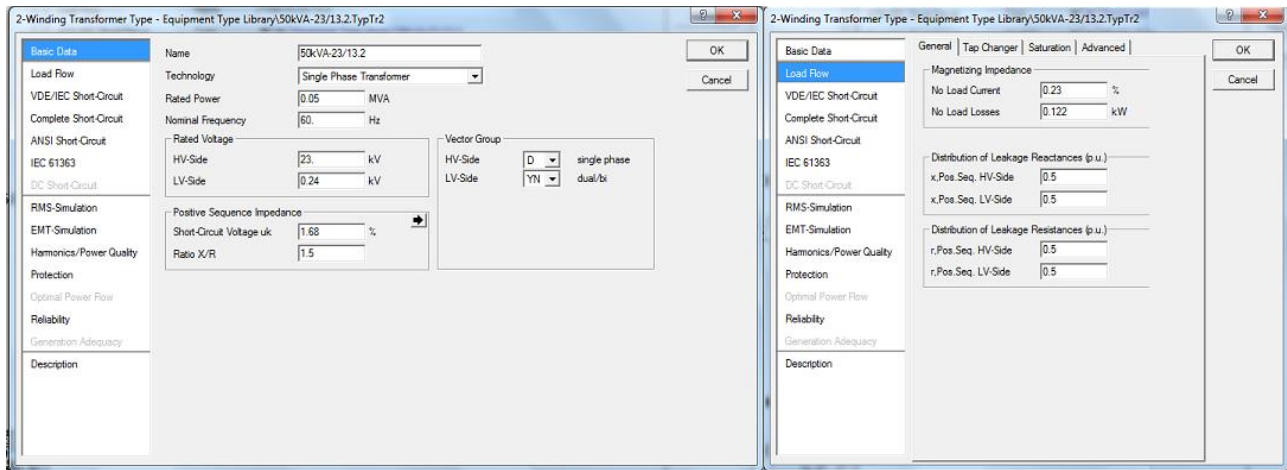


Figura 9.4. Ventana para introducir los parámetros a un transformador en DigSILENT.

9.8.4 Introducción de parámetros en las líneas de distribución secundaria y acometidas

En la Figura 9.5 se muestra la ventana de DigSILENT para la introducción de los parámetros de una sección de conductor.

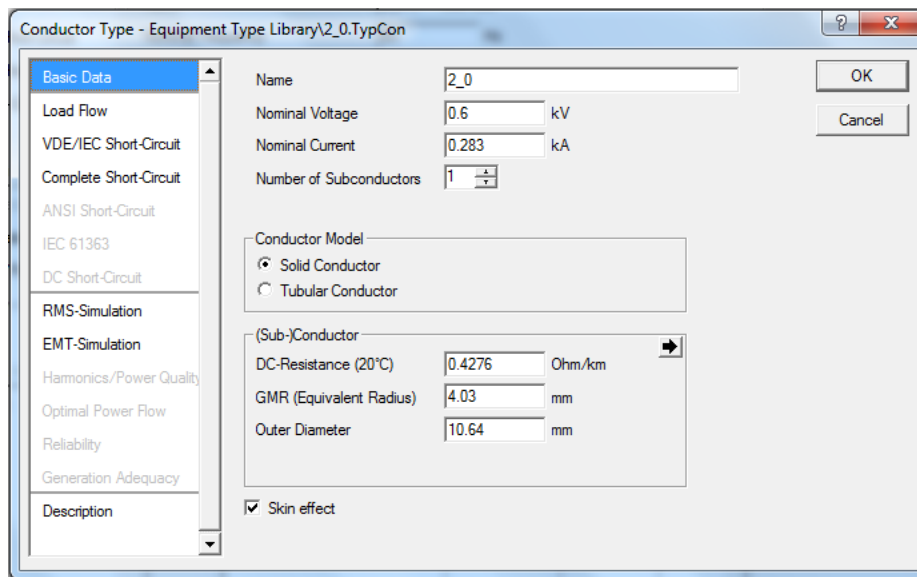


Figura 9.5. Introducción de los parámetros de los conductores secundarios en PowerFactory.

La altura a la que están instalados los conductores y las distancias entre sí están definidas con base en [22]. En la Figura 9.6 se muestra la tabla para introducir las coordenadas de la ubicación de los conductores

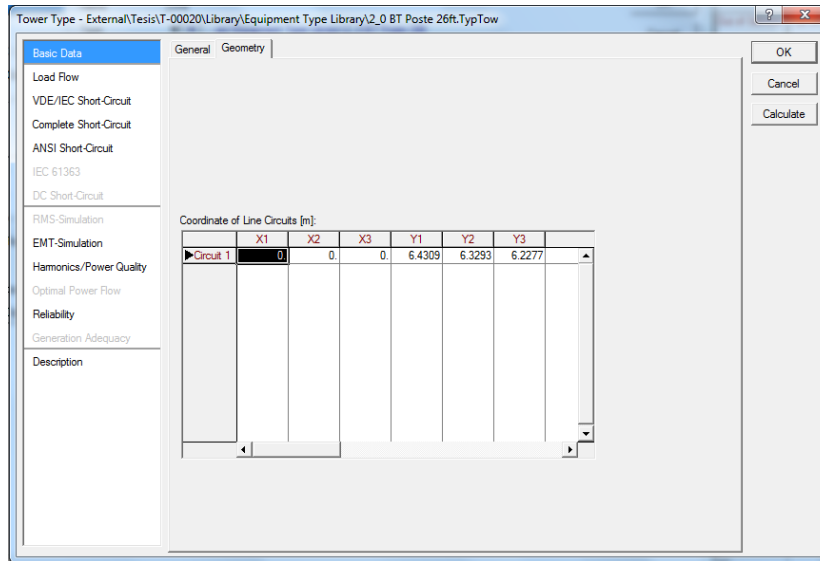


Figura 9.6. Ventana de PowerFactory para definir distancias entre conductores de distribución secundaria y acometidas.

9.8.5 Asignación de carga para realizar la distribución de carga

Para distribuir la carga en cada hora, se debe definir un feeder al cual se le introducen los valores de la demanda en cada intervalo de tiempo. En la Figura 9.7 se muestra la introducción de la potencia real en cada hora durante los 15 días de estudio, además de la curva de carga del transformador.

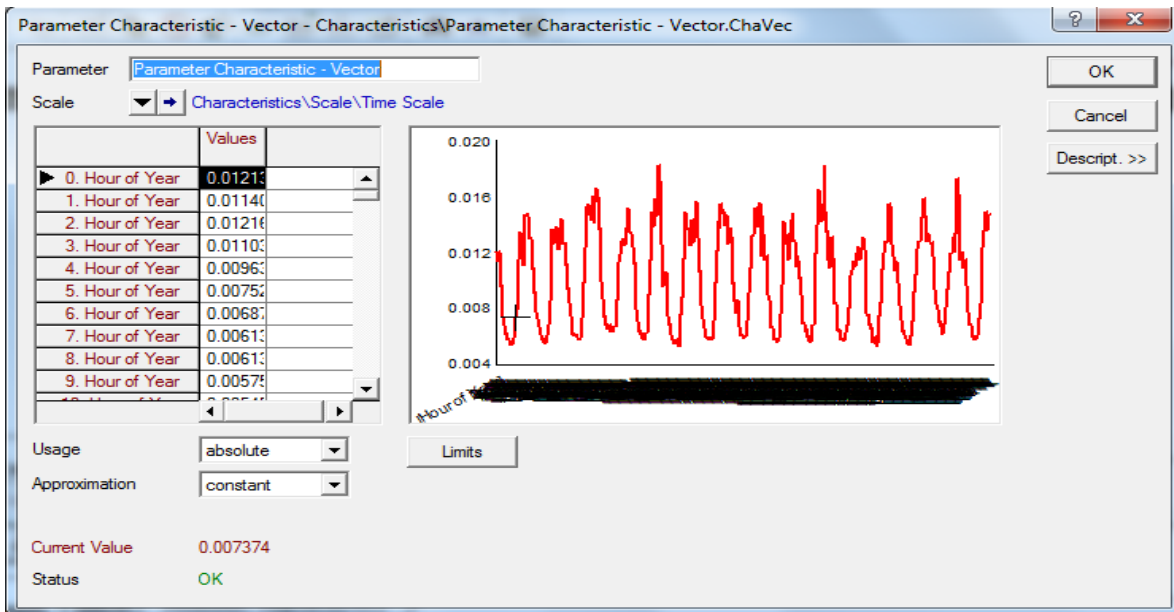


Figura 9.7. Introducción de potencia en el feeder para realizar la distribución de carga horaria.

Esta distribución se basa en la demanda en kW de cada carga que se encuentra conectada en el transformador, a continuación se muestra en la *Figura 9.8* la ventana para introducir la potencia que consume cada usuario.

Name	Grid	Input Mode	Balanced/Unbala...	Act. Pow. MW	React. Pow. Mvar	App. Pow. MVA	I kA	Pow. Fact.	cos(phi)(ind.cap)	Power Direction	ver	r0 p.u.	x0 p.u.
161G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00030	0.00014	0.00033	0.00141	0.90138	ind.	P>=0		0.01	0.1
162G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00078	0.00037	0.00087	0.00363	0.90075	ind.	P>=0		0.01	0.1
163G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00051	0.00024	0.00056	0.00236	0.90102	ind.	P>=0		0.01	0.1
179G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00030	0.00014	0.00033	0.00141	0.90138	ind.	P>=0		0.01	0.1
181G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00047	0.00022	0.00052	0.00217	0.90083	ind.	P>=0		0.01	0.1
204G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00037	0.00017	0.00041	0.00171	0.90064	ind.	P>=0		0.01	0.1
243G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00040	0.00019	0.00045	0.00187	0.90141	ind.	P>=0		0.01	0.1
590G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00087	0.00042	0.00096	0.00403	0.90094	ind.	P>=0		0.01	0.1
592G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00016	0.00007	0.00017	0.00073	0.90108	ind.	P>=0		0.01	0.1
601G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00048	0.00023	0.00053	0.00222	0.90070	ind.	P>=0		0.01	0.1
698G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00001	0.00000	0.00001	0.00004	0.89442	ind.	P>=0		0.01	0.1
752G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00045	0.00022	0.00050	0.00210	0.90065	ind.	P>=0		0.01	0.1
775G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00026	0.00012	0.00029	0.00122	0.90045	ind.	P>=0		0.01	0.1
847G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00064	0.00031	0.00071	0.00298	0.90102	ind.	P>=0		0.01	0.1
6557G	Modelo T-00020	DEF	0	0.00017	0.00008	0.00018	0.00078	0.90069	ind.	P>=0		0.01	0.1

Figura 9.8. Ventana en DigSILENT para introducir la demanda en kW a las cargas.

En la realidad no se tienen mediciones de potencia en los usuarios residenciales, por tanto los valores introducidos en la tabla de la *Figura 9.8* son resultados del método I luego de hacer la distribución de carga en condiciones de la demanda máxima. PowerFactory hace una escalada basándose en estas condiciones para distribuir la carga y asignar la potencia en las horas restantes a cada usuario junto con el cálculo de las pérdidas las pérdidas.

Por último se utilizó la opción “Sweep time en el feeder” para realizar la simulación y la distribución de carga horaria. La configuración del barrido se establece desde la hora 0 hasta la hora 359 en pasos de 1 hora. Con esto se tienen las 360 horas que conforman los 15 días del período de estudio. En la *Figura 9.9* se muestra la introducción de estos parámetros de configuración.

Type	Name	Value	Unit	Description
1	start	0.0	h	start time (hour of the year)
2	step	1	h	time step
3	stop	359	h	stop time (hour of the year)

Figura 9.9. Configuración del barrido para el feeder en PowerFactory.

9.9. Resultados de la aplicación del método IV para el cálculo de pérdidas en un circuito de BT

9.9.1 Pérdidas en el transformador, líneas secundarias y acometidas

Las pérdidas obtenidas de ésta simulación son las pérdidas totales de energía en el modelo completo. En la *Figura 9.10* se muestran los valores obtenidos al ejecutar el barrido en la simulación.

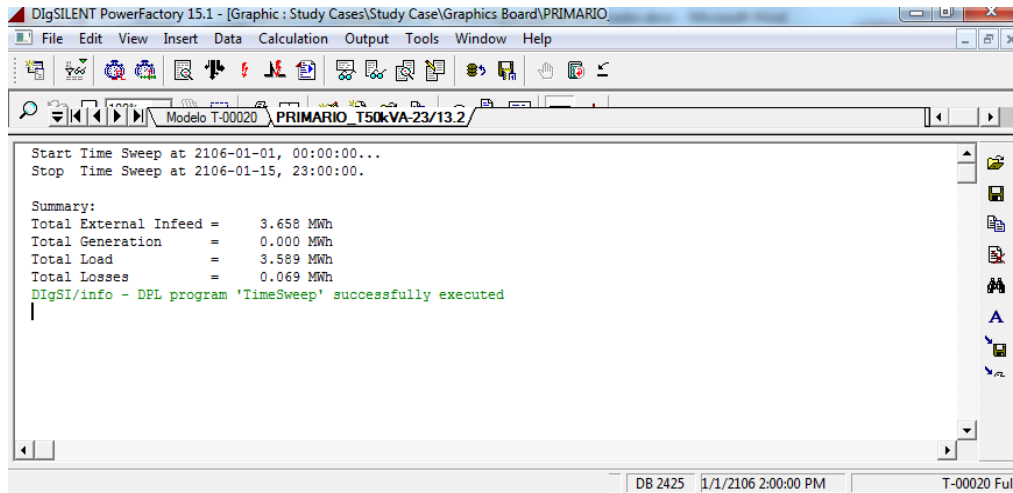


Figura 9.10. Resultados de pérdidas de energía al aplicar el método IV en PowerFactory.

a) Pérdidas en el transformador

Para obtener las pérdidas en el transformador se dejaron fuera de servicio a las cargas, las líneas y las acometidas. De esta manera en los resultados de la simulación solamente corresponden a los del transformador. En la *Figura 9.11* se muestran las pérdidas totales.

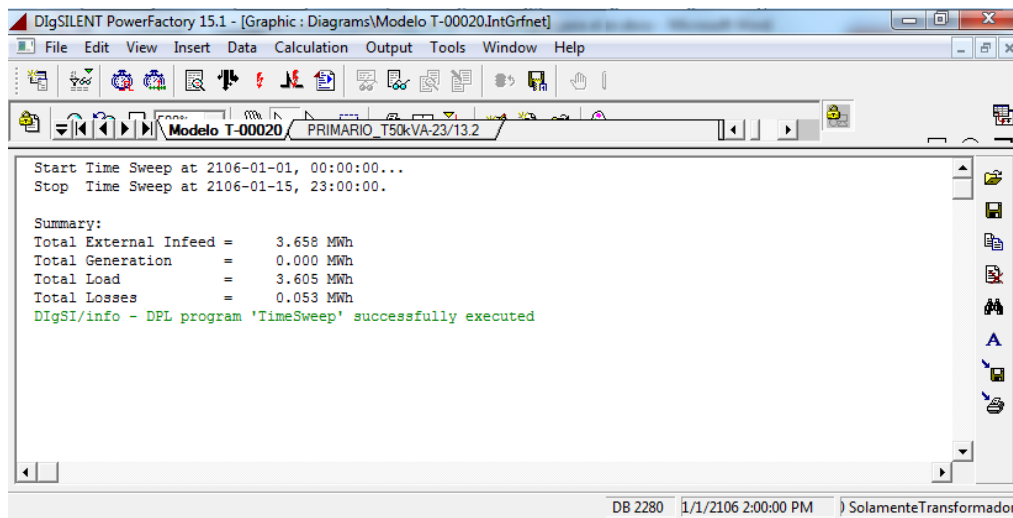


Figura 9.11. Pérdidas de energía en el transformador para un período de 15 días.

b) Pérdidas en las líneas del secundario

De la misma manera en que se determinaron las pérdidas del transformador, se calcularon las pérdidas en las líneas de distribución secundaria. Se colocaron fuera de servicio las acometidas y las cargas para obtener las pérdidas de energía del transformador más las pérdidas de la red secundaria. En la *Figura 9.12* se muestran dichos resultados.

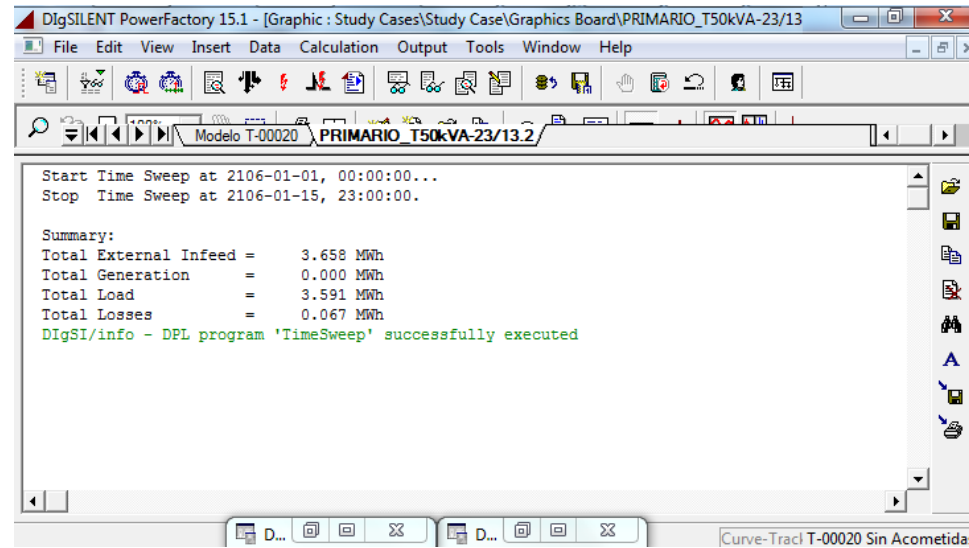


Figura 9.12. Pérdidas de energía en el transformador y la red secundaria para un período de 15 días.

Las pérdidas de la red secundaria se obtienen mediante la diferencia entre el valor que se presenta en la *Figura 9.12* y la *Figura 9.11*, es decir

$$E_{pérd Red sec} = E_{pérd Trafo+Red sec} - E_{pérd Trafo}$$

$$E_{pérd Red sec} = 67 kWh - 53 kWh$$

$$E_{pérd Red sec} = 14 kWh$$

c) Pérdidas en las acometidas

Las pérdidas en las acometidas se obtienen de la diferencia entre las pérdidas del modelo completo menos las pérdidas obtenidas con las cargas y las acometidas fuera de servicio, es decir, la diferencia entre los resultados obtenidos de la *Figura 9.12* y *Figura 9.10*.

$$E_{pérd acometida} = E_{pérd Total} - E_{pérd Trafo+Red sec}$$

$$E_{pérd Red sec} = 69 kWh - 67 kWh$$

$$E_{pérd Red sec} = 2 kWh$$

d) Pérdidas en los medidores

Las pérdidas en los medidores se calcularon por separado y sin incluirlos en el modelo de PowerFactory. Además en esta metodología se han despreciado las pérdidas variables en los medidores, ya que se determinó en el *Capítulo VI* que estas pérdidas son despreciables incluso en las condiciones de demanda máxima, por tanto el valor de pérdidas totales de los medidores es el mismo que en el Método II presentado en el *Capítulo VII*, y que se mostró en la *Tabla 6.3*, para las pérdidas en la bobina de voltaje.

9.9.2 Consolidado de los resultados

Las pérdidas de potencia en las condiciones de demanda máxima son las mismas que las obtenidas en el Método I, mostradas en la *Tabla 6.5* y que se presentan nuevamente a continuación

ETAPA	PÉRDIDA [%]			PÉRDIDA [kW]	
	Vacío	Con carga		Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	0.628%	0.427%		0.122	0.083
	0.638%			0.12397	
Red BT	0.638%			0.12397	
Acometidas	0.096%			0.01863	
Medidores	Fijas	Variables		Fijas	Variables
	0.160%	0.001%		0.03104	0.00028
Pérdida total BT	1.95%		Potencia Total BT	0.3786	

kW

Demanda máxima	19.4160
-----------------------	---------

Las pérdidas de energía obtenidas a partir de las simulaciones realizadas en PowerFactory se muestran en la *Tabla 9.8* para el modelo de transformador en estudio.

ETAPA	PÉRDIDA [%]			PÉRDIDA [kWh]	
	Vacío	Con carga		Vacío	Con carga
Centros de transformación MT/BT	1.196%	0.247%		43.92	9.08
Red BT	0.381%			14.00	
Acometidas	0.054%			2.00	
Medidores	0.304%			11.17	
Pérdida total BT	2.18%		Energía Total BT	80.17	

kWh	
Energía suministrada	3672.33

Tabla 9.8. Cuadro de pérdidas de energía de un circuito en BT aplicando el método IV.

9.10. Extrapolación de resultados del método IV

En éste método se deben realizar las simulaciones de todos los circuitos que conforman la muestra y determinar las pérdidas individuales en cada transformador, y así obtener las pérdidas por estrato. Una vez se tengan las pérdidas por estrato se puede utilizar la *Ecuación 6.3* para poder estimar las pérdidas totales en BT.

Debido a que este trabajo se limita a la utilización del software de simulación WindMil versión estudiantil, no es posible realizar una simulación horaria para cada transformador sin invertir meses o inclusive años en ello. Por esta razón no se puede realizar una extrapolación de los resultados para éste método, debido a que, en esencia, éste método es el más exacto y es el que se utiliza para comparar los otros 4 métodos que se han implementado.

El objetivo de usar PowerFactory se debió a la necesidad de hacer una comparación usando los valores de pérdidas obtenidos para el transformador que se ha usado como ejemplo en todo el desarrollo del reporte de éste trabajo, y que se muestra en el *Capítulo X*. Así, se puede obtener una idea del valor real que se obtendría al usar PowerFactory para todos los transformadores que conforman la muestra, además de identificar el método que se acerca más a la realidad.

CAPÍTULO X: COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN BAJA TENSIÓN

10.1. Introducción

En el *Capítulo IV* se explicaron los diferentes métodos investigados para estimar el nivel de pérdidas en baja tensión de una red de distribución, y se mencionó que cada uno varía en la forma de procesar los datos de medición, los parámetros eléctricos que utiliza cada uno para el flujo de carga, las ecuaciones que definen la estimación de las pérdidas y la cantidad de flujos de carga que se deben de realizar. Además del *Capítulo VI* al *Capítulo IX* se mostraron los resultados de aplicar los métodos descritos en el *Capítulo IV* en la muestra seleccionada en la red de baja tensión de la empresa distribuidora bajo estudio. Debido a la diferencia existente del procesamiento de la información que hay entre cada método, también existe una diferencia en cuanto a la exactitud al comparar los valores de pérdidas que se obtienen. A continuación se presentan las diferentes ventajas y desventajas de los 4 métodos propuestos.

10.2. Comparación numérica de resultados de las pérdidas totales en BT

En la *Tabla 10.1* se muestran los valores de pérdidas de potencia y energía en valores absolutos y en porcentaje para la red de baja tensión de la empresa distribuidora bajo estudio en un período de 15 días.

	Pérdida [kW]			
	Método I	Método II	Método III	Alternativo
Pérdidas de potencia	60.1 kW	54.2 ± 0.76k W	66.3 kW	60.1 kW
% Pérdidas de potencia	2.25%	2.02 ± 0.03 %	2.48%	2.25%
Pérdidas de energía	24,056.2 kWh	21,707.3 ± 306 kWh	23,048.8 kWh	23,194.1 kWh
% Pérdidas de energía	2.73%	2.59 ± 0.03 %	2.62%	2.64%

Tabla 10.1. Resumen de resultados de pérdidas en la red BT de la empresa distribuidora bajo estudio.

10.3. Ventajas y desventajas de cada método

A continuación se muestra en la *Tabla 10.2* un cuadro comparativo de las ventajas y desventajas de los diferentes métodos aplicados para el cálculo de pérdidas en baja tensión.

Cuadro comparativo de los diferentes métodos

	Método I	Método II	Método III	Método IV alternativo
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor facilidad en el manejo de la información debido a que solo se requiere el valor de demanda máxima del período de tiempo de estudio • El tiempo de ejecución es rápido debido a la poca cantidad de datos utilizados. • Requiere solamente un flujo de carga por muestra para determinar el nivel de pérdidas de potencia. • Se obtienen los valores promedios de pérdidas de energía para cualquier intervalo de tiempo aplicando el factor de pérdidas. • Facilidad en el cálculo de las pérdidas variables al estimarse a partir de la demanda máxima y el factor de pérdidas. • Es el más práctico de los 3 métodos por las facilidades de manipulación de datos 	<ul style="list-style-type: none"> • Toma en cuenta cierta variabilidad de la curva de demanda en el sistema en el intervalo de tiempo de estudio. • El análisis es más detallado que el realizado en el método I al dividir la demanda por bloques. • El error cometido puede disminuirse al aumentar el número de bloques en que se divide la curva de demanda para obtener el valor promedio. • Brinda una mejor aproximación de las pérdidas variables, determinando su nivel en cada bloque horario. • Se requiere una menor cantidad de flujos de carga que el método IV, sin tener una diferencia apreciable en el error. • Posee una representación más real que el método I y III 	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede determinar la demanda máxima individual de cada usuario a partir de estudios de caracterización de la carga. • No requiere inversiones monetarias de equipos de medición conectados en los bornes del transformador. • Requiere solamente un flujo de carga por muestra para determinar el nivel de pérdidas de potencia. • Las únicas mediciones que se requieren son los consumos de los usuarios finales conectados aguas abajo del transformador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Toma en cuenta la variabilidad de la curva de demanda en el sistema durante el período de estudio. • Utiliza el factor de potencia en cada intervalo de medición para estimar las pérdidas de potencia en diferentes condiciones, a partir de una condición cualquiera de la demanda en el sistema. • El error con respecto al valor real, es mucho menor que el método I y cercano al valor real. • Requiere solamente un flujo de carga por muestra para determinar el nivel de pérdidas de energía en el intervalo de tiempo que se registra cada valor de demanda.

Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No toma en cuenta las variaciones de la demanda al depender únicamente de los valores máximos. • No se cuenta con medición de potencia en los usuarios residenciales para asignar la carga de una manera más exacta. • Es el que posee el mayor error de los 3 métodos, a cambio de su simplicidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requiere de un reordenamiento de datos para separar los bloques horarios. • Mayor manipulación de datos que los demás métodos debido al uso de la derivada. • Necesita una mayor cantidad de flujos de carga que los demás métodos para obtener el nivel de pérdidas totales. • Menor nivel de practicidad que el método 	<ul style="list-style-type: none"> • No cuenta con mediciones reales. • Es muy dependiente del tiempo de estudio en que se realizó el estudio de caracterización de la carga. • No se toma en cuenta la potencia y energía debido a las pérdidas no técnicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un método que depende más de la teoría que de la práctica. • Existe un error al no tomar en cuenta la variación de la tensión en el sistema para las diferentes condiciones de la demanda. • No toma en cuenta la regulación de tensión, ni la pequeña variación de la temperatura de la componente resistiva de cada elemento, para las diferentes condiciones de la demanda del sistema
--------------------	---	--	--	--

Tabla 10.2. Ventajas y desventajas de los 4 métodos investigados e implementados.

10.4. Comparación numérica de resultados para un transformador

A continuación se muestra la comparación de los resultados obtenidos de las pérdidas técnicas en el transformador que se tomó de ejemplo en el desarrollo del trabajo. Se compara solamente un transformador debido a que fue el único modelo que se simuló en el software PowerFactory. De la *Tabla 10.3* a la *Tabla 10.6* se muestran los resultados obtenidos.

	Pérdida [kW]				
	Ref (PowerFactory)	Método I	Método II	Método III	Alternativa IV
Totales	0.3786	0.3786	0.3432	0.3256	0.3786
Transformador	0.2050	0.2050	0.1923	0.1850	0.2050
Acometidas	0.0186	0.0186	0.0157	0.0140	0.0186
Líneas	0.1240	0.1240	0.1042	0.0952	0.1240
Medidores	0.0313	0.0313	0.0310	0.0312	0.0313

Tabla 10.3. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de pérdidas de potencia en los 4 métodos en kW para un transformador.

	Pérdida [%]				
	Ref (PowerFactory)	Método I	Método II	Método III	Alternativa IV
Totales	1.95	1.95	1.77	1.95	1.95
Transformador	1.056	1.056	0.99	1.107	1.107
Acometidas	0.096	0.096	0.081	0.084	0.084
Líneas	0.638	0.638	0.537	0.569	0.569
Medidores	0.161	0.161	0.160	0.187	0.187

Tabla 10.4. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de % de pérdidas de potencia en los 4 métodos para un transformador.

	Pérdida [kWh]				
	Ref (PowerFactory)	Método I	Método II	Método III	Alternativa IV
Totales	80.17	83.974	79.434	83.362	79.92
Transformador	53.00	54.54	52.92	54.287	53.04
Acometidas	2.00	2.385	2	2.294	2.05
Líneas	14.00	15.871	13.34	15.603	13.62
Medidores	11.174	11.178	11.174	11.178	11.21

Tabla 10.5. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de pérdidas de energía en los 4 métodos en kWh para un transformador.

		Pérdida [%]			
	Ref (PowerFactory)	Método I	Método II	Método III	Alternativa IV
Totales	2.18%	2.28%	2.16%	2.27%	2.17%
Transformador	1.44%	1.48%	1.44%	1.48%	1.44%
Acometidas	0.05%	0.06%	0.05%	0.06%	0.06%
Líneas	0.38%	0.43%	0.36%	0.42%	0.37%
Medidores	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%

Tabla 10.6. Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de % de pérdidas de energía en los 4 métodos para un transformador.

En la *Tabla 10.7* se muestra el % de error de cada método con respecto al de referencia simulado en PowerFactory.

		Pérdida [kWh]			
	Ref (PowerFactory)	Método I	Método II	Método III	Alternativa IV
Totales	80.17	-4.74%	0.92%	-3.98%	0.32%
Transformador	53.00	-2.91%	0.15%	-2.43%	-0.08%
Acometidas	2.00	-19.25%	0.00%	-14.70%	-2.50%
Líneas	14.00	-13.36%	4.71%	-11.45%	2.71%
Medidores	11.174	-0.04%	0.00%	-0.04%	-0.32%

Tabla 10.7. Cuadro comparativo del % de error de los 4 métodos en comparación al de referencia para un transformador.

CONCLUSIONES

- Debido a que en la práctica no se tienen mediciones en todos los nodos de baja tensión, y el límite de elementos que se pueden usar en la versión estudiantil de WindMil, se hizo el análisis usando muestreo estadístico y dicha muestra debe ser representativa de todo el sistema.
- Las metodologías planteadas y utilizadas por algunos países de Latinoamérica son similares entre sí, se tienen variaciones en cuanto a la forma de manipular los datos y el software de simulación que utilizan.
- El método de análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado es el de mayor facilidad de empleo comparado con los demás, debido al manejo de información requerido de las mediciones, así como la cantidad de simulaciones que requiere se requieren para la obtención de las pérdidas de energía.
- La ecuación empírica de Buller y Woodrow que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas, y que se utiliza en el método de análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado, resulta ser una buena aproximación para la determinación de las pérdidas técnicas de potencia promedio y las pérdidas técnicas de energía.
- La desventaja del método de análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado es depender solamente de la medición de demanda máxima en el circuito, por tanto el nivel de pérdidas pudiera no ser tan exacto cuando el factor de carga posea mucha variabilidad en el tiempo.
- El método de análisis de flujo de carga con separación de bloques horarios presenta un nivel de error debido a la representación en bloques de la demanda, pero con el factor de corrección del error, se tiene una mejor aproximación de los valores reales, aunque se requiere de una mayor cantidad de simulaciones y mayor manipulación de datos e información.
- Análisis de flujo de carga con asignación de demanda máxima a cada usuario en un periodo de tiempo determinado es el método que requiere de menos inversión monetaria, y se puede aplicar en los casos de distribuidoras que son pequeñas como B&D o ABRUZZO ya que al poseer una menor cantidad de clientes el estudio de caracterización de la carga puede ser más exacto.
- La implementación de la alternativa del método de distribución de carga horaria por consumo de kWh-mes ofrece un resultado muy aproximado comparado con el método exacto que se implementó en PowerFactory. Se toma en cuenta la variabilidad de la demanda a partir de un flujo de carga en cualquier condición en el sistema, pero se requieren las mediciones en cada intervalo de tiempo del período de estudio.
- Para implementar exactamente el método de distribución de carga horaria por consumo en kWh-mes se debe contar con un software de simulación potente como PowerFactory que ofrece la opción de realizar las simulaciones horarias en menor tiempo que con otro software.

- Si se cuenta con un software de simulación robusto y con todas las mediciones necesarias de los parámetros eléctricos en el transformador durante el período de estudio, se puede emplear el método de distribución de carga horaria por consumo en kWh-mes. Los resultados son los más próximos a los que se pueden considerar como verdaderos ya que toma en cuenta la variabilidad de la demanda en cada instante de tiempo. Además la ayuda del software adecuado puede ahorrar meses en la realización de las simulaciones de flujo de carga.
- Al contar con el equipo de medición adecuado para el registro de la demanda en todo el período de estudio, pero sin contar con el software de simulación adecuado, se es posible implementar la alternativa el método de distribución de carga horaria por consumo de kWh-mes, ya que solamente se requiere un flujo de carga en cualquier condición o valor de la demanda para obtener las pérdidas de potencia promedio y energía en cada intervalo de tiempo que el medidor registre la demanda.
- Cuando la cantidad de transformadores resultantes del proceso de muestreo sea grande, y no se cuente con el software de simulación adecuado, para un estudio práctico y rápido es posible aplicar el método de análisis de flujo y distribución de carga en condiciones de demanda máxima de un periodo de tiempo determinado Aunque no es el método más exacto, su practicidad hace que este método sea una alternativa para las empresas distribuidoras en diferentes países según lo expuesto en el *Capítulo II*.
- Al no contar con el equipo de medición necesario para registrar la demanda en el período de estudio requerido, se puede optar por implementar el método de análisis de flujo de carga con asignación de demanda máxima a cada usuario en un periodo de tiempo determinado. Además si la empresa distribuidora posee una cantidad pequeña de usuarios, es un método que puede ofrecer valores bastante aceptables si se realiza un estudio cuidadoso de caracterización de la carga.

RECOMENDACIONES

- Con base en la comparación de los resultados, se recomienda utilizar el método de análisis de flujo de carga con separación de bloques horarios como método oficial para la determinación de las pérdidas técnicas, ya que se toma en cuenta cierta variación del valor de las pérdidas en función de la variación de la demanda, y la cantidad de flujos de carga se pueden limitar en función del error que se considere aceptable.
- Se puede hacer uso de cualquiera de estos cuatro métodos para cualquier nivel de tensión, sin embargo se deben hacer las consideraciones correspondientes con los elementos que conforman cada etapa del sistema de potencia seleccionado y las mediciones disponibles.
- Para apreciar de manera más clara las diferencias entre los resultados obtenidos en cada método, éstos deben implementarse en circuitos cuyas pérdidas variables sean mayores que las pérdidas fijas. En el caso de la empresa distribuidora bajo estudio, la mayor parte de las pérdidas técnicas eran pérdidas fijas. Por tanto, si no se piensa realizar expansiones futuras, se recomienda realizar un análisis de redimensionamiento y adaptación para los diseños de los circuitos con transformadores que se encuentran muy sobrados en su capacidad nominal.

BIBLIOGRAFÍA

1. Willian D. Stevenson, John J. Grainger. *Análisis de sistemas de potencia*, 2da edición McGraw Hill, 1998.
2. Ugarte Moreira (2012). “*Estimación de pérdidas técnicas en baja tensión*”, Costa Rica, Universidad de Costa Rica.
3. D.P.Kothari, I.J Nagrath. *Sistemas eléctricos de potencia*, 3ra edición McGraw Hillary, 2008.
4. Stephen J. Chapman. *Máquinas eléctricas*, 5ta edición. McGraw Hill 2012.
5. Aguirre Vázquez (2016). “*Evaluación de los diferentes métodos para el cálculo de las siguientes pérdidas técnicas en media tensión para redes de distribución*”, El Salvador, Universidad de El Salvador.
6. Jiménez Romero (2005). “*Metodología para la estimación de perdidas técnicas en Una red de distribución de energía eléctrica*”. Perú, Universidad de Perú.
7. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2011). *Reglamento de la Ley General de Electricidad de El Salvador*. SIGET.
8. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2015). *Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 15*. El Salvador, SIGET.
9. Consejo Nacional de Energía, *Sector Eléctrico El Salvador*, El Salvador, Enero 2016. Dirección de Mercado Eléctrico.
10. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). “*Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdida eléctricas*”, Colombia, 1990.
11. ANNEL. “*Pérdidas técnicas en las instalaciones de distribución*”, 2007.
12. A.L. Shenkman, “*Energy Loss Computation by Using Statistical Techniques*”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, pp. 254I258, Enero 1990.
13. R. Nadira, F.F. Wu, D.J. Maratukulam, E.P. Weber, y C.L. Thomas, “*Bulk Transmission System Loss Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, pp. 405I415, Mayo 1993.
14. J.C. Olivares, Y. Liu, J.M. Cañedo, R. Escarela-Pérez, J. Driesen, y P. Moreno, “*Reducing Losses in Distribution Transformers*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, pp. 821I825, Julio 2003.
15. C.A. Dortolina, y R. Nadira, “*The Loss is Unknown is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 1119I1125, Mayo 2005.

16. Trinidad and Tobago Electricity Commission. *“Incentive Mechanisms For Managing Transmission and Distribution Losses”*, 2005.
17. Luis Alfonso Gallego, Antonio Padilha Fertrin. *“Estimación curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución. Universidad Tecnológica de Pereira”*. Colombia, 2007.
18. Manual de Fichas Técnicas. *Transformadores de distribución*. AES-CAESS. El Salvador. 2004.
19. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2012). Anexo 2 del Acuerdo 587-E-2012. *“Manual para adaptación de circuitos de baja tensión por muestreo”*.
20. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2012). Anexo A del Acuerdo 18-E-2000. *“Caracterización de la carga”*.
21. CAPEV-OLADE. *Evaluación de pérdidas de energía en sistemas eléctricos de potencia. Consultor Mentor Poveda. 2016.*
22. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. *“Normas generales de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica”*.
23. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2012). Acuerdo sobre estudio de caracterización de la carga para la empresa distribuidora bajo estudio.

ANEXOS

Anexo A. Valores típicos de pérdidas de potencia en el hierro y cobre de transformadores monofásicos MT/BT

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CAPACIDAD (KVA)	CLASE DE AISLAMIENTO					
	HASTA 15 kV			HASTA 25 kV		
	VACIO	CARGA	TOTALES	VACIO	CARGA	TOTALES
10	47	131	178	57	131	188
15	62	182	244	75	184	259
25	86	282	368	100	294	394
37.5	103	388	491	107	380	487
50	118	496	614	122	493	615
75	186	648	834	215	696	911
100	235	826	1061	265	898	1163

Tabla A.1. Valores típicos de pérdidas de potencia en el hierro y cobre de transformadores monofásicos MT/BT.^[18]

Anexo B. Cálculo de la derivada de una serie de datos de medición

Por definición, la derivada de una función es la pendiente de la recta tangente a cualquier punto que se encuentre dentro del conjunto solución que satisface dicha función. Existen formas y métodos para calcular la derivada de una función empleando la teoría de límites cuando la expresión matemática de una serie de datos es conocida. En el caso del comportamiento de la demanda en cualquier nodo de un sistema de potencia en AT, MT, BT difícilmente se encontrará una expresión matemática modelo para describir su comportamiento.

Por tanto, el cálculo de la derivada para la serie de datos obtenidos de los equipos de medición instalados, se efectúa empleando la *Ecuación B.1*

$$\text{Derivada} = \frac{dy}{dx} = \text{pendiente de los puntos } (x_i, y_i) \text{ y } (x_{i+1}, y_{i+1}) \quad \text{Ec. B.1.}$$

Existen tres métodos para calcular la derivada. En la *Tabla B.1* se calcula la pendiente de los datos con los valores de demanda en kW del transformador presentado en el informe del desarrollo de éste trabajo y para los demás transformadores que forman parte de la muestra en BT según se detalla en el *Capítulo V*.

Tiempo	Demanda	Derivada opción 1	Derivada opción 2	Derivada opción 3
x_1	y_1	NA	$\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$	NA
x_2	y_2	$\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$	$\frac{y_3 - y_2}{x_3 - x_2}$	$\frac{y_3 - y_1}{x_3 - x_1}$
·	·	·	·	·
·	·	·	·	·
·	·	·	·	·
x_n	y_n	$\frac{y_{n-1} - y_n}{x_{n-1} - x_n}$	NA	NA

Tabla B.1 Formas para calcular la derivada o pendiente punto a punto.