

ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE NIVEL
DE TENSIÓN I EN CIRCUITOS TÍPICOS REPRESENTATIVOS DE LA
REGIONAL CÚCUTA DE CENS



AUTOR:

DANIEL SEBASTIAN ANDRÉ BARRETO LÓPEZ

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICAS, ELECTRÓNICA, SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
2015

ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE NIVEL
DE TENSIÓN I EN CIRCUITOS TÍPICOS REPRESENTATIVOS DE LA
REGIONAL CÚCUTA DE CENS

AUTOR:
ING. DANIEL SEBASTIAN ANDRÉ BARRETO LÓPEZ

TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

DIRECTOR: ING. MARCO ANTONIO CAICEDO GÉLVES

CODIRECTOR: M. Sc. VICTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

DIRECTOR DEL PROGRAMA: M. Sc. VICTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

JURADO CALIFICADOR:

JURADO 1: ING. BORJA LOPEZ BERROCAL

JURADO 2: ING. JORGE LUIS DÍAS

JURADO 3: M. Sc. PABLO ALEXANDER SANTAFÉ

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES

2015

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Pamplona, Norte de Santander, 28 de Noviembre de 2015

PROGRAMA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

MODALIDAD DE TRABAJO DE GRADO

- ☐ DOCENCIA ☐ REALIZACIÓN DE DIPLOMADO ☐ PASANTIA DE INVESTIGACIÓN
☐ PRACTICA INTEGRAL ☐ PRÁCTICA EMPRESARIAL ☐ RECITAL DE GRADO
☐ INVESTIGACIÓN

EL JURADO CALIFICADOR CONFORMADO POR: (Nombres, apellidos y documento de identidad).

JURADO 1: _____ /C.C: _____

JURADO 2: _____ /C.C: _____

JURADO 3: _____ /C.C: _____

EN SU SESIÓN EFECTUADA EN: _____ A LAS _____ HORAS, DEL
DÍA _____ DEL MES _____ DEL AÑO _____

Terminadas sus deliberaciones, y en cumplimiento de las normas y acuerdos de los órganos de dirección de la Universidad de Pamplona, se ha llegado a la siguiente conclusión:

Primera Conclusión: Otorgar la Calificación de: ____.

☐ EXCELENTE (≥ 4.5) ☐ APROBADO ($< 4.5, \geq 3.0$) ☐ INCOMPLETO

AL TRABAJO DE GRADO TITULADO: _____

AUTOR: _____ /C.C: _____

DIRECTOR Y/O TUTOR: _____ /C.C: _____

Segunda Conclusión: Emitir los siguientes criterios

Otras: _____

Tercera

No.	DESCRIPCIÓN	RECOMENDAR	
		SI	NO
1.	Recomendar para presentar en eventos.		
2.	Recomendar para publicación.		
3.	Recomendar para ser continuado en otros trabajos.		

Conclusión: Avalar el cumplimiento del Trabajo de Grado, para optar por el Título de

Firmas del Jurado Calificador:

JURADO 1

JURADO 2

JURADO 3

Director Comité Trabajo de Grado

Director Unidad Académica

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado especialmente a Dios y a mi madre, y a las personas que me apoyaron para llevar a cabo el cumplimiento de esta meta.

Especialmente dedicado a la memoria de mi abuelita, quien formó a una persona íntegra y decidida a alcanzar sus sueños.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a mis Padres, que me dieron la vida y gracias a ellos estoy hoy culminando esta meta, por sus consejos y apoyo incondicional, a mi mami por su amor sin igual y su incesante lucha para sacarme adelante sin importar las dificultades que dicho esfuerzo ha representado.

Agradecimientos a mi director de programa, el MSc. Víctor Manuel Garrido Arévalo, por su constante apoyo y guía a través de todo mi proceso académico y profesional

Agradecimientos al Centro de Excelencia Técnica (CET) de CENS, por permitirme vivir esta nueva etapa y brindarme los conocimientos y las herramientas necesarios para el desarrollo del proyecto y para mi formación como profesional y como persona.

Agradecimientos al Ingeniero Marco Antonio Caicedo Gelves, por acogerme como practicante universitario y como un integrante más de la familia CET, de la cual él es responsable y guía, así como soporte profesional y personal.

Agradecimientos a todas las personas que hicieron parte de este proceso y que gracias a ellos en muchos sentidos he crecido en diversos aspectos de mi vida.

CONTENIDO

RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO 1	15
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA	15
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	15
1.2 OBJETIVOS	16
1.2.1 General	16
1.2.2 Específicos	16
CAPÍTULO 2	17
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1 Pérdidas Técnicas	17
2.2 Pérdidas Técnicas para el Nivel de Tensión 1 (Pj,1)	17
2.3 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Transformadores	18
2.3.1 Curvas de Carga	18
2.3.2 Factor de Carga (fc)	20
2.3.3 Factor de pérdidas (fp)	20
2.3.4 Pérdidas en Transformadores de Distribución	21
2.3.5 Pérdidas en Vacío	21
2.3.6 Pérdidas con Carga	22
2.4 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Medidores	23
2.5 Cálculo de la Demanda Máxima Diversificada para el área metropolitana de Cúcuta	25
2.6 Grupos de calidad para la medición	26
CAPÍTULO 3	28
3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	28
3.1 DIgSILENT PowerFactory 15.2	28
3.2 SPARD® Distribution	29
3.3 Base de Datos de Transformadores	30

CAPÍTULO 4.....	31
4. IDENTIFICACIÓN DE LOS CIRCUITOS CON CARGAS TÍPICAS	31
4.1 Sector Seleccionado	31
4.2 Criterios de selección.....	31
4.3 Análisis Estadístico	35
CAPÍTULO 5.....	38
5. CREACIÓN DEL INSTRUCTIVO Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS	38
5.1 INFORMACIÓN BÁSICA	38
5.2 CREACIÓN DEL DGS	40
5.2.1 General.....	41
5.2.1.1 IntFolder.....	41
5.2.1.2 ElmNet.....	41
5.2.1.3 ElmTerm	42
5.2.1.4 ElmLne.....	43
5.2.1.5 ElmLod.....	46
5.2.1.6 StaCubic	49
5.3 IMPORTACIÓN DE LOS DGS EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY	52
5.4 SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY	57
5.4.1 Creación del Feeder:	58
5.4.2 Creación de la External Grid:.....	61
CONCLUSIONES	70
RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
ANEXOS.....	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Consumo de potencia en circuitos de tensión según las NTC correspondientes	25
Tabla 2. Clases de carga según tarifa	25
Tabla 3. Descripción de variables	25
Tabla 4. Ecuaciones de cálculo de la demanda máxima diversificada	26
Tabla 5. Transformadores resultantes del primer proceso de filtrado	34
Tabla 6. Análisis estadístico transformadores resultantes del primero proceso de filtrado	35
Tabla 7. Clasificación del tipo de conexión para ingreso al DIgSILENT	39
Tabla 8. Conversión datos a la sintaxis de DIgSILENT	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curva de carga diaria (ejemplo).....	19
Figura 2. Interfaz gráfica DIgSILENT	28
Figura 3. Interfaz gráfica SPARD® Distribution	29
Figura 4. Base de datos de transformadores pertenecientes a CENS.....	30
Figura 5. Mapa de regionales de CENS	31
Figura 6. Transformadores con potencias desde 30 kVA hasta 45 kVA	35
Figura 7. Transformadores con potencias de 45 kVA hasta 75 kVA.....	36
Figura 8. Transformadores con potencias de 75 kVA hasta 112,5 kVA.....	36
Figura 9. Transformadores con potencias de 112,5 kVA hasta 150 kVA.....	37
Figura 10. Transformadores con potencias mayores a 150 kVA	37
Figura 11. Datos pertenecientes a "migrabajadigsilent_entrega".....	38
Figura 12. Columnas de apoyo procesadas por IEB.....	38
Figura 13. Formatos de importación del DGS.....	40
Figura 14. Pestañas necesarias para la importación del DGS.....	40
Figura 15. Contenido pestaña "General"	41
Figura 16. Contenido pestaña "IntFolder"	41
Figura 17. Contenido pestaña "ElmNet"	41
Figura 18. Contenido pestaña "ElmTerm".....	42
Figura 19. Selección del primer nodo eléctrico (NB1T00014).....	42
Figura 20. Selección de los otros nodos eléctricos, sacados de Nodo_Siguiente .	43
Figura 21. Contenido pestaña "ElmLne"	43
Figura 22. Librería "220 V(1)" en el Data Manager	45
Figura 23. Contenido pestaña ElmLod.....	46
Figura 24. Selección de los datos de Cargas en Nodo_Siguiente	46
Figura 25. Ruta de la librería con tipos de cargas.....	47
Figura 26. Input Mode en DIgSILENT	47
Figura 27. Hoja de cálculo para determinar la potencia a ingresar en el DGS por cada una de las cargas.....	48
Figura 28. Casillas a llenar en el archivo "Cálculo de Potencia (DGS)"	48
Figura 29. Resultado de valores de potencia por usuario	49
Figura 30. Contenido pestaña StaCubic	49
Figura 31. Copia de información desde POSTE hasta ORDEN	51
Figura 32. Datos de conexión extraídos del archivo "CambioConexion"	51
Figura 33. Creación del proyecto	53
Figura 34. Ventana de creación del nuevo proyecto.....	53
Figura 35. Configuración de la frecuencia y nombre del creador.....	54
Figura 36. Primer paso importación del DGS.....	54

Figura 37. Segundo paso importación del DGS.....	55
Figura 38. Tercer paso importación del DGS.....	56
Figura 39. Cuarto paso importación DGS	57
Figura 40. Mensaje de confirmación de la importación.....	57
Figura 41. Ruta hasta el Network Data en el Data Manager.....	58
Figura 42. Creación del nuevo Feeder.....	58
Figura 43. Selección del tipo de elemento (ElmFeeder)	59
Figura 44. Características que deben ser editas en la configuración del Feeder ..	60
Figura 45. Selección del nodo inicial para crear el cubículo	60
Figura 46. Creación del cubículo para la conexión del Feeder	61
Figura 47. Selección del cubículo creado para realizar la conexión	61
Figura 48. Creación External Grid.....	62
Figura 49. Selección del tipo de elemento (ElmXnet)	63
Figura 50. Configuración de la External Grid (1).....	63
Figura 51. Configuración de la External Grid (2).....	64
Figura 52. Configuración de la External Grid (3).....	64
Figura 53. Configuración de la External Grid (4).....	65
Figura 54. Ícono para correr flujos de carga	65
Figura 55. Curva de carga horaria	66
Figura 56. Filtrado del circuito por cargas.....	66
Figura 57. Seleccionar Load Flow.....	67
Figura 58. Selección del tipo de característica	67
Figura 59. Creación de la nueva característica de carga.....	68
Figura 60. Configuración de la curva característica de tiempo	68
Figura 61. Configuración de la hora de cálculo del DIgSILENT	69

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Reguladores de media tensión (1)	75
Anexo 2. Reguladores de media tensión (2)	76
Anexo 3. Reguladores de media tensión (3)	76
Anexo 4. Medida semidirecta (1)	76
Anexo 5. Medida semidirecta (2)	77
Anexo 6. Medida semidirecta (3)	77
Anexo 7. Montaje de protecciones en transformadores	78
Anexo 8. Medida Centralizada	78
Anexo 9. Apoyo en realización de norma técnica	79

RESUMEN

El proyecto realizado en la modalidad de práctica empresarial, tiene como finalidad crear estrategias de reducción de las pérdidas técnicas presentes en el sistema de distribución de CENS para los circuitos de nivel de tensión I (Baja tensión – 110/220 V), usando las bases de datos de CENS y soportándose en los estudios entregados por la firma de consultoría especializada en ingeniería eléctrica IEB y la Universidad Tecnológica de Pereira, que fueron realizados a los operadores de red a nivel nacional que prestan el servicio eléctrico a la comunidad y mueven el mercado energético de Colombia.

Se llevan a cabo una serie de tareas y simulaciones que permiten consolidar un documento

Se realiza un estudio y las simulaciones necesarias para consolidar un documento con el cual Centrales Eléctricas de Norte de Santander podrá realizar y consolidar un proyecto con el fin de usarde las pérdidas técnicas presentes en la red de cada uno de los transformadores pertenecientes a CENS, y por consiguiente se podrán localizar los principales focos de pérdidas para orientar los trabajos hacia esos sectores.

PALABRAS CLAVE: Pérdidas, técnicas, eléctricas, desbalance, costo-beneficio, distribución

INTRODUCCIÓN

Como es bien sabido, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P, es un operador de red del país y como tal está obligado a cumplir ciertos niveles de calidad en la prestación de sus servicios a grandes y pequeños usuarios, dichas obligaciones son establecidas por entes como la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y la S.S.P.D (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), y es ésta la principal razón por la cual surge este proyecto.

En todo operador de red siempre existen índices de pérdidas de potencia, que se traducen en pérdidas económicas y bajos niveles de calidad en la energía entregada a los usuarios, y esto obliga a los OR a buscar estrategias que permitan reducir estas pérdidas, puesto que no es posible eliminarlas en su totalidad pero si se pueden llevar a niveles tolerables por la empresa y que sean reconocidas por la CREG y posteriormente remuneradas por dicho ente.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Las pérdidas técnicas aparecen de forma inherente con los procesos de transmisión, transformación y distribución, pues dichas pérdidas corresponden a la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la energía eléctrica, por lo que al ser una característica propia del sistema, no es posible la completa eliminación de dichas pérdidas, sin embargo si es posible reducirlas a niveles aceptables por medio de la optimización de la red y de los equipos que la componen, además de diversas estrategias de reducción de pérdidas que han surgido con el pasar del tiempo y los análisis realizados a la red y a esta característica.

Surge entonces la necesidad de estudiar y emplear los métodos más adecuados para lograr mitigar este problema y su impacto al operador de red y a sus usuarios, buscando una optimización de los transformadores y las redes asociadas a los mismos. Entre los métodos más comunes de reducción de las pérdidas técnicas se encuentran la cargabilidad óptima, el balanceo de circuitos, corrección del factor de potencia, reconfiguración de los circuitos, aumento o disminución de la capacidad instalada y de la capacidad de los conductores, entre otros muchos.

Centrales Eléctricas del Norte de Santander trabaja constantemente en la reducción de los problemas presentes en la red, y anualmente se llevan a cabo en promedio veinte remodelaciones de circuitos específicos; los sectores a los cuales van dirigidos estos trabajos son determinados por medio de investigaciones y estudios de campo, así como con los registros de fallas consecutivas, lo cual da cabida a que el proyecto se lleve a cabo en un ámbito investigativo en busca de soluciones industriales, siendo así una solución para la empresa para ser usado como una herramienta de planeación para los trabajos de remodelación y mantenimiento correctivo de redes que así lo requieren, lo cual justifica su validez como proyecto de grado y posterior culminación del ciclo universitario por parte del autor de este documento, además de dejar un precedente en la empresa que permita llevar a cabo un mejoramiento y aumento en la calidad del sistema perteneciente a CENS.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 General

Proponer una metodología que permita reducir las pérdidas técnicas de nivel de tensión I presentes en circuitos con condiciones de carga típica, representativos de la regional Cúcuta de CENS.

1.2.2 Específicos

- Identificar los circuitos con cargas típicas que permitan evidenciar los circuitos con mayor índice de pérdidas, los cuales serán objeto de estudio del proyecto.
- Diagnosticar el estado actual de los circuitos seleccionados, haciendo un estudio de cargabilidad, pérdidas en la red y en los transformadores, cantidad de usuarios, etc.
- Simular los circuitos por medio del software DigSilent, a fin de determinar las pérdidas asociadas a la red de cada transformador.
- Direcccionar las acciones que lleven a la mitigación y reducción de las pérdidas técnicas de nivel de tensión I en los circuitos seleccionados para tal fin.
- Elaborar un instructivo para que el personal operativo encargado del control y la reducción de pérdidas genere los reportes y acciones de control de los demás circuitos pertenecientes al sistema de distribución.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Pérdidas Técnicas

Los fenómenos físicos y eléctricos que pueden ocasionarse en la prestación del servicio, como el calentamiento que se produce al pasar la energía entre transformadores y las líneas de transporte reciben el nombre de pérdidas técnicas, estas pérdidas son calculables matemáticamente en un sistema dado en el territorio nacional, pues son pérdidas legales, y por ello son reconocidas como componente del costo del servicio al ser inherentes del sistema. [1]

2.2 Pérdidas Técnicas para el Nivel de Tensión 1 (Pj,1)

Para este Nivel de Tensión se calcula un índice, resultante del cálculo de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas reconocidas, para reconocer la cantidad de la energía perdida en este nivel respecto de la energía de entrada al mismo.

El cálculo de las pérdidas técnicas se realiza para cada sistema, modelando la totalidad de los circuitos entregados por cada agente de acuerdo con lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007 según los siguientes parámetros:

- ❖ Para modelar el comportamiento de la carga a través del tiempo en cada circuito, se simula el comportamiento de la carga de los usuarios según el área geográfica en donde se encuentre utilizando un modelo de Montecarlo. En caso de que un OR haya presentado curvas de carga en éste nivel de Tensión, el modelo se ajustará para que represente dicha curva.
- ❖ En caso de que no se cuente con la información de que trata la Circular 013 de 2007 de algún OR o en caso de que se encuentren inconsistencias en la información presentada se utiliza la mejor información disponible para el cálculo de las pérdidas.
- ❖ Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en este nivel de tensión, se aprobará el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga la información reportada a la CREG en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 013 de 2007, cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación (según el CAPÍTULO 9).

Las pérdidas no técnicas reconocidas (PNT_{j,r}), para cada sistema, serán:

- ❖ Las Pérdidas No Técnicas Reconocidas serán las que se aprueben a cada OR conforme a la presentación de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica, como índice de energía perdida en el Nivel de Tensión 1 respecto de la energía de entrada en éste nivel de tensión.
- ❖ Mientras se expide la regulación respecto de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica y le son aprobados a los OR sus respectivos índices, se tomará como valor de Pérdidas No Técnicas Reconocidas el índice resultante de la diferencia entre 12,75% y el índice de Pérdidas Técnicas del Nivel de Tensión 1, que permanecerá hasta cuando le sea aprobado al OR su índice particular.

El índice total de pérdidas reconocidas para el Nivel de Tensión 1 será el resultante de la suma de los índices de pérdidas técnicas y de pérdidas no técnicas reconocidas.

En caso de que al momento de presentación de la solicitud de aprobación de costos y cargos por parte de un OR no se cuente con la información del mismo, solicitada a través de la Circular CREG 013 DE 2007, que permita un adecuado cálculo de pérdidas en este Nivel de Tensión, se le asignará a dicho OR un valor inferior en 1 punto porcentual al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país, hasta tanto el OR presente la información requerida. [2]

2.3 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Transformadores

Inicialmente se citan algunas definiciones básicas del factor de carga y factor de pérdidas obtenidos de la curva de carga diaria:

2.3.1 Curvas de Carga

La carga en un sistema de distribución varía durante el día, normalmente, la máxima demanda ocurre después de las 6 pm y la mínima después de las 11 pm. Las compañías electrificadoras continuamente estudian la variación de la carga a través de todo el día, semana o mes. Una curva en la que se muestra el comportamiento de la demanda en función del tiempo se denomina curva de carga.

La curva es una función continua en el tiempo, pero para estudios prácticos, se considera discreta. En la figura A2.1 se muestra una curva de este tipo, donde el eje horizontal corresponde al tiempo, normalmente en horas, y el eje vertical corresponde a la carga en kW.

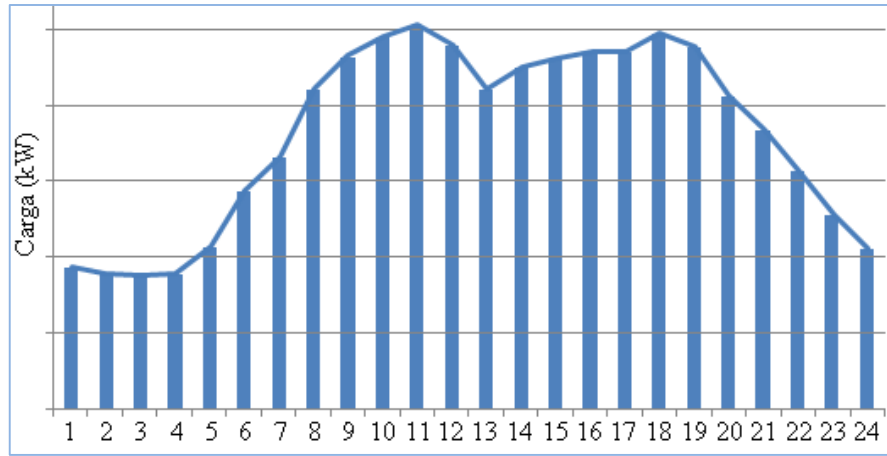


Figura 1. Curva de carga diaria (ejemplo).

Definiendo:

- ❖ Δt_i : Intervalo de tiempo de discretización (normalmente 1 hora)
- ❖ D_m : Demanda máxima.
- ❖ D_i : Demanda a la hora i .
- ❖ C_i : Demanda a la hora i en pu, donde:

$$C_i = \frac{D_i}{D_m}$$

La energía demandada por la carga en un intervalo de tiempo T es el área bajo la curva. Por lo tanto:

$$\text{Energía} = C_1 D_m \Delta t_1 + C_2 D_m \Delta t_2 + \dots + C_n D_m \Delta t_n$$

$$\text{Energía} = D_m \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i$$

Como la demanda media es la energía dividida entre el tiempo T , entonces la demanda promedio (D_{prom}) es:

$$D_{\text{prom}} = \frac{D_m}{T} \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i$$

2.3.2 Factor de Carga (fc)

Este se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima.

$$fc = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n C_i \Delta t_i$$

Para el caso particular en que se discretiza un día en horas, $T=24$ horas y todos los Δt_i son iguales a 1, por lo tanto:

$$fc = \left(\frac{1}{24}\right) \sum_{i=1}^{24} C_i$$

2.3.3 Factor de pérdidas (fp)

Para una corriente que circula a través de la resistencia equivalente del transformador o a través de los conductores de la red, se producen unas pérdidas $k \cdot R \cdot I^2$ donde k depende del tipo de sistema (monofásico, trifásico, etc.).

La energía perdida ($P_{\text{energía}}$) en el intervalo T es:

$$P_{\text{energía}} = k \cdot R \cdot [(C_1 I_m)^2 \cdot \Delta t_1 + (C_2 I_m)^2 \cdot \Delta t_2 + \dots (C_n I_m)^2 \cdot \Delta t_n]$$

El factor de pérdidas se define como la relación entre las pérdidas reales en el intervalo T y las pérdidas durante el intervalo T , suponiendo que la corriente en demanda máxima I_m permanece constante (pérdidas a demanda máxima).

$$fp = \frac{k \times R \times [(C_1 \times I_m)^2 \times \Delta t_1 + (C_2 \times I_m)^2 \times \Delta t_2 + \dots + (C_n \times I_m)^2 \times \Delta t_n]}{k \times R \times T \times I_m^2}$$

Simplemente, se obtiene:

$$fp = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n (C_i)^2 \cdot \Delta t_i$$

Para el caso en que se discretiza el día en forma horaria, $T = 24$ y todos los Δt_i son iguales a 1, por lo tanto:

$$f_p = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^n (C_i)^2$$

Una vez conocido el factor de pérdidas se pueden obtener las pérdidas de energía.

$$P_{\text{energía}} = f_p \cdot \text{Pérdida de potencia máxima} \cdot T$$

2.3.4 Pérdidas en Transformadores de Distribución

Las pérdidas en un transformador se pueden clasificar en:

- ❖ Pérdidas por regulación.
- ❖ Pérdidas de potencia reactiva.
- ❖ Pérdidas de potencia activa.

2.3.5 Pérdidas en Vacío

Las pérdidas de potencia en vacío son iguales a las pérdidas nominales en vacío (PNO) en kW (aproximadamente las del hierro).

$$P_{NO} = P_{fe}$$

Puesto que estas pérdidas, para propósitos prácticos, son constantes y dadas por el fabricante, las pérdidas de energía en vacío (PEO) para un año son:

$$P_{EO} = P_{NO} \cdot 8760 \text{ (kW-h)}$$

Para un día se tiene que:

$$P_{EO} = P_{NO} \cdot 24 \text{ (kW-h)}$$

2.3.6 Pérdidas con Carga

Las pérdidas de potencia con carga (PPC) son pérdidas del tipo $I^2 \cdot R$ en los devanados. Para el transformador trifásico, las pérdidas de potencia con carga nominal (PPCN), dadas por el fabricante son:

$$P_{PCN} = 3 \cdot I_n^2 \cdot R = 3 \cdot \left(\frac{kVA_n}{\sqrt{3}kV} \right)^2 \cdot R$$

En general para cualquier valor de demanda se tiene que:

$$P_{PC} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot \left(\frac{kVA}{\sqrt{3}kV} \right)^2 \cdot R$$

De las anteriores expresiones se obtiene:

$$\frac{P_{PC}}{P_{PCN}} = \left(\frac{kVA}{kVA_n} \right)^2$$

La expresión anterior es general para transformadores monofásicos o trifásicos.

Por lo tanto, para cualquier estado de carga del transformador, las pérdidas con carga en kW se pueden evaluar mediante:

$$P_{PC} = P_{PCN} \cdot \left(\frac{kVA}{kVA_n} \right)^2$$

Dónde:

kVA: Demanda de la carga en kVA.

kVA_n: Valor nominal en kVA del transformador.

P_{PCN}: Pérdida de potencia en kW a carga nominal (especificada por el fabricante).

El cociente (kVA/kVA_n) es un índice de carga del transformador, el cual para demanda máxima del transformador recibe el nombre de factor de utilización (fu).

$$f_u = \frac{kVA_{\max}}{kVA_n}$$

Las pérdidas de potencia se pueden evaluar para cualquier estado de carga, sin embargo, es de interés evaluarlas en la condición de demanda máxima, por lo tanto, la ecuación (17) toma la siguiente forma:

$$P_{PCmax} = P_{PCN} \cdot (fu)^2$$

Reemplazando se obtienen las pérdidas en la carga (en el cobre):+

$$P_{energia-CU} = fp \cdot P_{PCN} \cdot (fu)^2 \cdot T$$

Finalmente, las pérdidas totales son:

$$\text{Pérdidas de potencia (pico)} = P_{fe} + P_{PCN} \cdot (fu)^2$$

Las pérdidas de energía totales son:

$$P_{energia-TOTAL} = (P_{fe}) \cdot T + fp \cdot P_{PCN} \cdot (fu)^2 \cdot T$$

P_{fe} y P_{PCN} se toman de las normas NTC 818 y 819 del ICONTEC. [3]

2.4 Cálculo de Pérdidas Técnicas en Medidores

Los medidores de energía están compuestos por un par de bobinas para cada fase. Así, los medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos poseen, respectivamente, 1 par, 2 pares y 3 pares de bobinas. Cada elemento medidor está constituido por una bobina de potencial y una bobina de corriente. La pérdida en la bobina de potencial es asumida por el operador de red. La pérdida de energía en la bobina de potencial no varía a lo largo del día, ya que ésta está sometida a una tensión prácticamente constante, que permite asumir que la pérdida de energía en el medidor es independiente de la carga.

De esta forma, para calcular la pérdida de energía en un medidor de energía, basta conocer el valor de pérdidas por elemento medidor y la cantidad total de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Así las pérdidas de potencia activa $P_{medidores}$ correspondientes a los medidores de energía de a un circuito secundario de distribución con n usuarios se calculan como:

$$P_{\text{medidores}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{mi} * W_{mi}}{1000} \text{ [kW]}$$

Dónde:

- ❖ N_{mi} : Número de usuarios con medidor de energía tipo i .
- ❖ W_{mi} : Consumo de energía del medidor de energía tipo i .

Las pérdidas de energía $e_{\text{medidores}}$ son calculadas por la siguiente expresión:

$$e_{\text{medidores}} = P_{\text{medidores}} \times \Delta t \text{ [kW- h]}$$

Donde Δt es el periodo de análisis (en horas).

$P_{\text{medidores}}$ se toma de las normas NTC 2147, 2288, 4052 y 4649 del ICONTEC

El consumo de energía de los diferentes tipos de medidores se obtiene de las normas técnicas colombianas, las cuales dan los valores máximos permisibles a la frecuencia y temperatura de referencia. La tabla que se muestra a continuación presenta un resumen de esta información [4]:

	Clase	NTC 2147 Medidores estáticos	NTC 2288 Medidores electromecánicos	NTC 4052 Medidores estáticos	NTC 4649 Equipo para medidores de energía
Fuente de alimentación conectada al circuito de tensión	0,2 S	2 W	-----	-----	-----
	0,5 S	2 W	-----	-----	-----
	1	-----	-----	2 W	-----
	2	-----	-----	2 W	-----
Fuente de alimentación con conectada al circuito de tensión	0,2 S	0,5 VA	-----	-----	-----
	0,5 S	0,5 VA	-----	-----	-----
	1	-----	-----	0,5 VA	-----
	2	-----	-----	0,5 VA	-----
Monofásicos y polifásicos	0,5	-----	3 W	-----	-----
	1	-----	3 W	-----	-----

	2	-----	2 W	-----	-----
Multienergía	1 ϕ	-----	-----	-----	3,0 W
	2 ϕ	-----	-----	-----	2,5 W
	3 ϕ	-----	-----	-----	2,0 W
Multifunción	1 ϕ	-----	-----	-----	5,0 W
	2 ϕ	-----	-----	-----	3,5 W
	3 ϕ	-----	-----	-----	3,0 W

Tabla 1. Consumo de potencia en circuitos de tensión según las NTC correspondientes

2.5 Cálculo de la Demanda Máxima Diversificada para el área metropolitana de Cúcuta

La presente metodología aplica en los municipios de El Zulia, San Cayetano, Puerto Santander, San José de Cúcuta, Villa del Rosario y Los Patios.

Para la utilización de las ecuaciones que se presentarán más adelante, se deberá tener en cuenta lo establecido en las tablas 15 y 16 del capítulo 2 (Parámetros de diseño) de la norma técnica de CENS.

Clase de carga Según tarifa UNAL	Tarifa CENS
GR1	RESIDENCIAL E1 – E2
GR2	RESIDENCIAL E3 – E4
GR3	RESIDENCIAL E5 – E6
CO	COMERCIAL
MO	Para todos aquellos transformadores de distribución Que no tienen claramente definida una clasificación De consumo (MEZCLA)

Tabla 2. Clases de carga según tarifa

Tipo de variable	Variable	Descripción
Independiente	X	Número de instalaciones que tendrá El transformador de distribución
Dependiente	Y	Valor de la potencia activa

Tabla 3. Descripción de variables

Por consiguiente para determinar la demanda máxima diversificada expresada en kVA, usada para la selección del transformador y las redes de distribución se aplicarán las ecuaciones que se describen a en la Tabla 4. Ecuaciones de cálculo de la demanda máxima diversificada

, en aquellas situaciones que obedezcan únicamente a expansiones que permitan integrar nuevos usuarios a la red de distribución local de CENS:

Clase de Carga	DD por usuario
GR1	$Y = 0.226 + \frac{8.377}{X}$
GR2	$Y = 0.221 + \frac{14.672}{X}$
GR3	$Y = 0.843 + \frac{3.547}{X}$
MO	$Y = 0.195 + \frac{18.366}{X}$
CO	$Y = 0.655 + \frac{23.394}{X}$

Tabla 4. Ecuaciones de cálculo de la demanda máxima diversificada

La demanda diversificada total se obtiene aplicando la siguiente ecuación

$$DD_{total} = Y * X$$

2.6 Grupos de calidad para la medición

Mediante la entrada en vigencia de la resolución CREG 070 de 1998, dio apertura a la introducción en el sector eléctrica reglamentación en torno a la temática de la calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios para continuidad en el servicio. [6]

Los grupos de calidad son determinados de acuerdo con las reglas que se muestran a continuación:

- ❖ GRUPO 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- ❖ GRUPO 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

- ❖ GRUPO 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- ❖ GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los Circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para tramos de circuito, el Grupo al que éstos pertenecen estará determinado por el Grupo al cual pertenezcan la mayoría de transformadores conectados a él. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen éstos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

CAPÍTULO 3

3. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para cumplir a cabalidad el proyecto se hizo necesario el uso de software especializado y herramientas ofimáticas, además de los archivos consolidados por Centrales Eléctricas de Norte de Santander, como resultado de los datos adquiridos de terreno y las medidas realizadas a cada uno de los usuarios de CENS.

3.1 DigSILENT PowerFactory 15.2

Se decidió que el software principal del estudio fuera el DigSILENT PowerFactory en su versión 15.2 que es la versión a la cual tiene acceso la empresa por las llaves de licencia adquiridas para estudios y diseños [7].

Presenta un ambiente de trabajo bastante cómodo y permite realizar estudios altamente especializados y enfocados a diversos temas de carácter investigativo y técnico también.

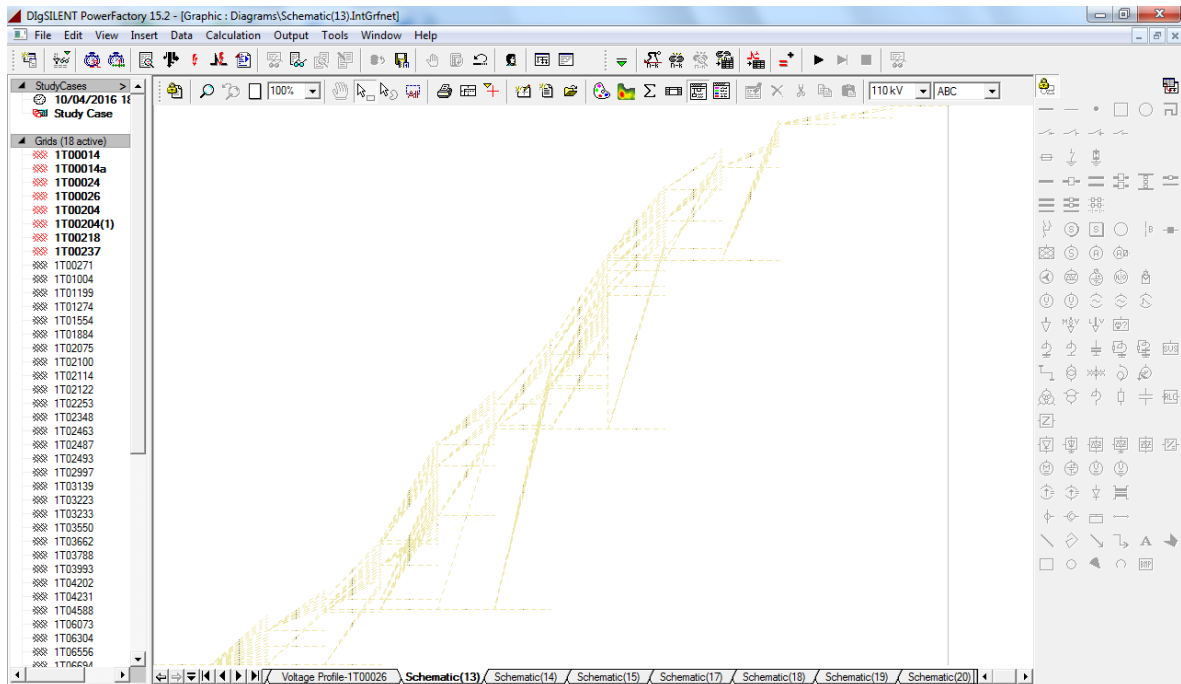


Figura 2. Interfaz gráfica DigSILENT

Permite además la ejecución de flujos de carga que dan resultados y características de la red y de cada uno de los elementos que se incluyan en el estudio.

3.2 SPARD® Distribution

SPARD® DISTRIBUTION es un Sistema de Información Geográfica (GIS) especializado para redes eléctricas de distribución que reúne grandes ventajas [REFERENCIAR]:

- Tiene funciones de análisis y optimización de la red integrados.
- Con este producto se administra y actualiza la Base de Datos de Distribución (BDD) geográfica y topológica de la red que es la misma fuente de datos para los módulos OMS, TCS, POWER y otros de SPARD.
- No se requiere de software GIS de terceros.

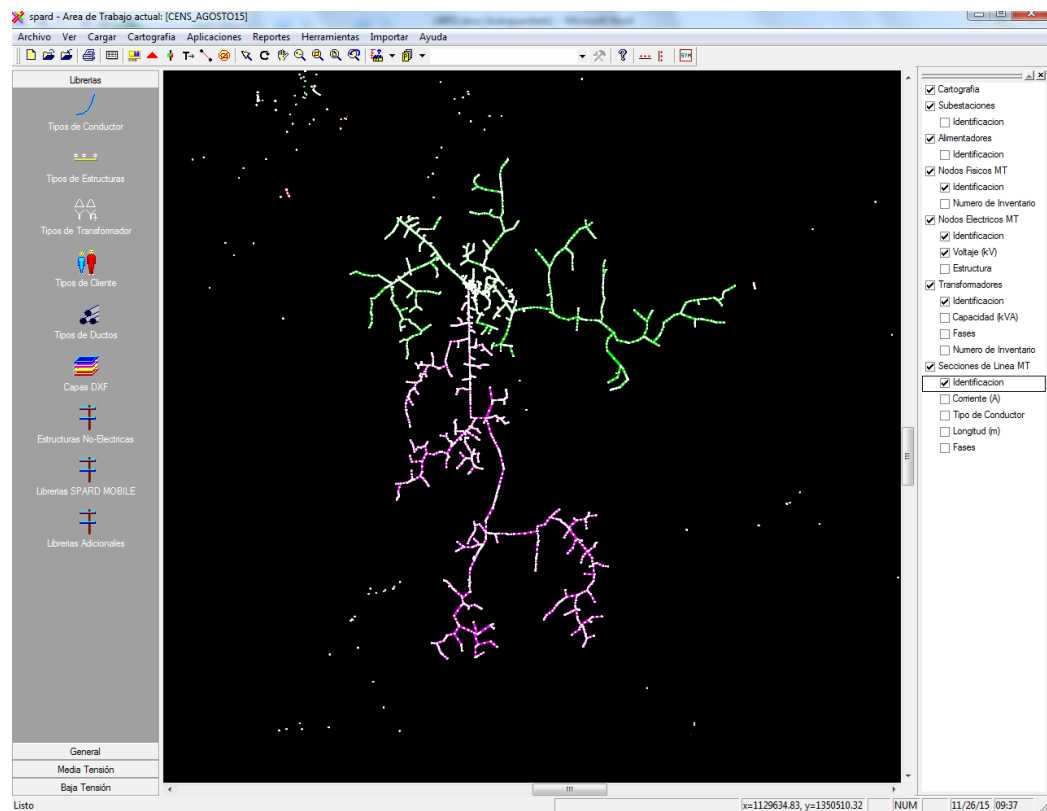


Figura 3. Interfaz gráfica SPARD® Distribution

Cabe destacar que la empresa cuenta con la licencia de este software y que es muy usado para realizar estudios de factibilidad y en general para realizar diagnósticos de la red, puesto que se tiene todo el sistema de CENS modelado en este software, tanto para baja tensión, como para media y alta tensión.

Se realiza la extracción de datos de la red de baja tensión asociada a cada uno de los circuitos analizados, haciendo uso de este software, ya que es posible extraer también los consumos de cada usuario, y las lecturas del macromedidor de cada transformador.

3.3 Base de Datos de Transformadores

Es una base de datos realizada en hojas de cálculo de Excel, en la cual se encuentran cada uno de los más de 18000 transformadores con los cuales cuenta la empresa, su capacidad nominal, y algunos otros datos característicos de cada transformador, que permitieron realizar una caracterización de los circuitos con los cuales se trabajó:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	CODE	MARCA	NROSERIE	SERIAL	GRUPO	KV	KVA	ALIMENTA	USUARIO	DIRECCION_TRAFO	ELEMENTOS
2	1T02841	MAGNETROL	13080	100438	1	13.8	75 ESCC62	117 KDX 42 1-1 B/ESCOBAL			CAMBIA 2885. OT38683
3	1T02838	CDM	7392	33033	1	13.8	112.5 ESCC62	109 KDX 24-1-A ESCOBAL			
4	1T02786	SIEMENS	12634P	10807454	1	13.8	225 ESCC62	1 CL 6 3-02 M TRIT/DORA EXITO-ESCOBAL			REV CON CONS AGO 09
5	1T03060	MAGNETROL	6734	27731-94	1	13.8	150 ESCC62	65 AVE 7 7-30 B/URBANIZA LA QUINTA			CAMBIA T115.OT15350
6	5T00582	TPL	5T00582		4	13.8	25 AGUC3	44 VIA LA ARCADIA			
7	1T06005	TPL	2222	22732	1	13.8	75 ATAC88	98 MZ 33 LOT 14-1 B/CLARET			
8	1T06006	ABB	11165	146130	1	13.8	75 ATAC88	139 MZ 52 LOT 27-1 B/CLARET			REV NIFF SEP 2011
9	1T06007	ABB	11163	146128	1	13.8	75 ATAC88	128 MZ 37 LOTE 15-1 B/CLARET			REV NIFF SEP 2011
10	1T06008	ABB	11166	146126	1	13.8	75 ATAC88	140 MNZ 39 LOTE 15-L B/CLARET			REM-PQR201400018360 INC
11	1T00442	ABB	12100	158976	1	13.8	75 ATAC88	110 MNZ 57 LOT 27 B/CLARET			REV NIFF SEP 2011
12	1T06901	ABB	12101	158978	1	13.8	75 ATAC88	62 MZ 40 L 15-1 B/CLARET			REV NIFF SEP 2011
13	1T00378	ABB-TPL	1984	33686	1	13.8	75 BELC22	155 AVE 3 8B-123 DOÑA NIDIA			CAMBIA 11739. BT16635
14	1T00519	MAGNETROL	8301	34788-95	1	13.8	75 BELC22	149 CLL 16 30-86 B/BELEN			PQR-3300-1804-2013-INGES
15	1T00380	TPL	2000	00330	1	13.8	75 BELC22	105 CLL 6 1-49 B/DOÑA NIDIA			CENSO 08/05 RINTERVENT
16	1T00382	MAGNETROL	19354	249596	1	13.8	75 BELC22	69 AV 0 5-08 B/CARLOS RAMIREZ PARIS			CAMBIA 610. REM-3300-020
17	1T00381	MAGNETROL	4897	6272	1	13.8	37.5 BELC22	64 AVE 0 6-36-1 B/DOÑA NIDIA			GEO- DIS0218
18	1T01296	TPL	02244	66094	1	13.8	150 SANC54	1 AVE 3 6-30 B/ SAN LUIS			
19	1T01430	CDM	8862P	33656	1	13.8	112.5 SANC54	37 CLL 2N 15E-20 TORRES DEL PARQUE			REV CON CONS 11 FEB 20
20	1T01572	ABB	10991P	130403	1	13.8	75 SANC54	47 AVE 17E 2N-65 INTERIOR T-12 PALMA REAL			R.C.P 16-02-2011-OK
21	1T04294	SIEMENS	2863	74239382	1	13.8	150 SANC54	83 CLL 1N 16E-02 CONJ PARQUE REAL			CAMBIA 5478 BT2440
22	1T01574	ABB	6802P	114157	1	13.8	150 SANC54	92 AV 16E 0N-40 PARQUE REAL			REV. CON. CONSUMOS AE
23	1T01322	SIEMENS	4274P	96385-323	1	13.8	112.5 SANC54	51 AV. LIBERT. 4N-59-M VALPARAISO			DIAG-03-02-2014-OK
24	1T02979	MAGNETROL	10168	44999-97	1	13.8	50 SANC45	83 TRANSV.9 9-29 SAN MATEO			REV. CON. CONSUMOS DI
25	1T02980	ELECTROAR	10719	187571	1	13.8	75 SANC45	129 AV 12 24-11 B/BELLAVISTA			CAMBIA 11184. OT22320 DI
26	1T02907	TPL	01467	17081	1	13.8	45 SANC45	1 CLL 25 13-26 CARACOL			
27	1T02931	GENERAL E	164873	2011050145	1	13.8	75 SANC45	127 AVE 11 23-39 BELLAVISTA			CAMBIA 1109. BT12524
28	1T07153	TPL	02205	740-2	1	13.8	45 SANC45	1 AV 11 19-51-M LIBERTAD			REV CON CONS AGO 09
29	1T02932	MAGNETROL	19059	242487	1	13.8	50 SANC45	119 AVENIDA 10 21-45 LIBERTAD			CAMBIA 5182. OT25670
30	1T02997	CDM	6874	33057	1	13.8	45 SANC45	105 CLL 20 10-37 LIBERTAD			CAMBIO 8702. OIT21047. 1-9
31	1T02918	CDM	2083	22077	1	13.8	112.5 SANC45	156 CLL 19 10-11 LIBERTAD			
32	1T06066	MAGNETROL	11845P	75351-01	1	13.8	75 ESCC62	63 AV. 4 3-83 INT 1-11 PRADOS DEL ESTE			
33	1T02850	MAGNETROL	11963	77495-01	1	13.8	75 SANC55	119 AVE 10 6-02 ALTO PAMPLONITA			CAMBIA 8428. OT248-11
34	1T03008	MAGNETROL	15088	152021	1	13.8	75 SANC55	146 AVE 10 1-52 SAN LUIS			REM-3300-1483-2013-PROIN
35	1T00099	ABB	9444	128908	1	13.8	25 ESCC63	AUT ANILLO VIAL CERCA PTE			ALUMBRADO PUBLICO
36	1T03064	CDM	5442	31724	1	13.8	112.5 ESCC62	114 CALLE 7A 4-110 NUEVO ESCOBAL			
37	1T07309	MAGNETROL	12420P	127421	1	13.8	45 ESCC63	2 FRENTE POLAR ANILLO VIAL			CENSO MAR/06 COM-0362/
38	1T07316	CDM	12239P	34633	1	13.8	112.5 ESCC62	103 CLL 7 7-90 ESTACION DEL ESTE			
39	1T03022	RYMEL	19607	2012070188	1	13.8	150 SANC53	297 AV 3 16-09 B/SAN LUIS			REM-PQR-201400021029-IN
40	1T02831	RYMEL	17793P	2009120245	1	13.8	225 SANC53	1 AV 3 23-51 (M) POLICIA SAN MAT			P-2010050004. CAMBIA 8428

Figura 4. Base de datos de transformadores pertenecientes a CENS

CAPÍTULO 4

4. IDENTIFICACIÓN DE LOS CIRCUITOS CON CARGAS TÍPICAS

4.1 Sector Seleccionado

Para efectos del presente estudio se dispuso seleccionar los circuitos típicos pertenecientes a la regional Cúcuta de CENS, puesto que Cúcuta es la capital del Norte de Santander, y representa en gran medida, los mayores consumos registrados en todas las 5 regionales, pues cuenta con un mayor número de usuarios a pesar de tener menor extensión geográfica con respecto a las demás.

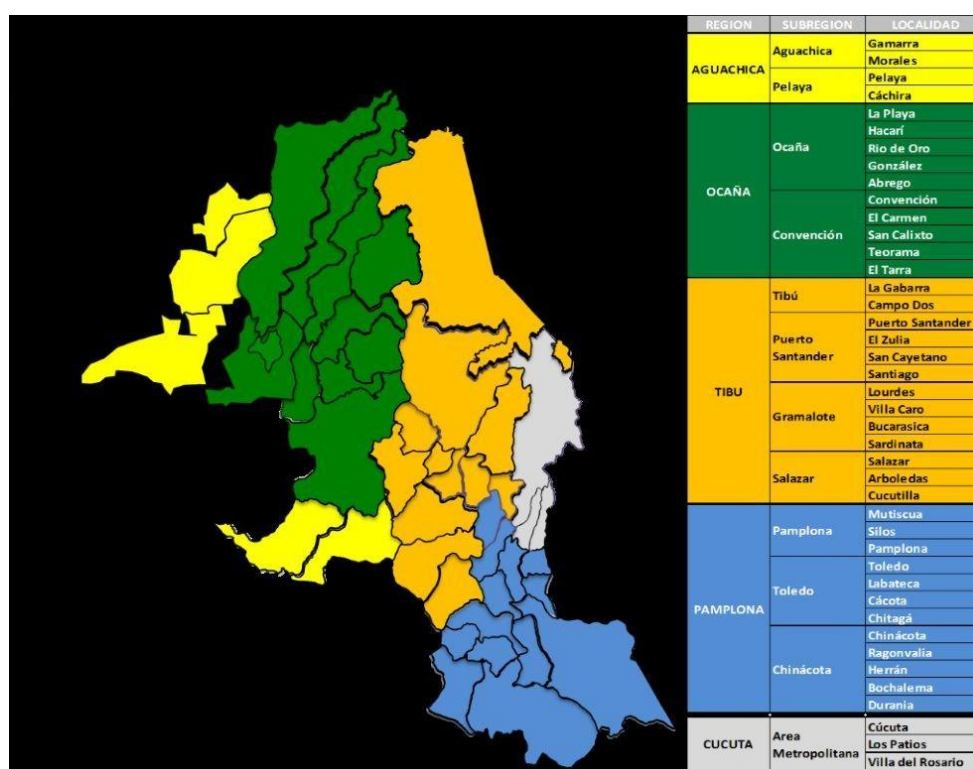


Figura 5. Mapa de regionales de CENS

4.2 Criterios de selección

La regional Cúcuta de CENS cuenta con 3 localidades, las cuales son Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, de las cuales se decide trabajar únicamente con Cúcuta, en su sector urbano.

Algunas otras consideraciones que se tuvieron en cuenta para seleccionar la muestra de la cual se toman los datos son:

Estos filtros se aplicaron a la base de datos de CENS para reducir la muestra a la más adecuada.

- ❖ 1t (code) este código hace referencia a los transformadores pertenecientes a la regional Cúcuta, se encuentran entonces 5 códigos, uno para cada regional, y van de 1 a 5, siendo 1 el asignado a Cúcuta.
- ❖ Alimentadores pertenecientes al Área Metropolitana de Cúcuta (San Mateo, Belén, Escobal, etc.)
- ❖ Dirección_trafo, en este apartado se descartan los transformadores pertenecientes al sector rural, como fincas, veredas, etc.
- ❖ Conexión, se descartan los transformadores que no tienen un tipo de conexión establecido, por lo cual pueden ser transformadores sin usuarios o destinados a servir como fuente de alimentación para el alumbrado público.
- ❖ Tipo_poblacion, en este ítem se seleccionan únicamente los que están catalogados como Urbanos, afianzando el filtro realizado en Dirección_trafo.

Una vez hecho el filtrado de la información en la base de datos que se cuenta por parte de la empresa, se procede a relacionar los transformadores obtenidos con los transformadores contenidos en la base de datos entregada por IEB de circuitos típicos de la red de CENS en general, para seleccionar los que serán destinados al estudio.

Luego de realizados los filtros mencionados, se obtiene un total de 246 transformadores, todos pertenecientes al área metropolitana de Cúcuta, y en los cuales se tienen, según IEB, cargas con los comportamientos típicos del sistema de distribución de CENS:

Transformador	kVA	Transformador	kVA	Transformador	kVA
1T07023	15	1T00598	75	1T10135	75
1T00024	25	1T00599	75	1T10477	75
1T00043	25	1T00673	75	1T10488	75
1T02915	25	1T00692	75	1T10619	75
1T06015	25	1T00764	75	1T10658	75
1T06996	25	1T00916	75	1T10670	75
1T07144	25	1T01002	75	1T10723	75
1T07267	25	1T01004	75	1T10868	75
1T07719	25	1T01013	75	1TB0030	100
1T00037	30	1T01019	75	1TB0042	100

Transformador	kVA	Transformador	kVA	Transformador	kVA
1T02020	37,5	1T01024	75	1T00069	112,5
1T08510	37,5	1T01039	75	1T00087	112,5
1T00104	45	1T01061	75	1T00136	112,5
1T00154	45	1T01100	75	1T00181	112,5
1T00197	45	1T01170	75	1T00230	112,5
1T00207	45	1T01199	75	1T00231	112,5
1T00218	45	1T01264	75	1T00237	112,5
1T00235	45	1T01350	75	1T00539	112,5
1T00424	45	1T01467	75	1T00637	112,5
1T00537	45	1T01493	75	1T00722	112,5
1T01266	45	1T01528	75	1T00795	112,5
1T01327	45	1T01554	75	1T00819	112,5
1T01340	45	1T01643	75	1T00891	112,5
1T01343	45	1T01660	75	1T00913	112,5
1T01345	45	1T01682	75	1T01117	112,5
1T01635	45	1T01706	75	1T01184	112,5
1T01647	45	1T01741	75	1T01265	112,5
1T01659	45	1T01810	75	1T01274	112,5
1T01860	45	1T01814	75	1T01276	112,5
1T01927	45	1T01832	75	1T01281	112,5
1T02868	45	1T01833	75	1T01308	112,5
1T02903	45	1T01836	75	1T01337	112,5
1T02997	45	1T01862	75	1T01342	112,5
1T03000	45	1T01882	75	1T01410	112,5
1T06946	45	1T01883	75	1T01420	112,5
1T06998	45	1T01884	75	1T01438	112,5
1T08084	45	1T01886	75	1T01443	112,5
1T10769	45	1T02010	75	1T01444	112,5
1T10926	45	1T02012	75	1T01446	112,5
1T00397	50	1T02013	75	1T01457	112,5
1T00400	50	1T02024	75	1T01535	112,5
1T00452	50	1T02818	75	1T01591	112,5
1T00506	50	1T02873	75	1T01687	112,5
1T00590	50	1T02893	75	1T01714	112,5
1T01055	50	1T02896	75	1T01724	112,5
1T01097	50	1T02899	75	1T01746	112,5
1T01121	50	1T02927	75	1T01825	112,5
1T01849	50	1T02949	75	1T01830	112,5

Transformador	kVA	Transformador	kVA	Transformador	kVA
1T01881	50	1T02959	75	1T01967	112,5
1T01893	50	1T02963	75	1T02843	112,5
1T04556	50	1T02964	75	1T02871	112,5
1T04631	50	1T02968	75	1T02880	112,5
1T06320	50	1T02973	75	1T02882	112,5
1T06674	50	1T03015	75	1T02933	112,5
1T06907	50	1T03030	75	1T03048	112,5
1T06968	50	1T03051	75	1T03072	112,5
1T07015	50	1T03067	75	1T03094	112,5
1T07150	50	1T06882	75	1T03140	112,5
1T07208	50	1T06919	75	1T03152	112,5
1T07254	50	1T06976	75	1T06013	112,5
1T07533	50	1T07014	75	1T06903	112,5
1T07556	50	1T07019	75	1T06973	112,5
1T08497	50	1T07041	75	1T07406	112,5
1T08835	50	1T07050	75	1T08753	112,5
1T09705	50	1T07085	75	1T08800	112,5
1TB0054	50	1T07226	75	1T08861	112,5
1T00014	75	1T07327	75	1T08992	112,5
1T00047	75	1T07429	75	1T00026	150
1T00183	75	1T07529	75	1T00271	150
1T00204	75	1T07531	75	1T01332	150
1T00247	75	1T07532	75	1T02037	150
1T00387	75	1T07607	75	1T03139	150
1T00412	75	1T07692	75	1T03201	150
1T00421	75	1T07897	75	1T01328	225
1T00450	75	1T08008	75	1T01404	225
1T00498	75	1T08470	75	1T01539	225
1T00502	75	1T08496	75	1T01587	225
1T00545	75	1T09154	75	1T01604	225
1T00549	75	1T09532	75	1T09683	225
1T00559	75	1T09686	75	1T01624	300
1T00568	75	1T09789	75	1T02061	300
1T00578	75	1T09894	75	1T08032	300

Tabla 5. Transformadores resultantes del primer proceso de filtrado

Al tener la cantidad total de transformadores pertenecientes a Cúcuta y que se encuentran presentes en los datos procesados y entregados por IEB, se procede a realizar un análisis estadístico para establecer cuáles son los transformadores que

presentan mayor participación en el porcentaje total de circuitos con cargas representativas de Cúcuta.

4.3 Análisis Estadístico

Clase	Mínimo	Máximo	Frecuencia	Probabilidad de clase	Probabilidad acumulada
1	15	45	39	15,9%	15,9%
2	45	75	133	54,1%	69,9%
3	75	112,5	59	24,0%	93,9%
4	112,5	150	6	2,4%	96,3%
5	150	200	0	0,0%	96,3%
6	200	250	6	2,4%	98,8%
7	250	300	3	1,2%	100,0%

Tabla 6. Análisis estadístico transformadores resultantes del primero proceso de filtrado

Es evidente que la mayor población representativa de las cargas con comportamiento típico, hacen parte de la clase 2, que para este caso abarca los transformadores de 45 a 75 kVA, por lo cual se puede afirmar que los transformadores que mejor representan los consumos asociados a CENS radican en capacidades de 75 kVA en su mayoría.

Se estudia la tendencia de usuarios por transformador y distancias de los mismos, las cuales son mostradas a continuación:

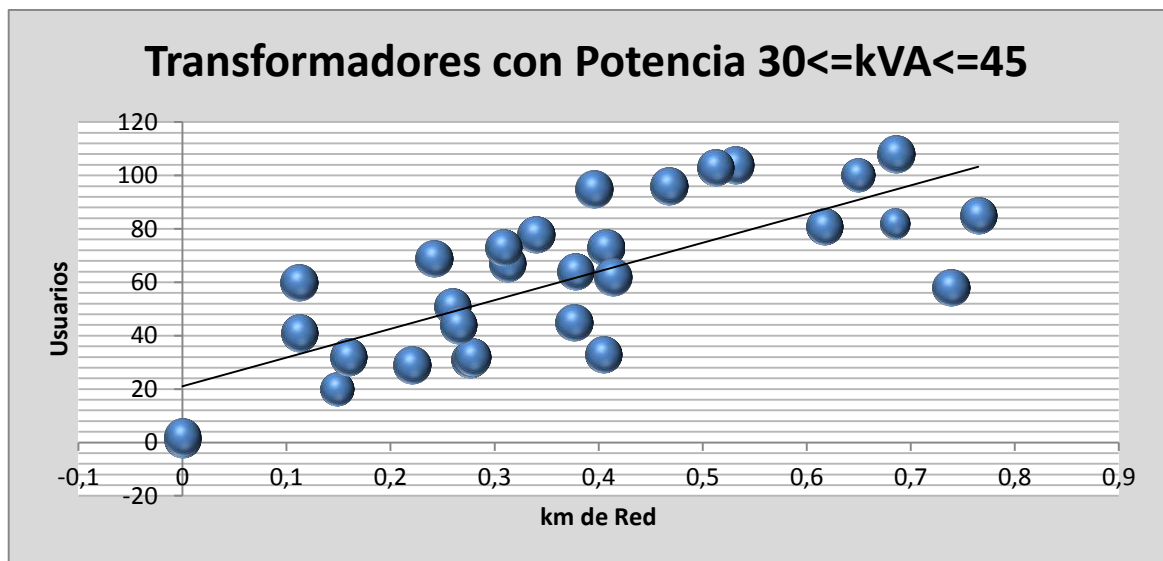


Figura 6. Transformadores con potencias desde 30 kVA hasta 45 kVA

Se aprecia que transformadores con potencias que van desde los 40 hasta los 45 kVA no abarcan grandes distancias de red, y los que tienen mucha distancia hasta el usuario final pueden ser estudiados para un posterior cambio, ya sea cambiar la capacidad instalada, o reubicar el transformador.

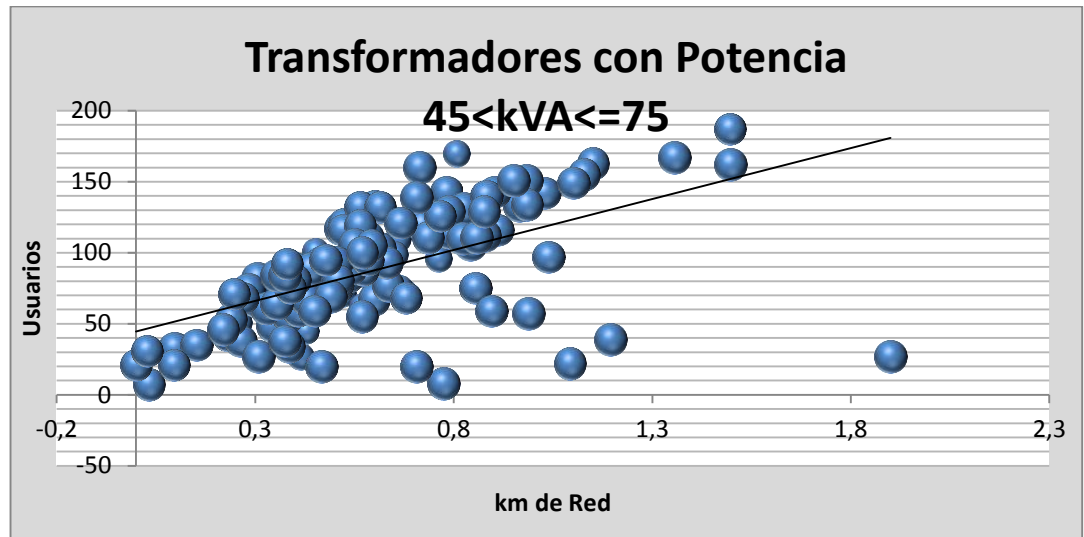


Figura 7. Transformadores con potencias de 45 kVA hasta 75 kVA

Se aprecia que los usuarios conectados a transformadores con potencias entre los 45 y 75 kVA representan gran parte de los usuarios totales de la población estudiada.

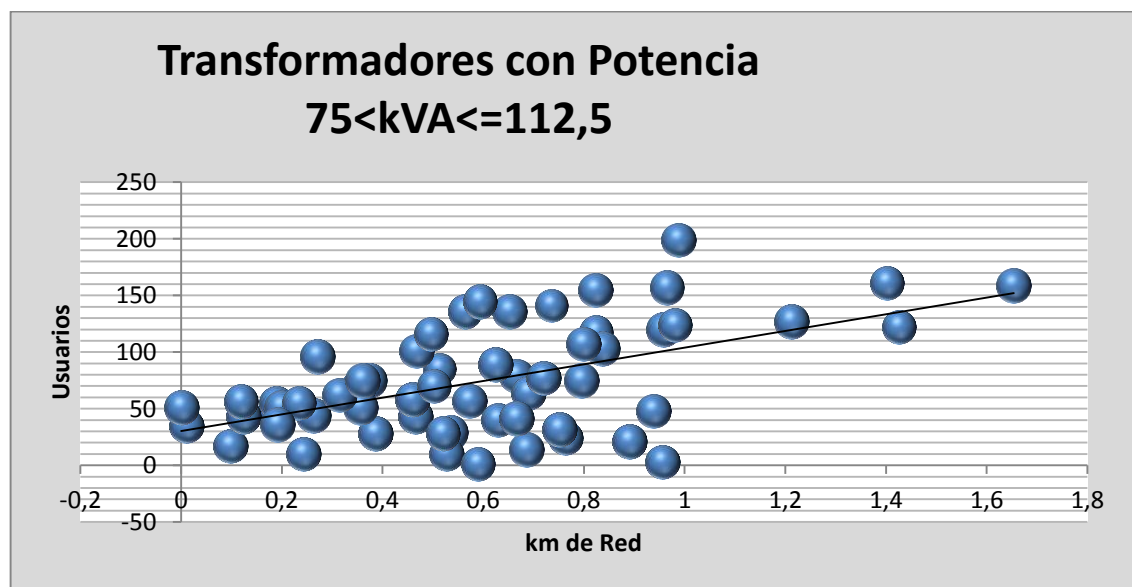


Figura 8. Transformadores con potencias de 75 kVA hasta 112,5 kVA

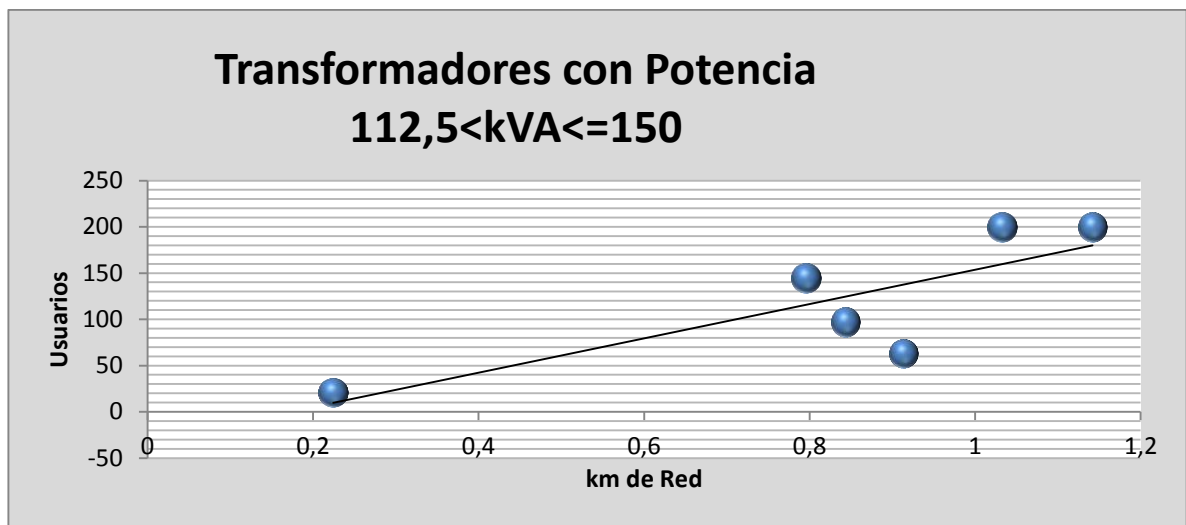


Figura 9. Transformadores con potencias de 112,5 kVA hasta 150 kVA

Los transformadores con potencias entre los 112,5 y los 150 kVA son pocos, con distancias no mayores de tendido de red de 1,2 km, y sucede lo mismo que con el caso que se expone a continuación.

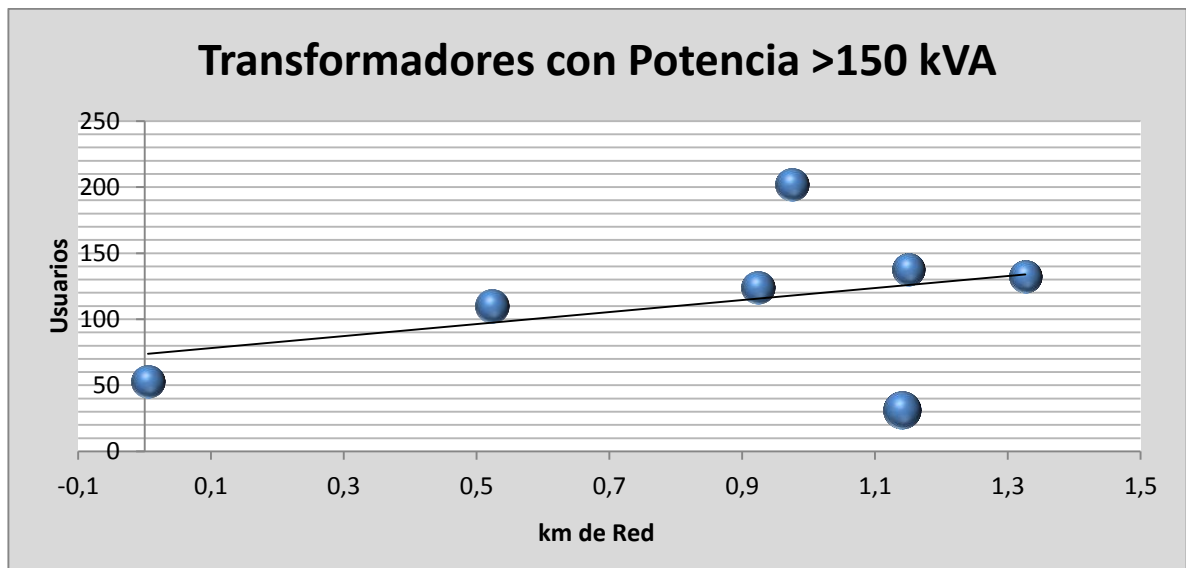


Figura 10. Transformadores con potencias mayores a 150 kVA

Los transformadores con grandes potencias, no tienen muchos usuarios ni tampoco representan un número importante dentro de la población total, esto se debe a que las potencias grandes instaladas, son generalmente, para usuarios especiales o que tienen una tendencia netamente comercial.

CAPÍTULO 5

5. CREACIÓN DEL INSTRUCTIVO Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS

5.1 INFORMACIÓN BÁSICA

Para efectos de la práctica actual, se cuenta con una base de datos adecuada por parte del personal de IEB, en la cual se encuentran los datos que fueron extraídos y suministrados desde el SPARD, para su posterior uso, en IEB toman esta información y la organizan en el documento “migrabajadigsilent_entrega”.

Es necesario entonces, que la información que se extrae del SPARD cuente con la misma estructura y la misma información de acople que la entregada por IEB en sus datos ya procesados, básicamente se encuentran datos de la red como lo son los nodos físicos, nodos eléctricos, usuarios conectados a la red, el transformador al cual están asociadas cada una de estas líneas de información, características de los conductores, distancias, entre otras.

POSTE	SPACING	COORDENADA	COORDENADA	LINEA	ELEC1	ELEC2	USUARIOS	CONSUMO	TRANSFORMADOR	PROPIEDAD	HILO	CONDUCTOR	NEUTRAL	PI	DESCRIPCION
CMVP405	617	1.171.540	1.368.663	BJ1T01004 NB1T01004	CLVE6247										
	CustMeterBN			CLVL45401	CLVE6247	CLVE15275	298473	8977890	1T01004	SEVC4	EMPRESA	4 4/0THW	4/0THW	U	4/0 COBRE AISL
CLVP3111	BTE1M	1.171.540	1.368.663	CLVL13179	CLVE15826	CLVE6247			1T01004	SEVC4	EMPRESA	2 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8
	CustMeterABN			CLVL46048	CLVE15826	CLVE49744	800811	12158582	1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 2/0THW	2/0THW	U	2/0 COBRE AISL
CLVP1300	617	1.171.558	1.368.688	CLVL8664	CLVE6337	CLVE6247			1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8
	CustMeterABN			LVL861647	CLVE6337	LVL81682	517134	4743150	1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 1/0	2	U	1/0 ACSR/GA
	CustMeterAN			CLVL13149	CLVE15776	CLVE6337	304939	9541060	1T01004	SEVC4	EMPRESA	2 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8
	CustMeterAN			CLVL10410	CLVE12236	CLVE6337	263521	8355406	1T01004	SEVC4	EMPRESA	2 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8
CLVP2702	CA	1.171.569	1.368.706	CLVL8665	CLVE14310	CLVE6337			1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 1/0	2	U	1/0 ACSR/GA
	619	1.171.582	1.368.720	CLVL11622	CLVE13468	CLVE14310			1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 1/0	2	U	1/0 ACSR/GA
CLVP1326	625	1.171.581	1.368.698	CLVL8652	CLVE14310	CLVE6494			1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 1/0TRI	1/0TRI	U	1/0CABLE TREN
	CustMeterBank			LVL861648	CLVE6494	CMB@CME36177	485666	13108396	471: 1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8
	CustMeterBank			LVL861648	CLVE6494	CMB@CME536308	53033	4770611	4768: 1T01004	SEVC4	EMPRESA	3 CON8	CON8	U	CONCENTRICO 8

Figura 11. Datos pertenecientes a "migrabajadigsilent_entrega"

Además de los datos necesarios para procesar la información indispensable en los DGS, es necesario contar con otras columnas procesadas por IEB y que permiten la adición de las características tanto de las cargas como de las líneas, además de la clasificación que hace posible la determinación del tipo de conexión de cada tramo de red.

LC	A	ORDEN	CLASIFICACION	phtech	linph	Nneutral	Contador	Contador	Nodo_Siguiente	TipoCable	Código	CódigoDigsilent_tipo_Linea	CódigoDigsil
1	0	1	3-1		1	3	1	1	1 CLVE44733	Aislado	C4H_A(3F(4/0THW)+1N(4/0THW))	##CU4H_A(3F(4/0)_1N(4/0))	
49	0	2	3-1		1	3	1	2	1 CLVE44975	Desnudo	A4H_D(3F(2/0)+1N(1/0))	##A4H_D(3F(2/0AWG)_1N(1/0AWG))	
22	1	3	1-1		7	1	1	1	2 CLVE44864	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
15	1	4	1-1		7	1	1	1	3 CLVE45016	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
14	1	5	1-1		7	1	1	1	4 CLVE44928	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
17	1	6	1-1		7	1	1	1	5 CLVE44994	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
23	1	7	1-1		7	1	1	1	6 CLVE45037	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
29	0	8	3-1		1	3	1	1	7 CLVE45099	Desnudo	A4H_D(3F(2/0)+1N(1/0))	##A4H_D(3F(2/0AWG)_1N(1/0AWG))	
13	1	9	1-1		7	1	1	1	2 CLVE45130	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
13	1	10	1-1		7	1	1	1	3 CLVE45063	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
1	0	11	1-1		7	1	1	4	1 CLVE45098	Desnudo	A2H_D(1F(4)+1N(4))	##A2H_D(1F(N4)_1N(N4))	
17	0	12	2-1		5	2	1	2	1 CLVE47562	Desnudo	A3H_D(2F(4)+1N(4))	##A3H_D(2F(N4)_1N(N4))	

Figura 12. Columnas de apoyo procesadas por IEB

De izquierda a derecha se encuentran las siguientes características nuevas:

Clasificación: Esta casilla permite determinar o definir el tipo de red presente, entre las cuales se encuentran ABC (trifásica sin neutro), ABC-N (trifásica con neutro), BI (bifásica), BI-N (Bifásica con neutro), 1PH (monofásica), 1PH-N (monofásica con neutro) y por último N (neutro). Dicha clasificación y para efectos de acoplamiento con la sintaxis usada por el DigSilent se establece de la siguiente manera:

Clasificación	Tipo de Red DigSILENT	Codificación en DigSILENT (phtech)
3-0	ABC	0
3-1	ABC-N	1
2-0	BI	4
2-1	BI-N	5
1-0	1PH	6
1-1	1PH-N	7
0-1	N	7

Tabla 7. Clasificación del tipo de conexión para ingreso al DigSILENT

La clasificación es finalmente usada para indicar qué tipo de conexión tiene cada nodo y plasmarlo en la creación del DGS.

Phtech: Esta variable será ingresada al DigSILENT una vez se esté conformando el DGS para cada circuito. Como se vio anteriormente, se halla a partir de la **Clasificación**.

Nlnph: indica la cantidad de fases por nodo. Variable secundaria.

Nneutro: Indica si el nodo tiene neutro. Variable secundaria.

Contador 1 y 2: Variables secundarias que permiten conocer cuál es el nodo siguiente y si éste es repetido o no.

Nodo_Siguiente: Variable principal para llenar el DGS.

TipoCable: Variable secundaria para hallar el tipo de conductor de las líneas.

Código: Variable secundaria que se usa para hallar el tipo de conductor.

CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Líneas: Variable principal para ser ingresada al DGS.

CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Cargas: Variable principal para ser ingresada al DGS.

5.2 CREACIÓN DEL DGS

Como se explicaba en las definiciones, el DGS permite la importación de los datos del modelo de una red determinada, esta interfaz se puede realizar en diversos formatos, los cuales se muestran a continuación:

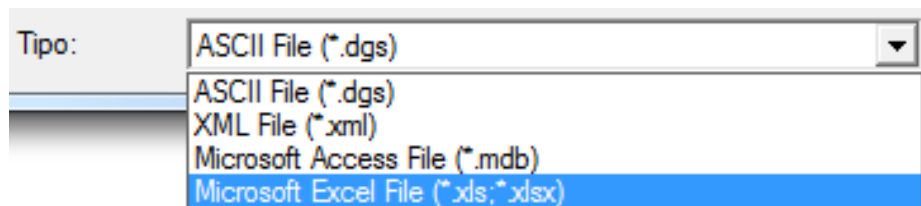


Figura 13. Formatos de importación del DGS

Para efectos del presente documento se realizará todo el procedimiento por medio de las hojas de cálculo de Excel, las cuales tendrán extensiones como .xls o .xlsx, dependiendo de la versión del office a utilizar.

Dicho esto, llega el momento de abordar la estructura del DGS, que será el principal eje en el análisis de pérdidas técnicas de nivel de tensión I.

Para conformar el DGS es necesario tener las siguientes pestañas:



Figura 14. Pestañas necesarias para la importación del DGS

A continuación se describe cada una de las pestañas, y la forma en que deben ser llenadas.

Se recomienda realizar un filtrado por nombre de transformador en la base de datos para facilitar el procesamiento de los datos a utilizar.

5.2.1 General

	A	B	C
1	ID(a:40)	Descr(a:40)	Val(a:40)
2		1 Version	5.0

Figura 15. Contenido pestaña "General"

La información contenida en cada una de las celdas pertenecientes a esta pestaña es estándar para todos los circuitos, y debe tener la información mostrada en la Figura 15.

Se muestran las características de la versión del DigSILENT al cual se va a importar el DGS, para este caso se anota el 5.0 haciendo referencia a la versión 5.0, si se cuenta con otra versión se pondrá allí el número de la versión pertinente.

5.2.1.1 IntFolder

	A	B	C
1	ID(a:40)	loc_name(a: fold_id(p)	
2			

Figura 16. Contenido pestaña "IntFolder"

Se dejan todos sus campos vacíos tal como se muestra en la Figura 6.

5.2.1.2 ElmNet

	A	B	C	D	E
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	frnom(r)	for_name	chr_name
2	1T00014	1T00014	60	1T00014	1T00014

Figura 17. Contenido pestaña "ElmNet"

ID(a:40): Se debe poner el nombre del circuito que se pretende importar (nombre del transformador).

loc_name(a:40): Nombre del circuito.

frnom(r): Frecuencia nominal del circuito, para nuestro caso siempre será 60 (Hz).

for_name: Nombre del circuito.

chr_name: Nombre del circuito.

5.2.1.3 ElmTerm

	B	C	D	E	F
1	loc_name(a:	fold_id(p)	phtech	uknom(r)	chr_name(a:20)
2	NB1T00014	1T00014	1	0,22	NB1T00014
3	CLVE44733	1T00014	1	0,22	CLVE44733
4	CLVE44975	1T00014	1	0,22	CLVE44975
5	CLVE44864	1T00014	7	0,22	CLVE44864
6	CLVE45016	1T00014	7	0,22	CLVE45016
7	CLVE44928	1T00014	7	0,22	CLVE44928
8	CLVE44994	1T00014	7	0,22	CLVE44994

Figura 18. Contenido pestaña "ElmTerm"

ID(a:40): Se ingresa cada uno de los nodos eléctricos pertenecientes al tendido de red, y para asegurar que no se repitan se hace uso de la variable **Nodo_Siguiente**, entonces se debe ingresar primero el nodo inicial del circuito, comúnmente identificado con NB, ejemplo: **NB1T00014**, el cual se puede apreciar en la figura 9.

D	E	F	G	H	I	J
COORDENADAY	LINEA	ELEC1	ELEC2	USUARIOS	CONSUMOS	TRANSFORMADOR
1.367.681	BJ1T00014	NB1T00014	CLVE44733			1T00014
1.367.668	CLVL39534	CLVE44733	CLVE44975			1T00014
	CLVL39652	CLVE44864	CLVE44975	72757	4093324	1T00014
	CLVL39799	CLVE45016	CLVE44975	72749	4093362	1T00014
	CLVL39721	CLVE44928	CLVE44975	72753	60582121	1T00014
	CLVL39780	CLVE44994	CLVE44975	72750	36673337	1T00014
	CLVL39819	CLVE45037	CLVE44975	72748	19298265	1T00014
1.367.661	CLVL39879	CLVE45099	CLVE44975			1T00014
	CLVL39911	CLVE45130	CLVE45099	72742	11502887	1T00014

Figura 19. Selección del primer nodo eléctrico (NB1T00014)

Luego se seleccionan todos los nodos pertenecientes a la variable **Nodo_Siguiente**.

AA	AB	AC	AD	AE	AF
Nneutral	Contador	Contador 2	Nodo_Siguiente	TipoCable	Código
1	1	1	CLVE44733	Aislado	C4H_A(3F(4/0THW)+1N(4/0THW))
1	2	1	CLVE44975	Desnudo	A4H_D(3F(2/0)+1N(1/0))
1	1	2	CLVE44864	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))
1	1	3	CLVE45016	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))
1	1	4	CLVE44928	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))
1	1	5	CLVE44994	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))
1	1	6	CLVE45037	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))
1	1	7	CLVE45099	Desnudo	A4H_D(3F(2/0)+1N(1/0))
1	1	2	CLVE45130	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))

Figura 20. Selección de los otros nodos eléctricos, sacados de Nodo_Siguiente

loc_name(a:40): Se copia la misma información de **ID(a:40)**.

fold_id(p): Se ingresa el código o nombre del circuito al cual está asociado este DGS, como ya se había indicado anteriormente, se hace referencia al nombre del transformador.

phtech: Para el primer nodo, en la mayoría de los casos el NB, se ingresa el mismo valor que posea el primer phtech del circuito, luego se completa normalmente esta variable al DGS.

uknom(r): Por defecto se ingresa la tensión fase-fase (220V), la cual será verificada luego por el DIgSILENT, haciendo uso de la variable phtech.

chr_name(a:20): Se copia la misma información de **ID(a:40)**.

5.2.1.4 ElmLne

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	fold_id(p)	bus1(p)	bus2(p)	typ_id(p)	dline(r)	chr_name(a:20)
2	BJ1T00014	BJ1T00014	1T00014	NB1T00014	CLVE44733	##CU4H_A(3F(4/0)_1N(4/0))	0,001	
3	CLVL39534	CLVL39534	1T00014	CLVE44733	CLVE44975	##A4H_D(3F(2/0AWG)_1N(1/0AWG))	0,0488	
4	CLVL39652	CLVL39652	1T00014	CLVE44864	CLVE44975	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	0,0222	
5	CLVL39799	CLVL39799	1T00014	CLVE45016	CLVE44975	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	0,0152	
6	CLVL39721	CLVL39721	1T00014	CLVE44928	CLVE44975	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	0,0139	
7	CLVL39780	CLVL39780	1T00014	CLVE44994	CLVE44975	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	0,0173	
8	CLVL39819	CLVL39819	1T00014	CLVE45037	CLVE44975	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	0,0226	

Figura 21. Contenido pestaña "ElmLne"

ID(a:40): Nombre de las líneas, tanto de red secundaria como de acometidas, los cuales se copian directamente de la base de datos procesada.

loc_name(a:40): Se copia la misma información de **ID(a:40)**.

fold_id(p): Se ingresa el código o nombre del circuito al cual está asociado este DGS, para especificar que todas las líneas ingresadas pertenecen a la red del circuito que se está analizando.

bus1(p): Nodo eléctrico 1, el cual se encuentra en la base de datos como **ELEC1**.

bus2(p): Nodo eléctrico 2, el cual se encuentra en la base de datos como **ELEC2**.

typ_id(p): Se ingresa la información de la columna **CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Líneas**, la cual se encarga de hacer la vinculación con el tipo de línea ya creado en el DlgSILENT.

Nota: Es necesario que se adicione en el proyecto de DlgSILENT la librería con todos los tipos de red, para que al realizar la importación de datos, se cree la vinculación directa de los elementos importados con las librerías ya creadas.

Database				
Configuration				
Library				
System				
dbarrel				
IEB-181-14_Rev0.002				
IEB-181-14_Rev0.002(1)				
IEB-181-14_Rev0.005				
IEB-181-14_Rev0.005(1)				
IEB-632-13_PE-CENS(35)				
Project				
Proyecto de Tesis				
Library				
Equipment Type Library				
220 V(1)				
Scale				
Operational Library				
Scripts				
Table Reports				
Templates				
User Defined Models				
Folder1				
Network Model				
Diagrams				
Network Data				
Operation Scenarios				
Study Cases				
Versions				
Settings				
Pérdidas N1				
Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión I				
Tesis Práctica Profesional				
Recycle Bin				
Settings				

Name	Type	Object modified	Object modified by
A2H_A(1F(1/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(1/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(2/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(2/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(N2)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(N4)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(1F(N8)_1N(N8))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(2F(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_A(2F(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(1/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(1/0)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(2/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(2/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N2)_1N(N10))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N2)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N2)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N4)_1N(3/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N4)_1N(8CU))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N4)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N4)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N4)_1N(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N6)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N6)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N6)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(1F(N6)_1N(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(2F(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(2F(2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(2F(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(2F(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A2H_D(2F(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(1/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(1/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(1/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(1/0)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(2/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(3/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(3/0)_1N(3/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(4/0)_1N(2/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(4/0)_1N(4/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(N2)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(N4)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(N4)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(N6)_1N(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_A(2F(N6)_1N(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_D(2F(1/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_D(2F(1/0)_1N(N2))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_D(2F(1/0)_1N(N4))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_D(2F(1/0)_1N(N6))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
A3H_D(2F(2/0)_1N(1/0))		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces

Figura 22. Librería “220 V(1)” en el Data Manager

dline(r): Es la longitud de la línea, medida en km, y se encuentra en la columna **LONGITUD**, de la base de datos.

chr_name(a:20): Se deja vacía para efectos de la importación actual.

5.2.1.5 ElmLod

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	fold_id(p)	bus1(p)	typ_id(p)	mode_inp	plini(r)	coslini	scale0(r)
2	72757	72757	1T00014	CLVE44864	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
3	72749	72749	1T00014	CLVE45016	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
4	72753	72753	1T00014	CLVE44928	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
5	72750	72750	1T00014	CLVE44994	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
6	72748	72748	1T00014	CLVE45037	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
7	72742	72742	1T00014	CLVE45130	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	
8	72746	72746	1T00014	CLVE45063	##GLT1F(1)	1	0,0051	0,9	

Figura 23. Contenido pestaña ElmLod

ID(a:40): Se ingresan las cargas conectadas al circuito que se está analizando, se recomienda realizar un filtrado en la base de datos para este paso, y en la columna de cargas quitar las vacías, así será más sencillo llevar a cabo la extracción de la información.

loc_name(a:40): Se copia la misma información contenida en **ID(a:40)**.

fold_id(p): Se ingresa el código o nombre del circuito al cual está asociado este DGS, para especificar que todas las cargas ingresadas pertenecen a la red del circuito que se está analizando.

bus1(p): Se debe especificar el nodo al cual se encuentra conectada la carga, dicha información se extrae de la base de datos procesada, y se recomienda usar la información contenida en la columna **Nodo_Siguiente**, como se muestra a continuación:

AC	AD	AE	AF	AG	AH
Contador 2	Nodo_Siguiente	TipoCable	Código	CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Líneas	CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Cargas
2	CLVE44864	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
3	CLVE45016	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
4	CLVE44928	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
5	CLVE44994	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
6	CLVE45037	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
2	CLVE45130	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
3	CLVE45063	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)
1	CLVE45093	Aislado	C2H_A(1F(CON8)+1N(CON8))	##CU2H_A(1F(CON8)_1N(CON8))	##GLT1F(1)

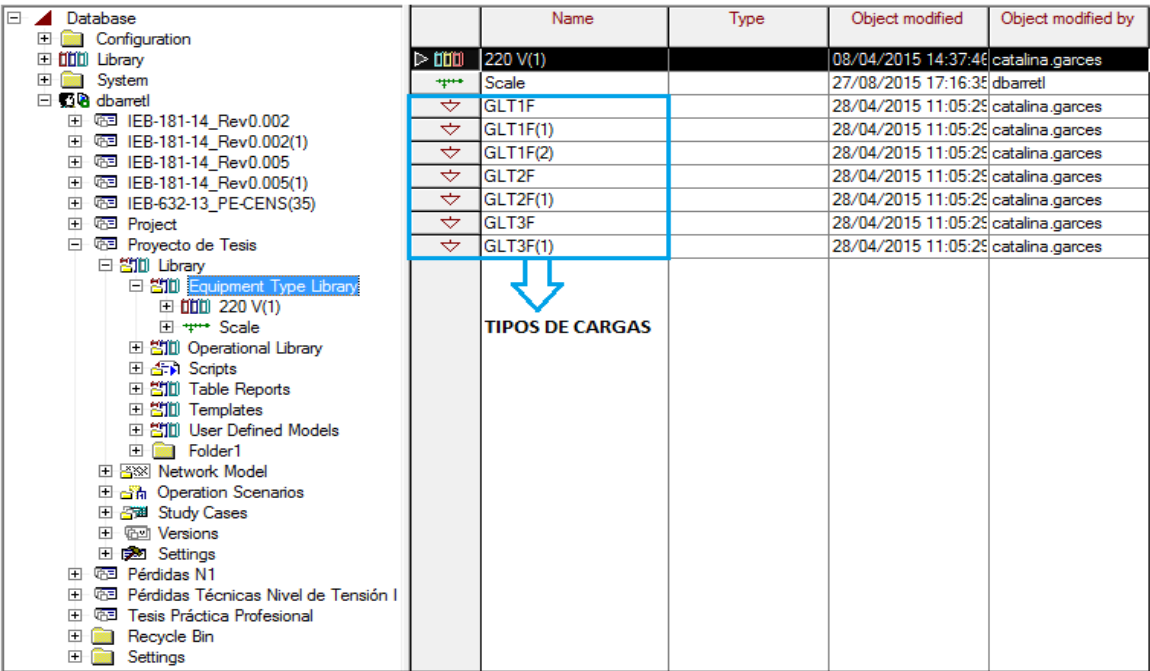
Figura 24. Selección de los datos de Cargas en Nodo_Siguiente

Se seleccionan todos los datos y se pegan en **bus1(p)**.

typ_id(p): Se ingresa la información contenida en **CódigoDlgSILENT_typ_id(p)_Cargas** la cual suministra la información necesaria

para llevar a cabo la relación entre el DGS y el DigSILENT en cuanto a las cargas y su tipo.

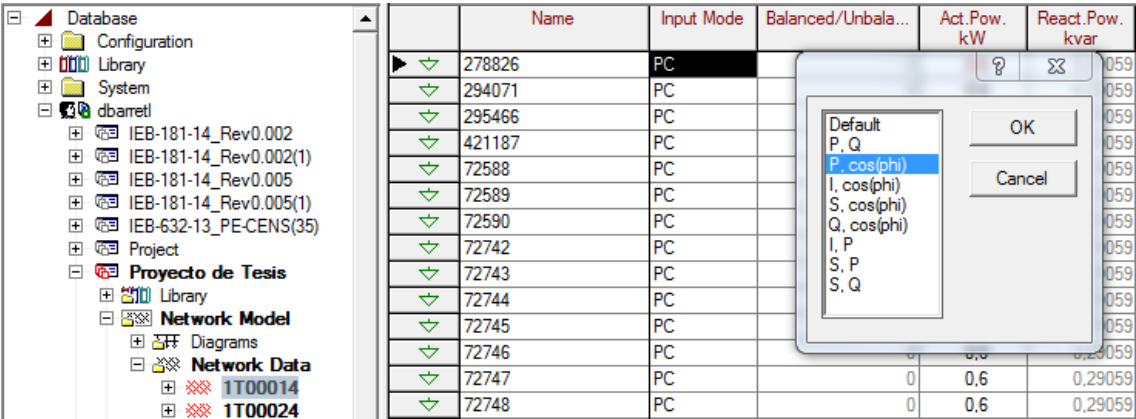
Nota: Para la correcta adición del tipo de carga es necesario contar con la librería que tiene integrados todos los tipos de cargas, estén ligados en el proyecto de red dentro del DigSILENT, como se muestra a continuación:



Name	Type	Object modified	Object modified by
220 V(1)		08/04/2015 14:37:46	catalina.garces
Scale		27/08/2015 17:16:35	dbaretl
GLT1F		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT1F(1)		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT1F(2)		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT2F		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT2F(1)		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT3F		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces
GLT3F(1)		28/04/2015 11:05:25	catalina.garces

Figura 25. Ruta de la librería con tipos de cargas

mode_inp: Se debe ingresar el código PC para todas las cargas, lo que indicará que la información de las cargas estará en términos de potencia y factor de potencia como se muestra a continuación:



Name	Input Mode	Balanced/Unbala...	Act.Pow. kW	React.Pow. kvar
278826	PC			
294071	PC			
295466	PC			
421187	PC			
72588	PC			
72589	PC			
72590	PC			
72742	PC			
72743	PC			
72744	PC			
72745	PC			
72746	PC			
72747	PC			
72748	PC			

Figura 26. Input Mode en DigSILENT

plini(r): Potencia activa promedio instalada en las cargas.

Potencia diversificada	CAJA	CANT USUARIOS	POTENCIA KVA	POTENCIA POR USUARIO KVA	Corriente de LINEA (A)	Potencia por usuario	calibre del conductor seleccionado (AWG)						POTENCIA ACTIVA POR USUARIO kW (FP = 0.9)
							Cu			aluminio			
							60°	75°	90°	60°	75°	90°	
Potencia activa diversificada GR1 kVA	trifásica	72	27,3877778	0,380385802	71,87427669	0,3803858	8	10	10	6	8	10	0,342347222
Potencia activa diversificada GR2 kVA	trifásica		33,9822222	0,471975309	89,18020522	0,47197531	6	6	8	4	4	6	0,424777778
Potencia activa diversificada GR3 kVA	trifásica		71,3811111	0,991404321	187,3268351	0,99140432	8	8	10	6	8	8	0,892263889
Potencia activa diversificada CO kVA	trifásica		78,3933333	1,088796296	205,7291459	1,0887963	2	2	4	1/0	1/0	2	0,979916667
Potencia activa diversificada GR1 kVA	bifásica	72	27,3877778	0,380385802	114,1157407	0,3803858	4	6	6	2	4	6	0,342347222
Potencia activa diversificada GR2 kVA	bifásica		33,9822222	0,471975309	141,5925926	0,47197531	2	2	4	1/0	2	2	0,424777778
Potencia activa diversificada GR3 kVA	bifásica		71,3811111	0,991404321	297,4212963	0,99140432	2	2	4	1/0	2	2	0,892263889
Potencia activa diversificada CO kVA	bifásica		78,3933333	1,088796296	326,6388889	1,0887963	4/0	2/0	1/0	250	4/0	3/0	0,979916667
GR1			$\hat{Y} = 0,226 + \frac{8,377}{X}$										Potencia a ingresar por carga
GR2			$\hat{Y} = 0,221 + \frac{14,672}{X}$										
GR3			$\hat{Y} = 0,843 + \frac{3,547}{X}$										
MO			$\hat{Y} = 0,195 + \frac{18,366}{X}$										
CO			$\hat{Y} = 0,655 + \frac{23,394}{X}$										

Figura 27. Hoja de cálculo para determinar la potencia a ingresar en el DGS por cada una de las cargas

Se debe ingresar el valor de la potencia a cada una de las cargas, se recomienda tener en cuenta el estrato socioeconómico de los usuarios, y realizar un estudio estadístico para determinar la tendencia del circuito, con la cual se determina el número de cargas a las cuales se ingresan valores de potencia por GR1, GR2, GR3, o incluso si se trata de un circuito comercial.

Para llevar a cabo este procedimiento, se ha desarrollado una hoja de cálculo de Excel llamada “**Cálculo de Potencia (DGS)**”, en la cual se deben ingresar los datos del circuito a analizar en la hoja “**Estrato Usuarios**”, dichos datos son: **TRANSFORMADOR**, **NÚMERO_CLIENTE** y **ESTRATO**, como se muestra a continuación:

	A	B	C
1	TRANSFORMADOR	NÚMERO_CLIENTE	ESTRATO
2	1T00014	421187	0
3	1T00014	72590	0
4	1T00014	72588	0
5	1T00014	72778	3
6	1T00014	72777	3
7	1T00014	72776	3
8	1T00014	72775	3
9	1T00014	72774	3

Figura 28. Casillas a llenar en el archivo "Cálculo de Potencia (DGS)"

Y por último se extraen los datos arrojados por la hoja “**CÁLCULOS**”, los cuales muestran a cuantas de las cargas se le debe poner un determinado valor de potencia, mostrado a continuación:

	A	B	C	D
1	Circuito: 1700014	POTENCIA POR USUARIO (kW)	Usuarios Por Grupo	POTENCIA POR GRUPO
2	GR1	0,349191176	0	0
3	GR2	0,436764706	60	26,20588235
4	GR3	0,895161765	0	0
5	CO	0,999029412	8	7,992235294
6				
7	Potencia Nominal: 75kVA			
8				
9	Estrato Socioeconómico	Usuarios Por Estrato	Grupo	
10	1	0	GR1	
11	2	0		
12	3	49	GR2	
13	4	11		
14	5	0	GR3	
15	6	0		
16	Comercial	8	CO	

Figura 29. Resultado de valores de potencia por usuario

Teniendo como ejemplo la Figura 19. Se obtienen unos valores de potencia en kW por grupo, para el caso del GR2, se tienen 0,4367 kW y hay 60 usuarios en este grupo, por lo cual a 60 cargas del DGS se le asignan estos valores de potencia, y a los 8 restantes se les asigna una potencia de 0,9990 kW.

coslini: factor de potencia que se analizará en el circuito. Se recomienda el uso de 0,9 para tener uniformidad en los datos con los demás DGS.

Scale0(r): Se deja intacto, con sus celdas vacías.

5.2.1.6 StaCubic

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	fold_id(p)	obj_id(p)	chr_name(a:20)	it2p1	it2p2	it2p3
2	BJ1T00014-NB1T00014	BJ1T00014	NB1T00014	BJ1T00014	BJ1T00014			
3	CLVL39534-CLVE44733	CLVL39534	CLVE44733	CLVL39534	CLVL39534			
4	CLVL39652-CLVE44864	CLVL39652	CLVE44864	CLVL39652	CLVL39652	0	0	
5	CLVL39799-CLVE45016	CLVL39799	CLVE45016	CLVL39799	CLVL39799	0	0	
6	CLVL39721-CLVE44928	CLVL39721	CLVE44928	CLVL39721	CLVL39721	0	0	
7	CLVL39780-CLVE44994	CLVL39780	CLVE44994	CLVL39780	CLVL39780	0	0	
8	CLVL39819-CLVE45037	CLVL39819	CLVE45037	CLVL39819	CLVL39819	0	0	
9	CLVL39879-CLVE45099	CLVL39879	CLVE45099	CLVL39879	CLVL39879	0	0	

Figura 30. Contenido pestaña StaCubic

Esta hoja es tal vez la más importante dentro del proceso de creación de los DGS de cada circuito, puesto que contiene la información de la conexión entre líneas y nodos, así como la conexión con las cargas y demás elementos. Se debe tener especial cuidado en el ingreso de la información puesto que las conexiones en DigSILENT se realizan por medio de cubículos, y es acá en donde se crea cada uno de estos cubículos, uno por cada elemento que se conecte.

ID(a:40): En este caso el llenado de esta columna se realiza de forma automática con la información de las otras columnas, para lograr esto se usa la fórmula =B2&"-&C2, para garantizar que no haya duplicidad en el nombre de los cubículos que harán referencia a cada una de las conexiones entre los elementos del circuito.

loc_name(a:40): Nodo al que se conecta un elemento de línea o carga.

fold_id(p): Elemento que se conectará.

obj_id(p): Se ingresa la misma información contenida en el **loc_name(a:40)**.

chr_name(a:20): Se ingresa la misma información contenida en el **loc_name(a:40)**.

Nota: A partir de este punto es necesario hacer uso de otro archivo de soporte, llamado CambioConexion, en el cual se debe copiar la información de la base de datos de baja tensión:

Figura 31. Copia de información desde POSTE hasta ORDEN

Al realizar este proceso, la información contenida en CambioConexion es procesada automáticamente, y luego arroja como resultado los datos de conexión necesarios para cada uno de los cubículos, dicha información se debe copiar y pegar en la hoja1.

Figura 32. Datos de conexión extraídos del archivo "CambioConexion"

it2p1: Las conexiones halladas en CambioConexion_entrega.

it2p2: Las conexiones halladas en CambioConexion_entrega.

Nota: Como el DIgSILENT reconoce códigos numéricos en estas dos variables, entonces es necesario cambiar los códigos hallados en CambioConexion_entrega por:

Datos de “ CambioConexion ”	Códigos para DIgSILENT
a	0
b	1
c	2

Tabla 8. Conversión datos a la sintaxis de DIgSILENT

Tanto para “**it2p1**” como para “**it2p2**” se debe realizar un proceso de copiado de importación de información en una hoja que servirá de apoyo dentro de la plantilla de creación de los DGS, en la cual se encuentran las etiquetas que explican que se debe copiar, y al final se tendrá como resultado el valor de las columnas anteriormente mencionadas.

5.3 IMPORTACIÓN DE LOS DGS EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY

Habiendo creado cada uno de los DGS de los circuitos a analizar, se procede a realizar la importación de los mismos en el DIgSILENT, este proceso no debe presentar ningún error siempre y cuando todos los pasos de la creación del DGS se hayan seguido a cabalidad.

Lo primero que se debe hacer es tener un proyecto activo, dicho proyecto será el contenedor de cada uno de los DGS a analizar, y será el proyecto al cual se le realizará el proceso de corrimiento de flujos para obtener las pérdidas por cada uno de los circuitos.

A continuación se listan cada uno de los pasos que se deben atender para la correcta importación de los DGS:

Se debe crear el proyecto si aún no se cuenta con uno:

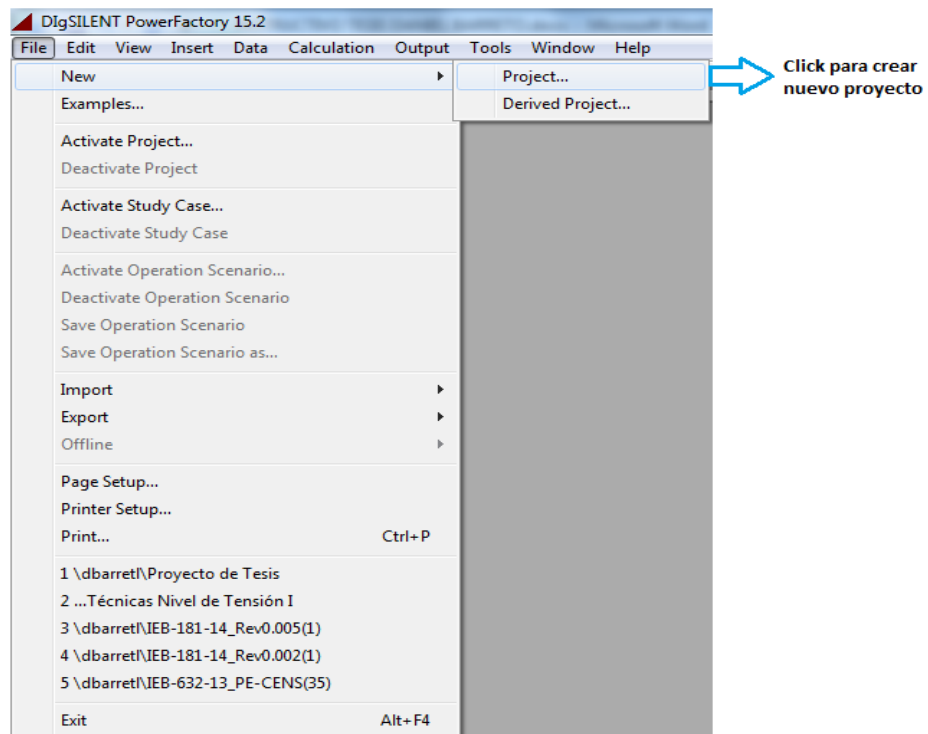


Figura 33. Creación del proyecto

Una vez hecho esto saldrá una nueva ventana, en la cual solo se deberá poner el nombre del proyecto y sus demás características se dejan por defecto:

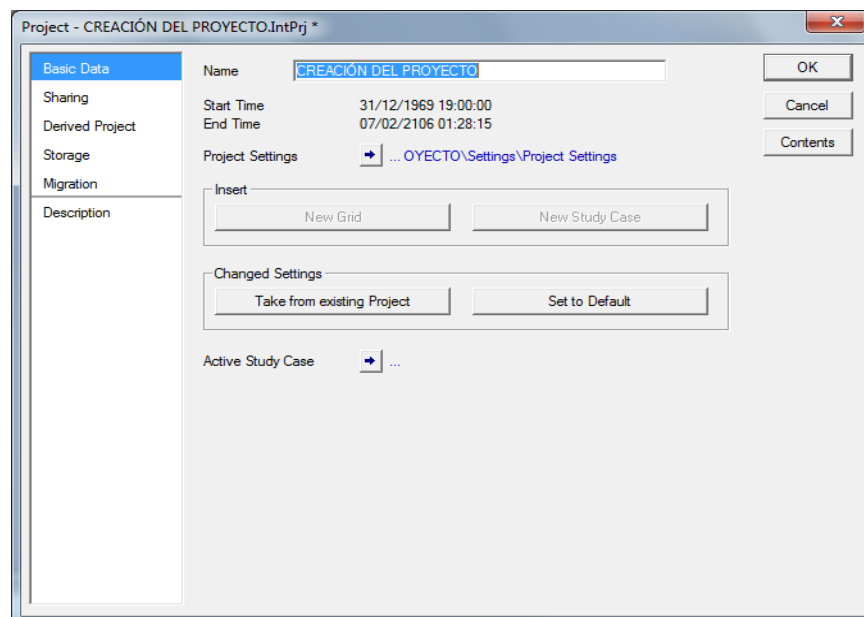


Figura 34. Ventana de creación del nuevo proyecto

Seguida de esta ventana, arrojará otra ventana con la información del proyecto, lo importante allí es configurar la frecuencia de trabajo del elemento de red, que para el caso de CENS es de 60 Hz:

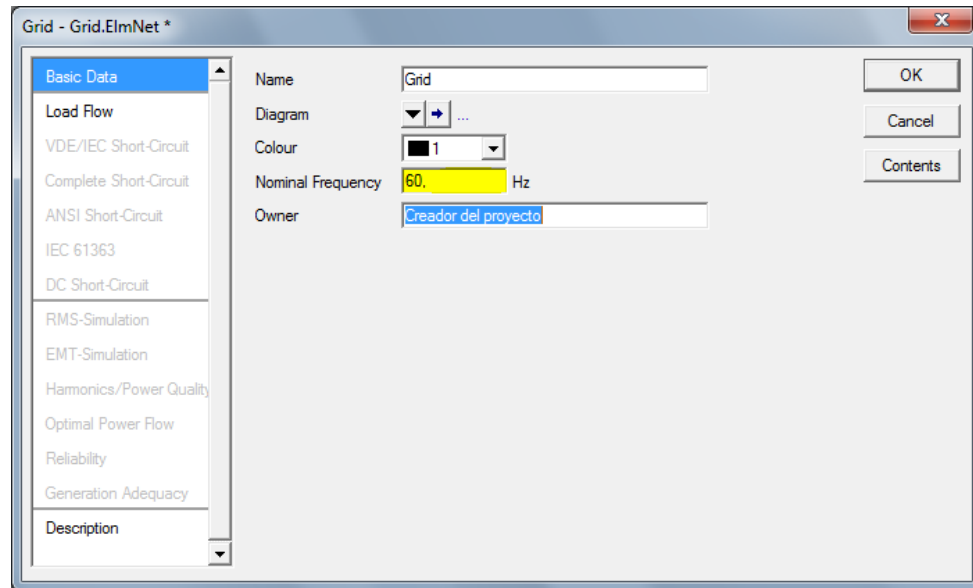


Figura 35. Configuración de la frecuencia y nombre del creador

Para realizar la importación se debe abrir la pestaña file y buscar import, luego se da click en DGS Format...

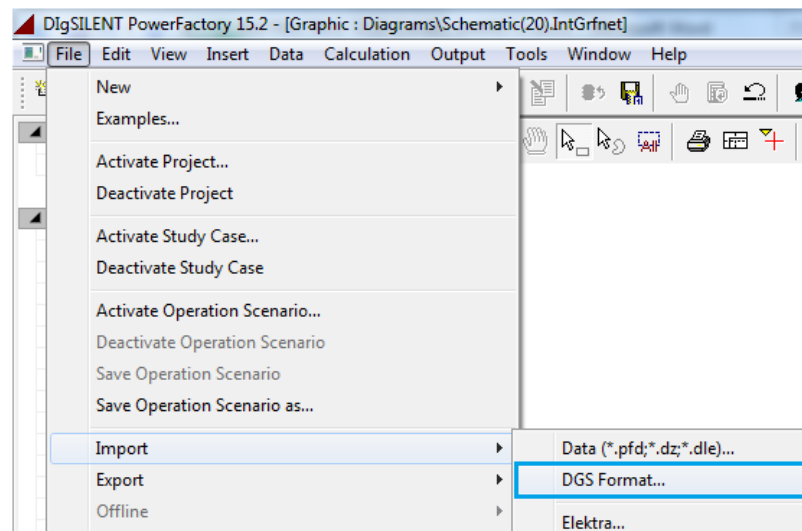


Figura 36. Primer paso importación del DGS

Se abre una ventana en la cual lo primero que se debe hacer es seleccionar un proyecto existente (Existing Project), se debe marcar esta casilla, con el fin de que todos los circuitos queden en el proyecto que se está trabajando. En fuente (Source)

se selecciona la opción DGS File y en nombre (Name) se debe dar click en el recuadro con los puntos suspensivos, para ubicar la ruta de los DGS creados y poder importarlos (no se puede realizar una importación masiva, por lo cual se debe hacer este procedimiento por cada uno de los DGS a crear).

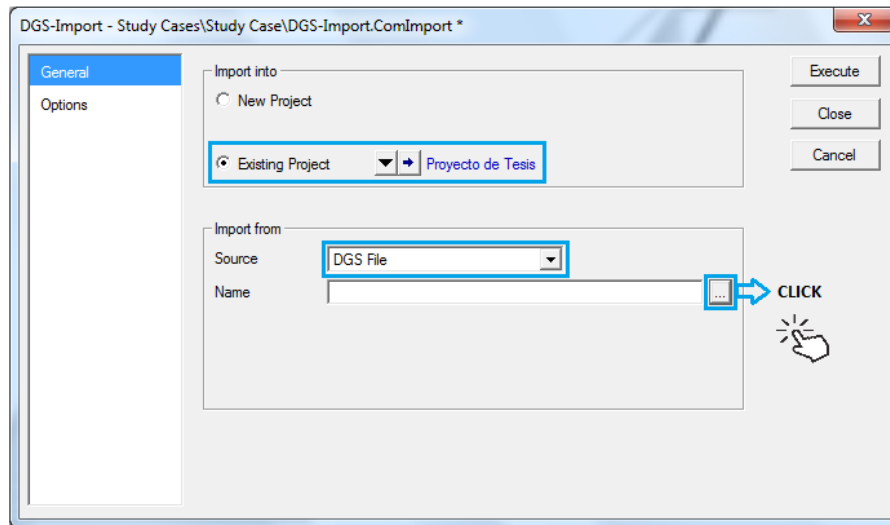


Figura 37. Segundo paso importación del DGS

Al hacer click en el cuadro con los puntos suspensivos se abre una nueva ventana, en la cual se debe seleccionar el DGS que se va a importar, es posible que no aparezca ninguno en primera medida, pero esto se debe a que se debe cambiar el tipo de archivo por Microsoft Excel File (*.xls;*.xlsx). Puesto que los DGS fueron creados en hojas de cálculo de Excel:

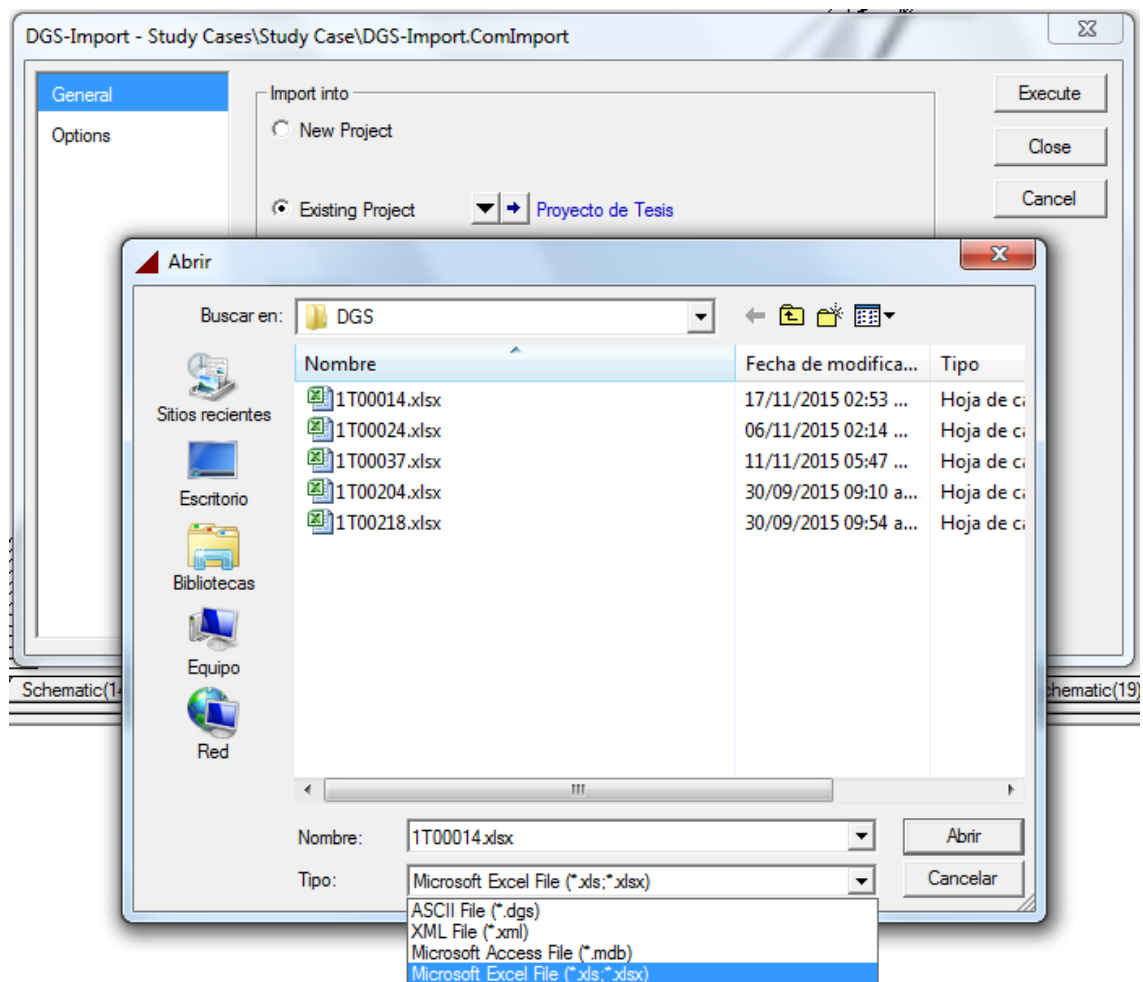


Figura 38. Tercer paso importación del DGS

Por último se debe dar click en ejecutar (Execute) para comenzar el proceso de importación por parte de DigSILENT:

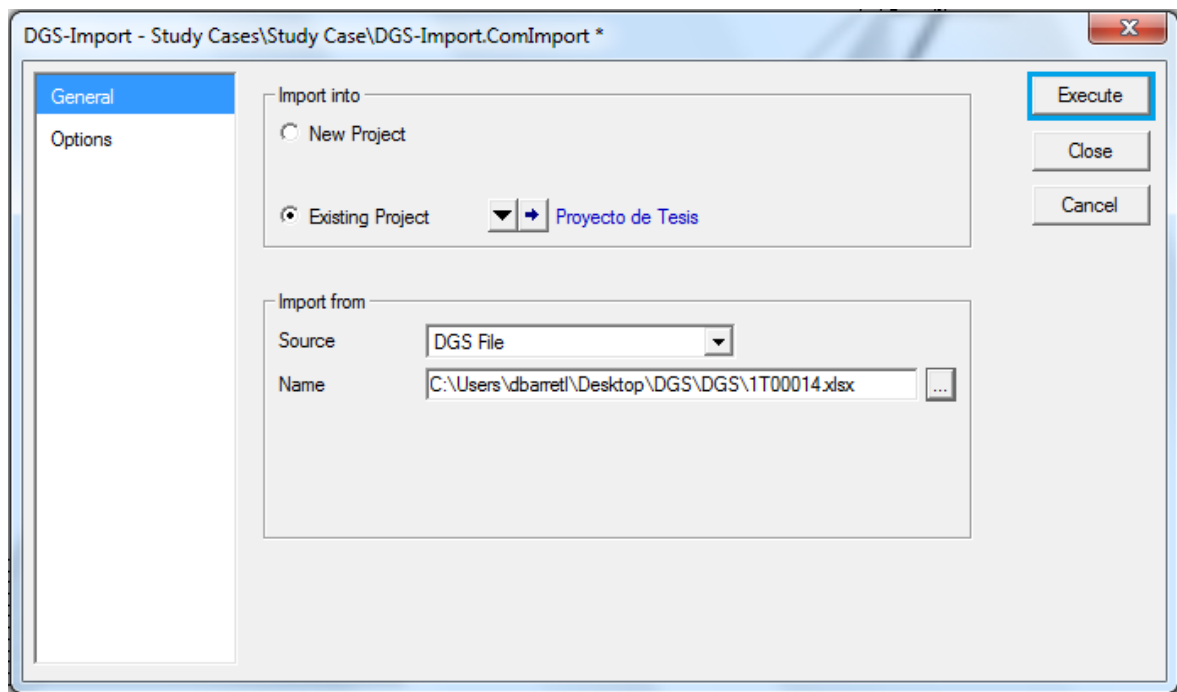


Figura 39. Cuarto paso importación DGS

Por último se mostrará un mensaje confirmando que el proceso de importación se realizó con éxito, como se muestra en la Figura 39.

```
DIGSI/info - DGS-Import started...
DIGSI/info - Reading tables...
DIGSI/info - Creating data objects...
DIGSI/info - DGS-Import successfully executed.
```

Figura 40. Mensaje de confirmación de la importación

5.4 SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY

Cuando ya se tiene el DGS correctamente importado al proyecto es hora de realizar las configuraciones necesarias para llevar a cabo el análisis de pérdidas en la red asociada al transformador que se está estudiando, el programa no arroja pérdidas por separado, se pueden ver las pérdidas por cada uno de los circuitos así como la carga asociada a cada uno de ellos en una hora determinada del día, para logra esto se deben seguir los siguientes pasos:

5.4.1 Creación del Feeder:

Lo primero que se debe hacer es incluir un feeder por cada uno de los DGS que se vayan importando, para realizar esto es necesario hacer uso del Data Manager y seguir la siguiente ruta:

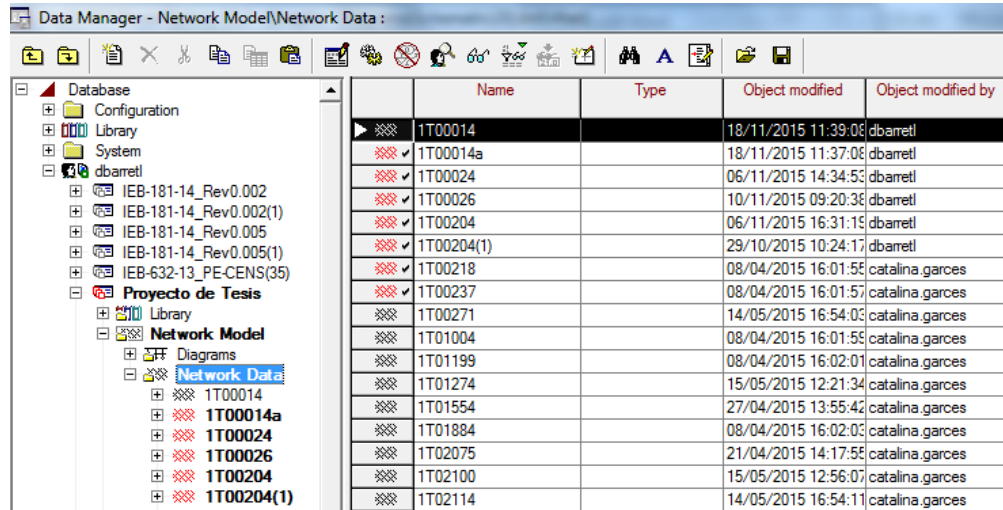


Figura 41. Ruta hasta el Network Data en el Data Manager

Una vez ubicado el **Network Data**, es necesario desplazarse hasta la carpeta **Feeders** (**Feeders**):

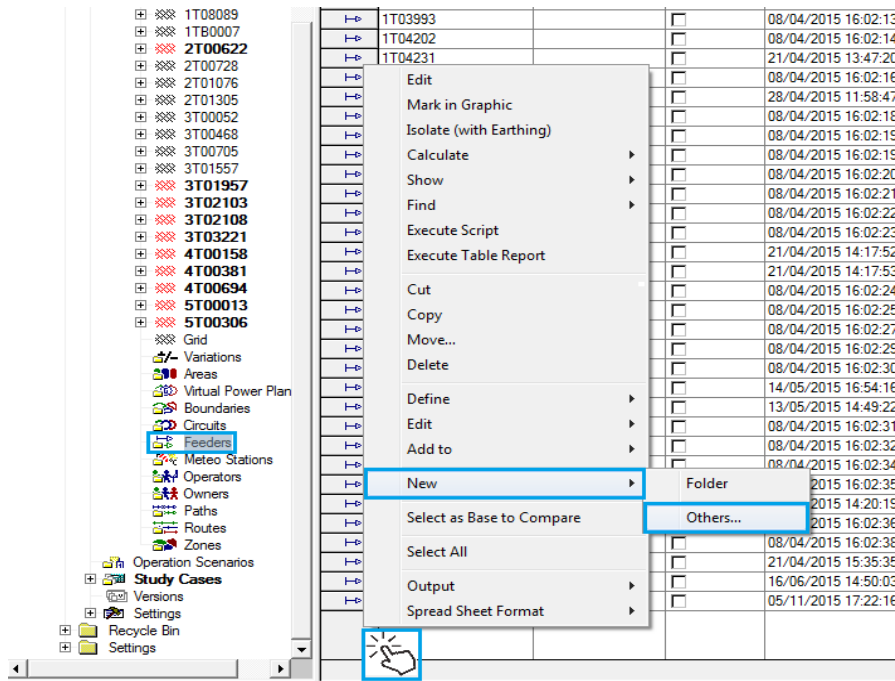


Figura 42. Creación del nuevo Feeder

Como se puede ver en la figura 42. Se debe hacer click derecho en algún sector vacío del contenido de la carpeta **Feeders**, allí se desplegará un menú en el cual se debe ir a New y luego a Others...

Luego saldrá una ventana en la cual se selecciona el elemento tipo Feeder:

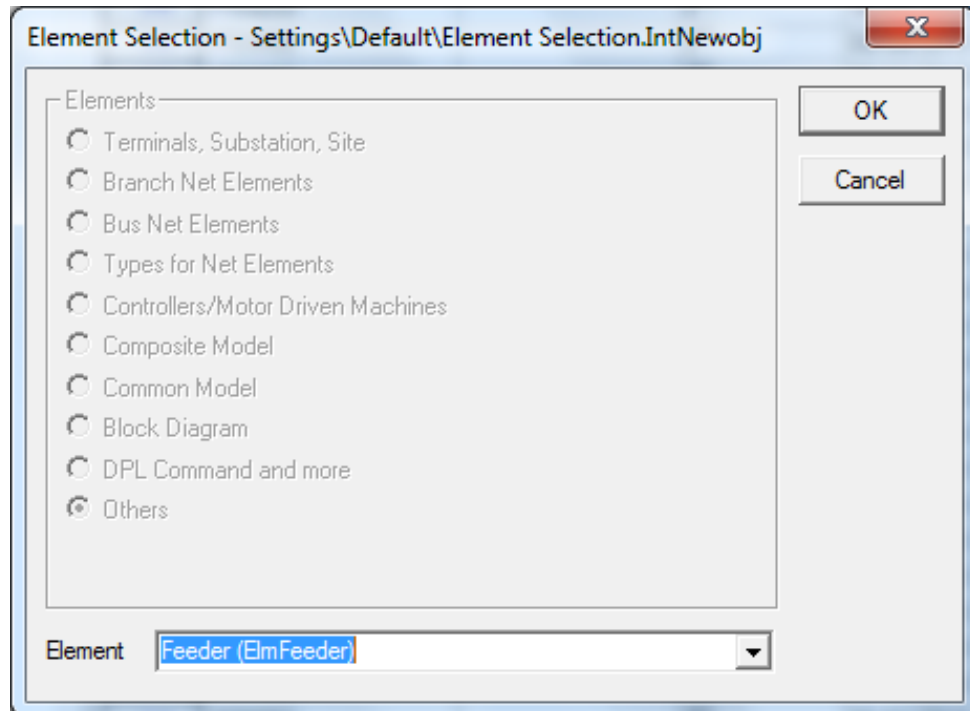


Figura 43. Selección del tipo de elemento (ElmFeeder)

Luego se deben configurar las siguientes características:

Name: Se debe poner el nombre del circuito al cual se le está creando el Feeder, para este caso y como ejemplo tenemos el **1T00014**, que sería el nombre de nuestro nuevo Feeder.

Se debe desmarcar la casilla **Terminate feeder when encountering higher voltage levels**.

El Feeder debe tener orientación hacia el Busbar.

Por último se ingresa en Cubicle y se da click en Select... el cual abrirá una nueva pestaña que se explica más adelante.

A continuación se muestran las características importantes dentro de la configuración del Feeder:

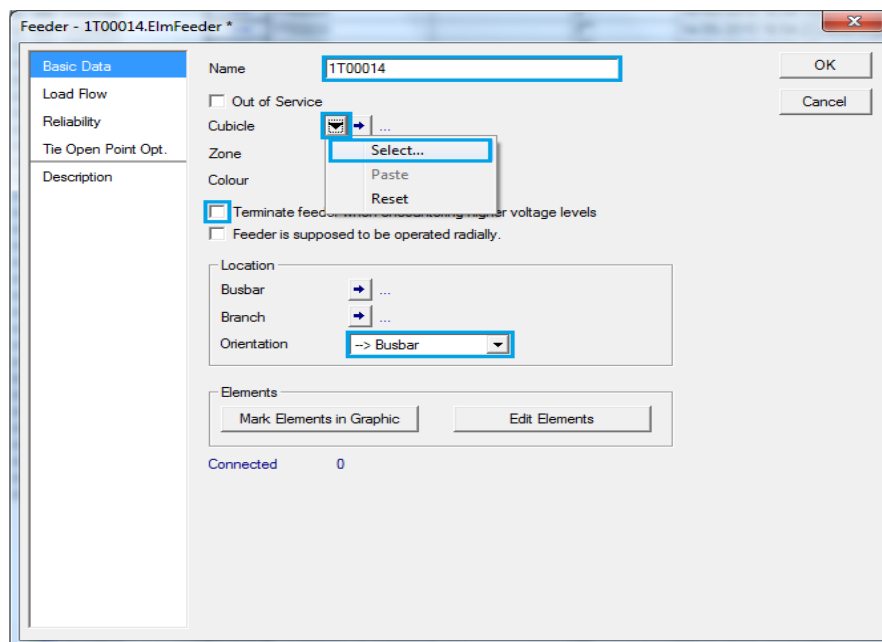


Figura 44. Características que deben ser editas en la configuración del Feeder

Creación del Feeder: Una vez se da click en Select... se debe ubicar el nodo inicial del circuito, que generalmente tiene por siglas iniciales **NB**:

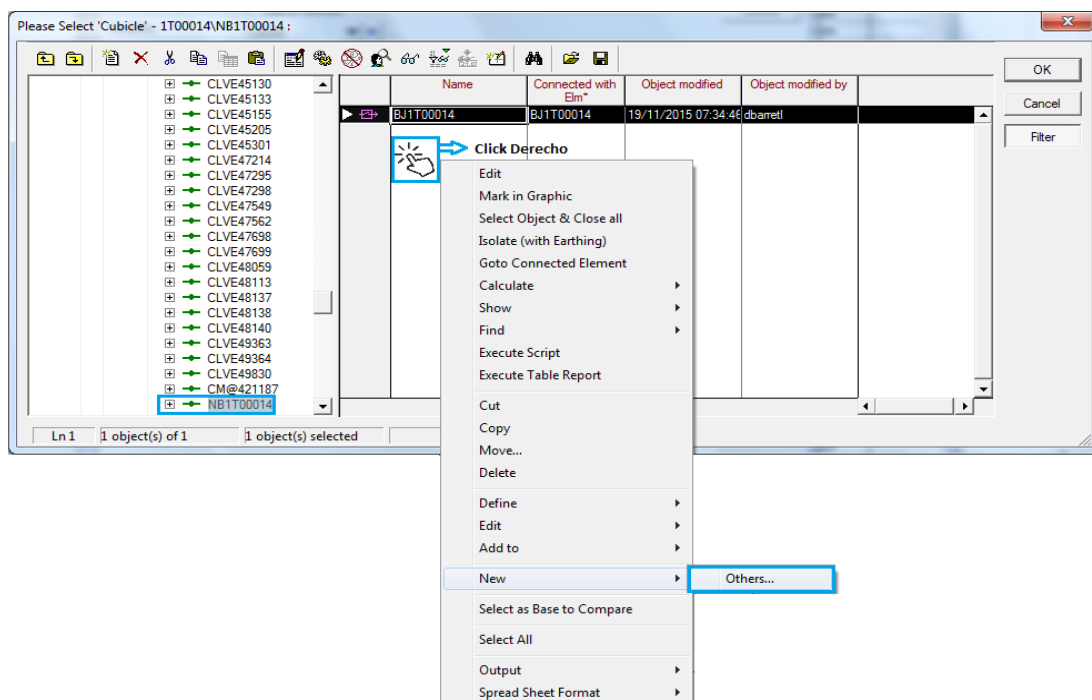


Figura 45. Selección del nodo inicial para crear el cubículo

Figura 46. Creación del cubículo para la conexión del Feeder

Name	Connected with	Object modified	Object modified by
BJ1T00014	BJ1T00014	19/11/2015 07:34:46	dbarrett
Cubicle		19/11/2015 08:58:10	dbarrett

Figura 47. Selección del cubículo creado para realizar la conexión

5.4.2 Creación de la External Grid:

Se debe crear una “**External Grid**” a cada uno de los circuitos importados por medio de los DGS, puesto que esta característica funciona como referencia, es decir, se crea un equivalente de red para tener la fuente al momento de correr los flujos de carga.

Sin esta característica relacionada en el circuito, no se tendrá ningún tipo de resultado ni flujo en los circuitos, y no se puede usar la misma para todos, cada circuito debe tener asociada su external grid.

Para llevar a cabo la creación de este elemento de red se debe ir al circuito creado, y en la parte derecha de la ventana “**Data Manager**” al final se debe dar click derecho, nuevo y otros:

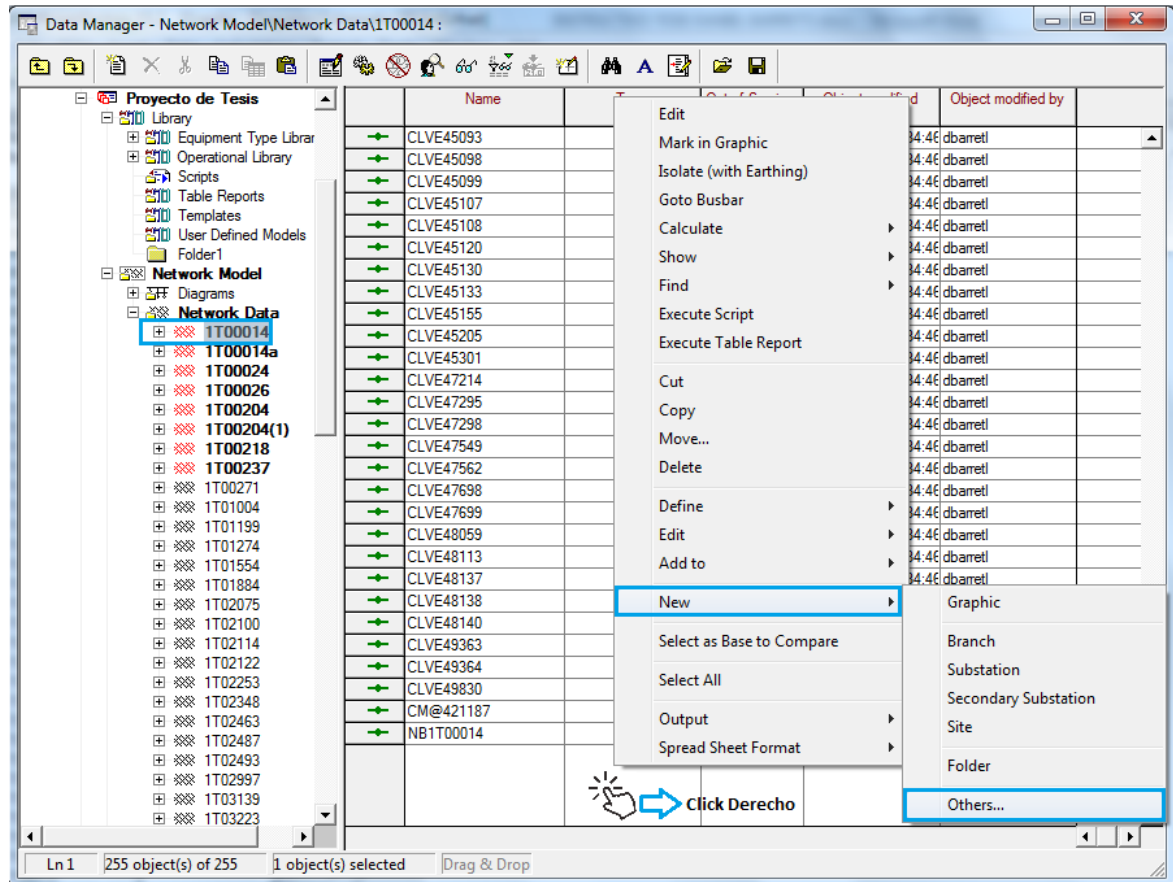


Figura 48. Creación External Grid

Una vez se ha seleccionado la casilla Others... se abrirá una nueva pestaña, en la cual se debe buscar el elemento “**External Grid**”, para ello se debe seleccionar “**Bus Net Elements**” y en element se selecciona “**External Grid (ElmXnet)**”.

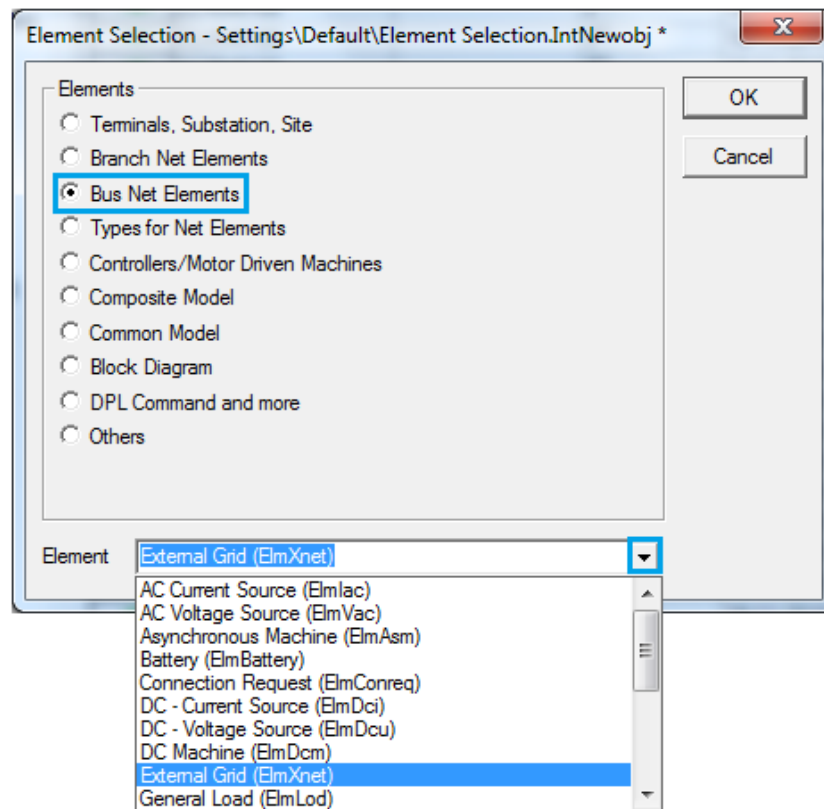


Figura 49. Selección del tipo de elemento (ElmXnet)

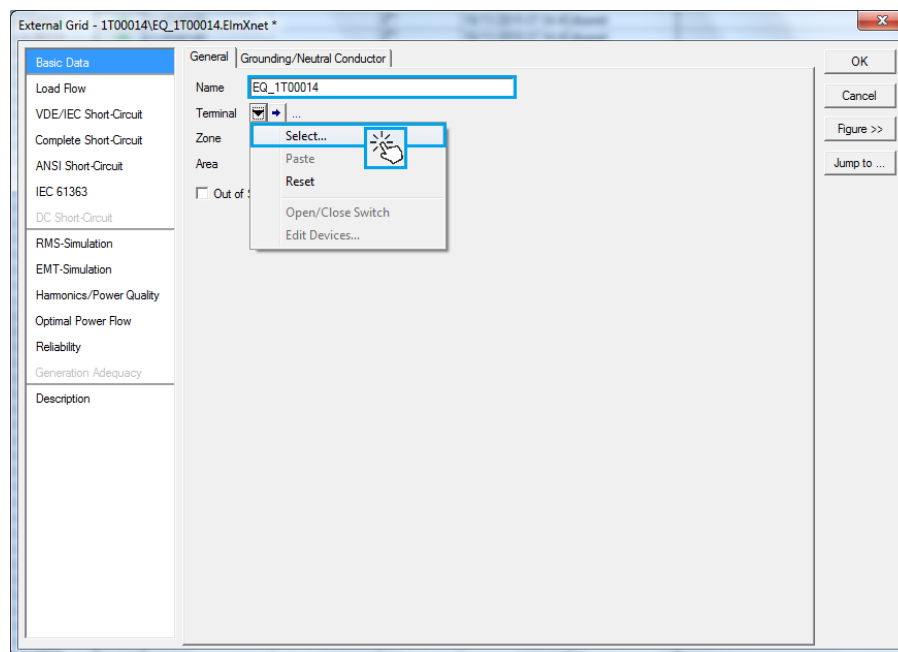


Figura 50. Configuración de la External Grid (1)

Se realiza el mismo procedimiento llevado a cabo con la creación del “**Feeder**”, se selecciona el primer nodo del circuito y se elige el cubículo creado anteriormente para realizar la conexión de la “**External Grid**”.

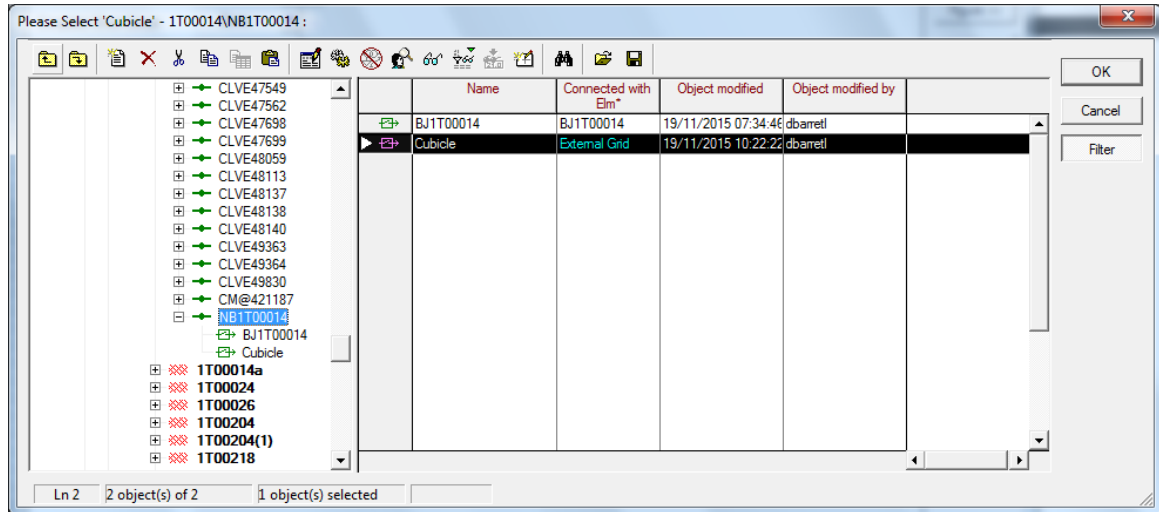


Figura 51. Configuración de la External Grid (2)

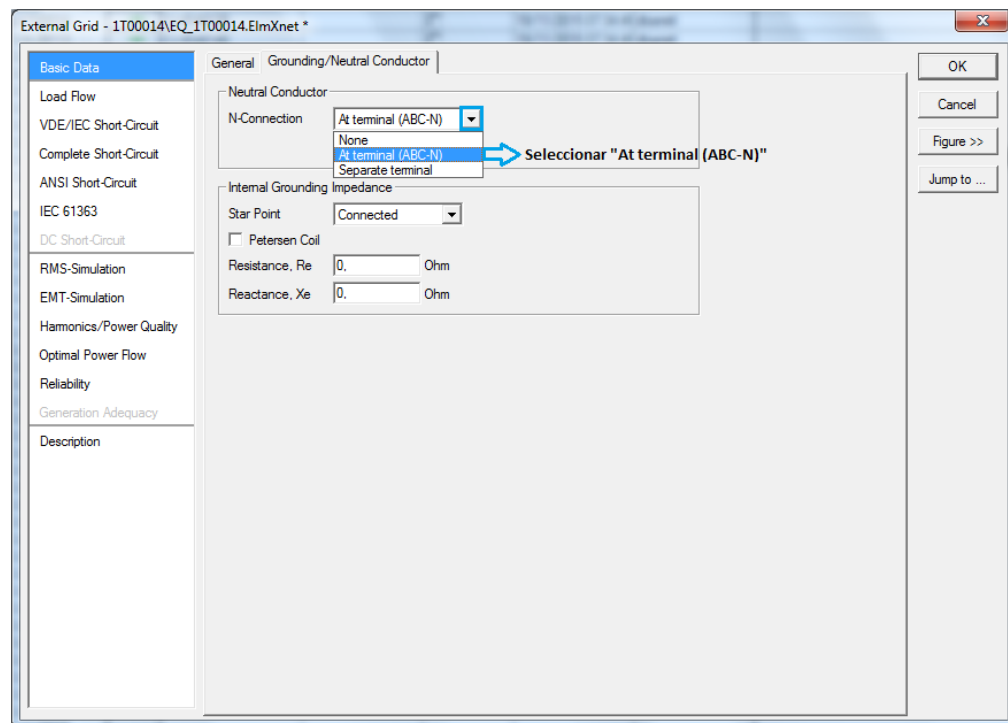


Figura 52. Configuración de la External Grid (3)

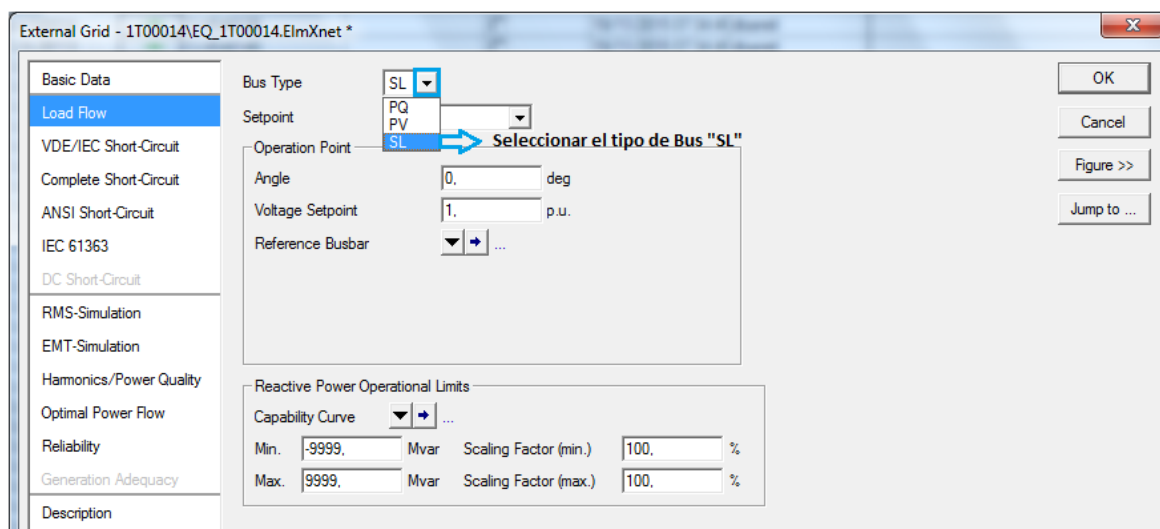


Figura 53. Configuración de la External Grid (4)

Una vez realizada la configuración de la “**External Grid**” se procede a calcular un flujo de carga por medio de las herramientas destinadas a este fin en el DigSILENT, el flujo de carga se puede correr dando click en el ícono mostrado a continuación:

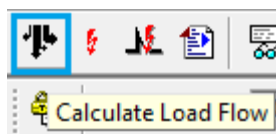


Figura 54. Ícono para correr flujos de carga

Se verifica que no haya errores en las conexiones presentes en el circuito, de ser así, se deben corregir dichos errores, los cuales generalmente están ligados a una diferencia en el número de fases del elemento con los terminales de entrada y salida.

Creación de la curva de carga característica

La curva de carga característica se ingresa a cada una de las cargas del circuito, con el fin de realizar una simulación por cada hora del día y luego aplicar la metodología propuesta en la resolución 051 de 2010 de la GREG.

Cada operador cuenta con su curva característica, tanto para usuarios residenciales como para usuarios comerciales, y el procedimiento no varía al realizarlo para los usuarios comerciales, se hace esta aclaración debido a que en el caso actual se realiza la importación de circuitos con tendencia residencial y no comercial, por lo cual la curva de carga característica usada en este caso es la de cargas residenciales.

De acuerdo con lo anterior, se muestra la curva de carga a usar a continuación:

Hora	Residencial
0	0,73
1	0,73
2	0,68
3	0,68
4	0,68
5	0,6
6	0,6
7	0,6
8	0,6
9	0,68
10	0,68
11	0,68
12	0,73
13	0,73
14	0,73
15	0,73
16	0,73
17	0,85
18	0,97
19	0,97
20	0,97
21	0,97
22	0,85
23	0,85

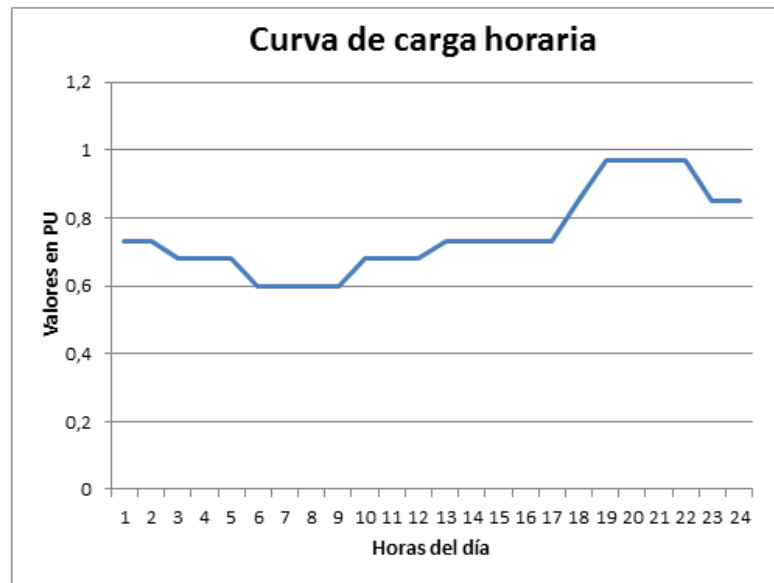


Figura 55. Curva de carga horaria

Lo primero que se debe hacer es realizar un filtrado de la información, y mostrar solo las cargas pertenecientes al circuito:

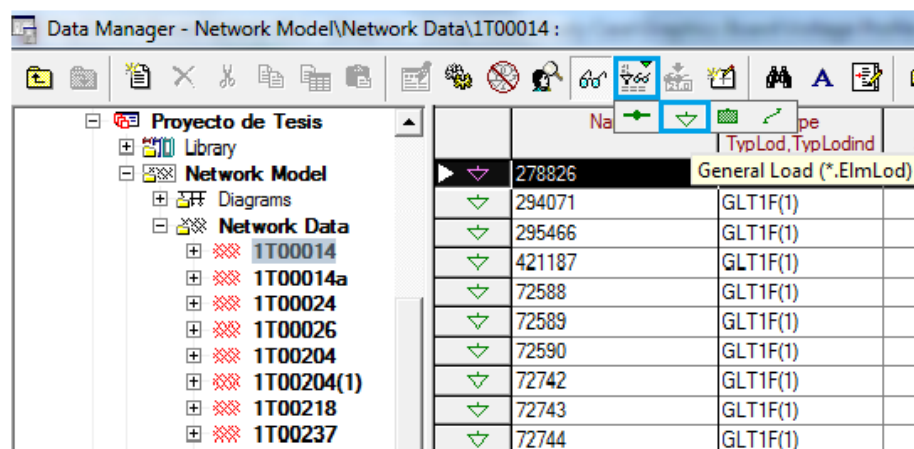


Figura 56. Filtrado del circuito por cargas

El siguiente procedimiento se debe hacer con cada una de las cargas, para asegurar que cada una de las mismas presente un comportamiento homogéneo con respecto a las demás cargas y a los demás circuitos:

Doble click en la carga para abrir la ventana de edición:

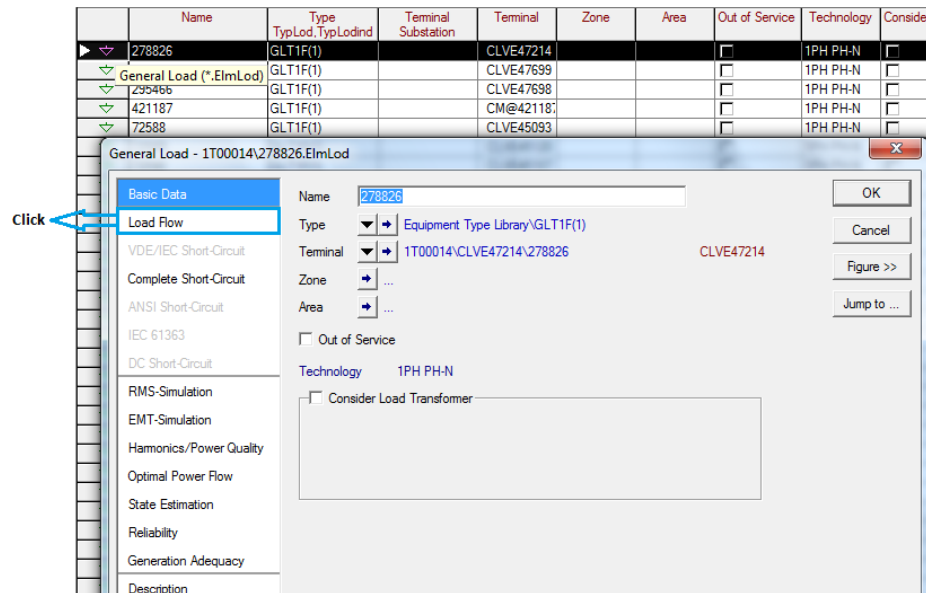


Figura 57. Seleccionar Load Flow

A continuación se hace click derecho en la ventana de "Active Power" y se selecciona "Add Project Characteristic" y luego "Time Characteristic..." para comenzar el ingreso de la curva de carga:

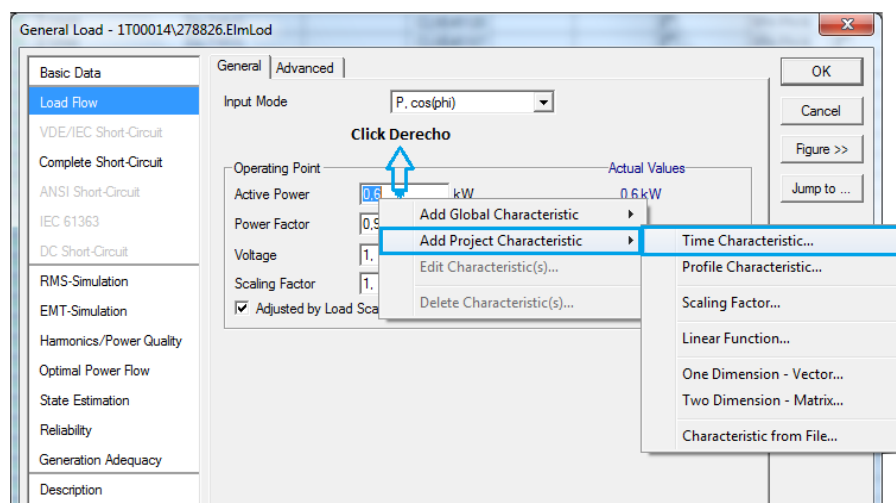


Figura 58. Selección del tipo de característica

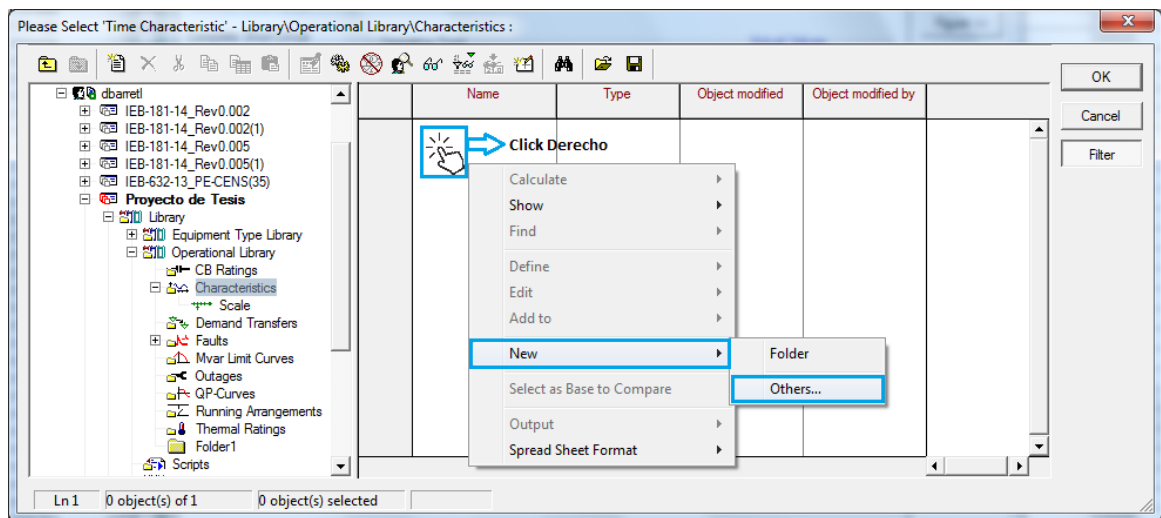


Figura 59. Creación de la nueva característica de carga

Se configuran los datos de acuerdo a la Figura 49. Y se ingresan los datos de carga por cada hora del día, en “**Diagram**” se puede observar la gráfica de los datos ingresados.

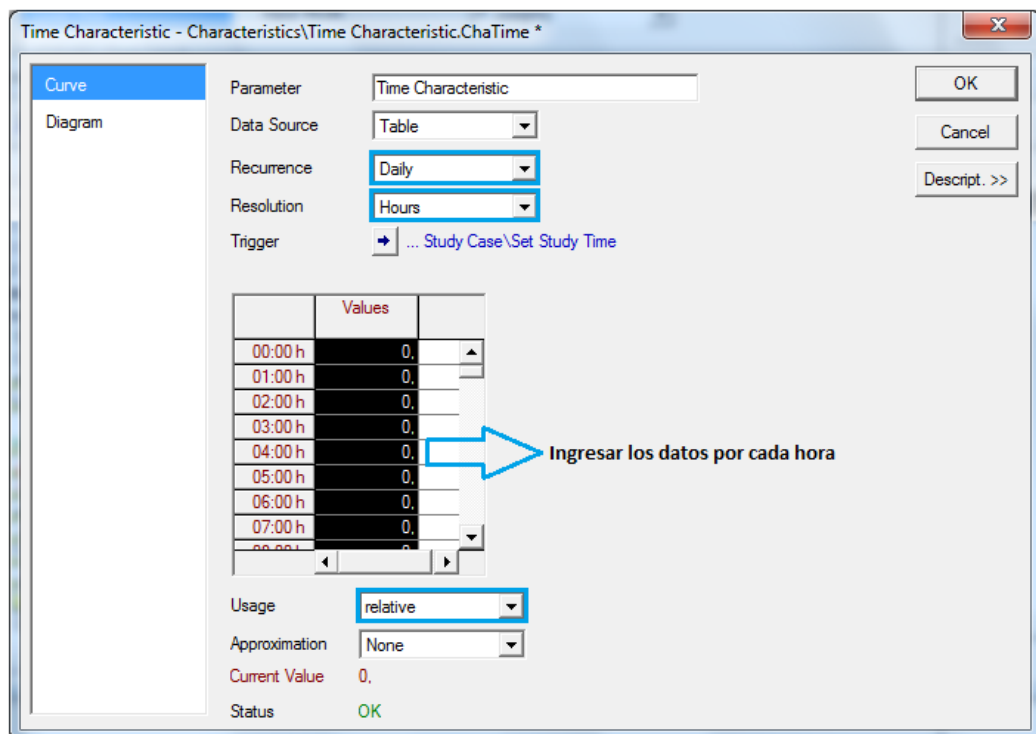


Figura 60. Configuración de la curva característica de tiempo

Nota: No es necesario volver a crear la característica de carga horaria por cada usuario, únicamente se selecciona la característica ya creada y se le asigna a cada una de las cargas.

Como paso final se realiza el corrimiento de flujo de carga por cada hora del día, para lograr esto es necesario cambiar la hora de cálculo del DigSILENT y por cada hora correr flujo:

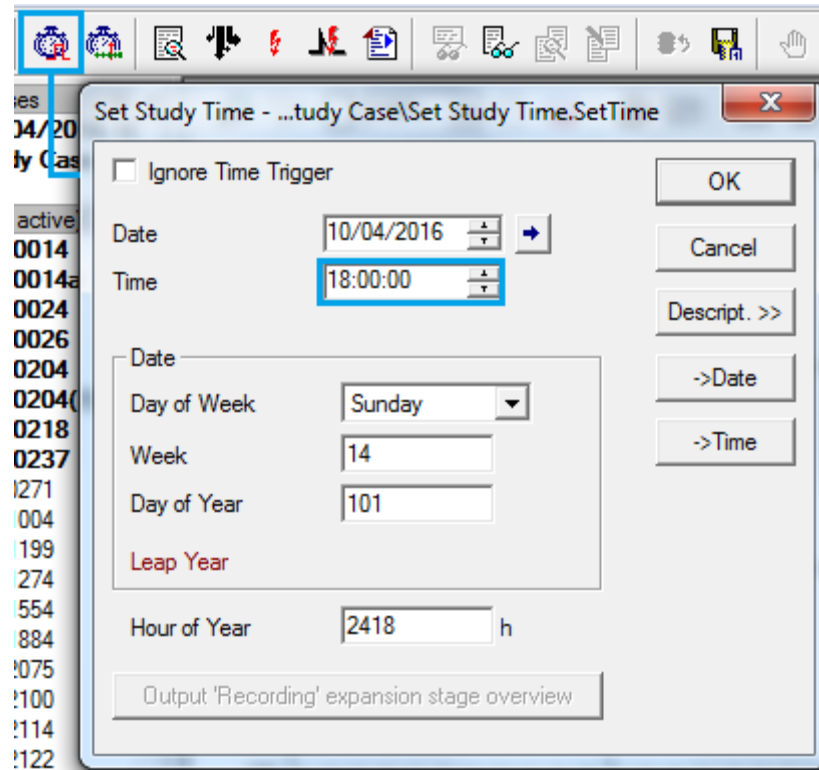


Figura 61. Configuración de la hora de cálculo del DigSILENT

CONCLUSIONES

- ❖ A pesar de las nuevas tecnologías y la constante optimización de los procesos tanto de transmisión como de distribución de energía eléctrica, las pérdidas en la red son y serán un problema con el cual todos los operadores de red y prestadores de servicios energéticos tienen que lidiar, y aunque no sea posible eliminarlas en su totalidad, es posible reducirlas a niveles tolerables tanto para los intereses de las empresas como para los usuarios finales del producto energético, y es de vital importancia promover estudios e investigaciones en este campo para lograr alternativas de solución que apoyen o incluso sustituyan las ya existentes.
- ❖ El manejo de software especializado en las empresas permite realizar estudios y encontrar soluciones a problemas que son “el pan de cada día” de estos entes pertenecientes al campo eléctrico, y a pesar de que en Colombia se tiene uno de los mejores mercados energéticos del país, siempre hay que buscar mejoras en los servicios, Centrales Eléctricas del Norte De Santander cuenta con unos índices de calidad que se encuentran dentro de los límites establecidos por la CREG y siempre es prioridad la reducción de dichos índices para lograr una mayor rentabilidad en el negocio.
- ❖ La adecuada selección del transformador reduce las pérdidas técnicas en el sistema puesto que dichas pérdidas aumentan a medida que la cargabilidad se aleja más de sus límites superiores e inferiores.
- ❖ Se concluye que a mayor número de cargas comerciales en un circuito con tendencia residencial, habrá un mayor índice de pérdidas, y se recomienda que se consideren mejor las características de dichas cargas comerciales y su impacto en la calidad del servicio de los demás usuarios.
- ❖ El manejo de software especializado en las empresas permite realizar estudios y encontrar soluciones a problemas que son “el pan de cada día” de estos entes pertenecientes al campo eléctrico.
- ❖ No es aconsejable que las distancias entre los usuarios y el punto de transformación sean muy grandes, ya que a mayor distancia, mayores son las pérdidas asociadas a la red de baja tensión que permite el transporte de la energía hasta la acometida residencial.
- ❖ A pesar de que se han llevado a cabo diversos estudios concernientes a las pérdidas técnicas de los circuitos de baja, media y alta tensión, es evidente que aún falta trabajar más pues a pesar de que la CREG plasma un documento con una metodología para la determinación de las pérdidas en la

red, en su circular 052 del 2010, los estudios sufren variantes de acuerdo con el operador de red, el sector del país, y los niveles de tensión que se manejen.

- ❖ Se consigue plasmar una metodología para la determinación de las pérdidas en las redes de cada transformador, por medio del software DIgSILENT, las demás pérdidas son determinadas por norma.
- ❖ El análisis de la red por medio del DIgSILENT puede usarse también antes de crear nuevas redes, modelando el estimado de la red y determinando de esta forma si cumple o no con los índices establecidos por la CREG.

RECOMENDACIONES

Se recomienda a la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P usar el método propuesto en el presente documento para modelar las pérdidas presentes en la red de nivel de tensión I, y realizar la creación e importación de los DGS de cada uno de los transformadores pertenecientes a la empresa, para posteriormente validar la información actualizada de cada uno de estos circuitos y encontrar los focos específicos de pérdidas técnicas para así proceder a realizar los requerimientos necesarios para corregir los problemas que son causantes de los altos índices de pérdidas.

Se recomienda a la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P seguir realizando estudios en el campo de las pérdidas técnicas, buscando alcanzar alternativas de solución que permitan la optimización técnico-económica de las redes y aporten a la alternativa propuesta en este documento.

Se recomienda a la Universidad de Pamplona, fomentar el uso temprano de software especializado que sea comúnmente usado en la industria eléctrica, para tener mayor respaldo en los conocimientos que brinda a los profesionales capacitados y competentes que está formando.

Se recomienda a la Universidad de Pamplona que promueva estudios de pérdidas eléctricas como lo ha hecho la UTP (Universidad Tecnológica de Pereira) para generar mayores aportes a la reducción de la problemática existente en el sector eléctrico

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CREG. (Enero de 2011), PROPUESTA PARA REMUNERAR PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN LOCAL, Cartilla informativa, Bogotá D.C, Colombia.
- [2] CREG, Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 097 de 2008, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- [3] ANEXO 2, Convenio Específico No. 02, Apoyo Académico y Soporte Técnico en el Proceso de Implementación de Planes de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica. Informe Final Tomo 1 – Cálculo de Pérdidas Técnicas en el Nivel de Tensión 1. Documento 5112326202 - 03 Revisión 1.
- [4] UTP, Universidad Tecnológica de Pereira, Determinación de la Senda Óptima de Disminución de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, radicados CREG E-2010-6408 y E-2010-007038.
- [5] CAPITULO 2 PARAMETROS DE DISEÑO CENS-NORMA TÉCNICA -CNS-NT-02.
- [6] CREG, Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 070 de 1998, por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, Bogotá D.C, Colombia, 1998.
- [7] CREG, Comisión de regulación de energía y gas, Costos y cargos por uso de los activos operados por la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., Bogotá D.C, Colombia, 2009.
- [8] Elvira Fernández, Pablo Eguía, Inmaculada Zamora, A. Javier Mazón, HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN “DEMO” PARA SU APLICACIÓN EN LABORATORIOS DOCENTES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, Ponencia, XI Congreso Universitario de Innovación Educativa en las Enseñanzas Técnicas Vilanova i la Geltrú 23, 24 y 25 de julio de 2003
- [9] Hernando Orjuela, Programas de reducción de pérdidas técnicas.

[10] CREG, Comisión de regulación de energía y gas, PROPUESTA PARA REMUNERAR PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN LOCAL, Bogotá D.C. Colombia, 2011.

[11] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CIRCULAR No. 052, ESTUDIOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA CREG – UTP.

[12] UTP, Universidad Tecnológica de Pereira, Medidas para la Reducción de pérdidas Técnicas en los Sistemas de Distribución, radicado CREG E-2010-005026.

[13] UTP, Universidad Tecnológica de Pereira, Cálculo de Pérdidas Técnicas en el Nivel de Tensión 1, radicado E-2010-006481.

ANEXOS

Además del proyecto realizado para la empresa, que se espera sea de gran utilidad para los profesionales del Centro de Excelencia Técnica y demás funcionarios de CENS, se realizaron apoyos en el campo del diseño haciendo uso del software SolidWorks, y se trabajó en el desarrollo de una nueva norma para el sector de **Pérdidas**, para ayudar a reducir las pérdidas no técnicas presentes en sectores que no se encuentran legalizados, y que generan un problema grande para la empresa. A continuación se muestran algunas imágenes de los trabajos realizados:

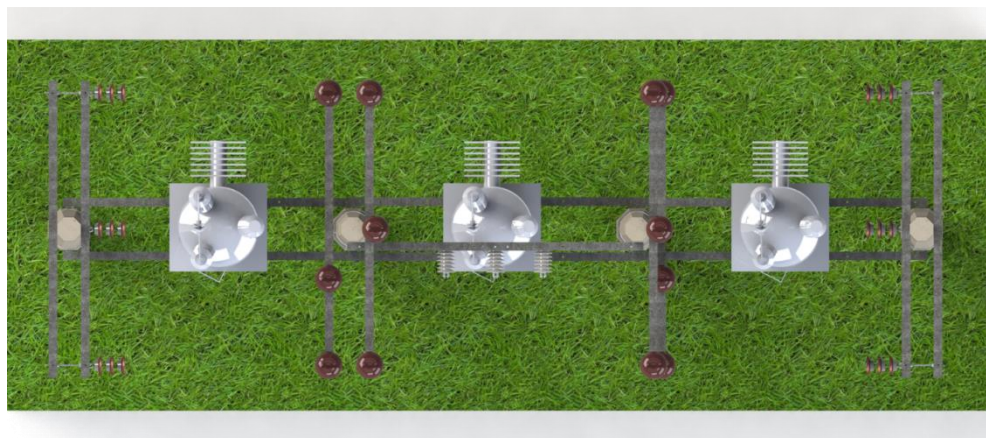
Algunos de los siguientes diseños se pueden encontrar en las normas técnicas en estudio, ubicadas en el siguiente link de la página de CENS S.A E.S.P:

Link normas en estudio:

<http://www.cens.com.co/proveedores/es-es/procesodecontratación/normatividadinterna/normatécnicadiseñoyconstrucción/documentosenestudio/normatécnicaenestudio.aspx>



Anexo 1. Reguladores de media tensión (1)



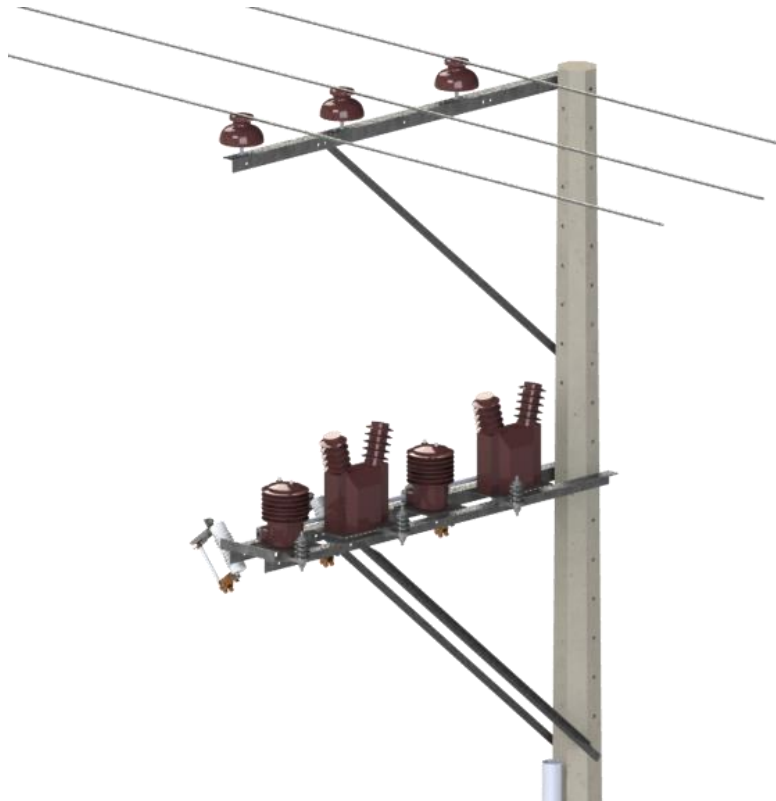
Anexo 2. Reguladores de media tensión (2)



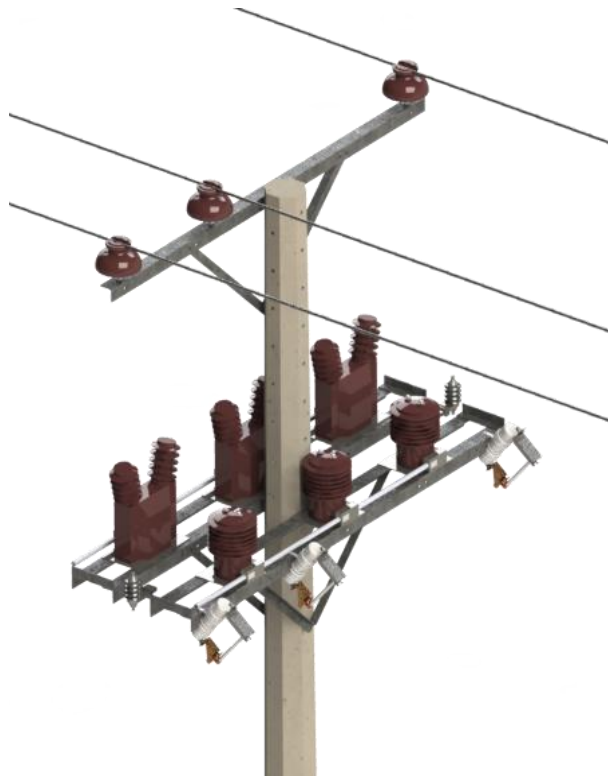
Anexo 3. Reguladores de media tensión (3)



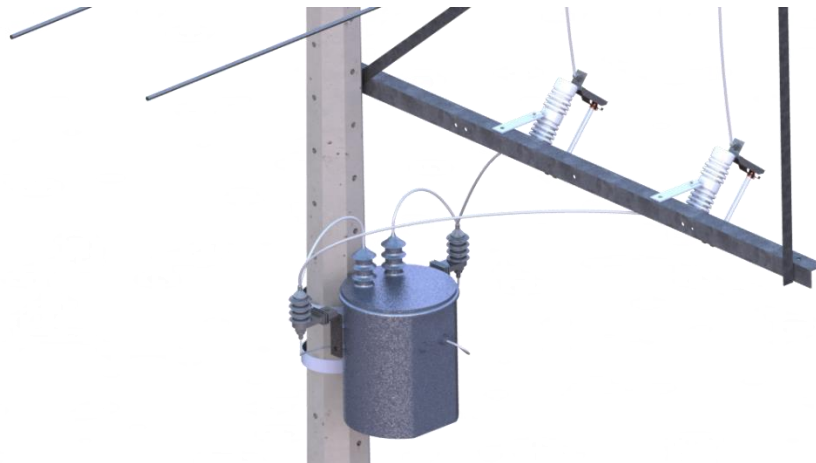
Anexo 4. Medida semidirecta (1)



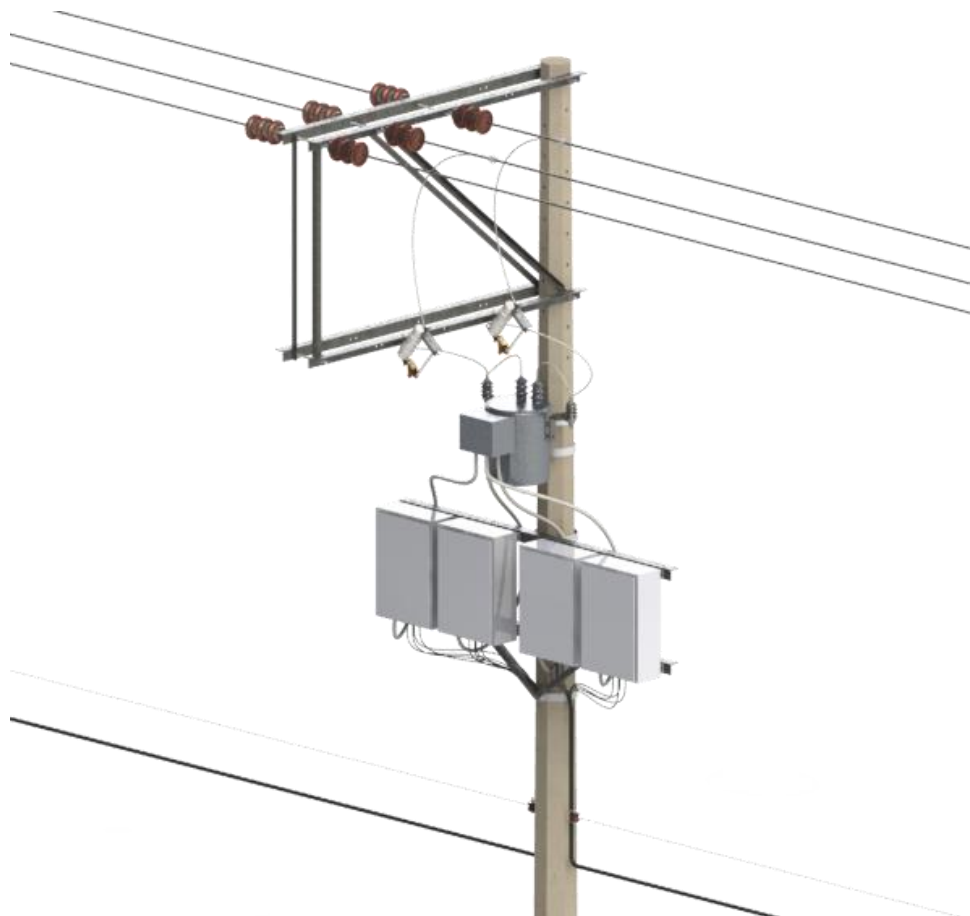
Anexo 5. Medida semidirecta (2)



Anexo 6. Medida semidirecta (3)



Anexo 7. Montaje de protecciones en transformadores



Anexo 8. Medida Centralizada

12.4. CONSIDERACIONES TÉCNICAS

12.4.1. Fuente de energía y medición

El montaje del transformador se debe hacer en un poste de 14 metros que cumpla con las características técnicas señaladas en la especificación CNS-NT-11-23, y debe ser seleccionado teniendo en cuenta la carga de rotura y los esfuerzos a los cuales estará sometido por el tendido de MT. Carga de rotura del poste debe ser calculada de acuerdo con el tipo de estructura y los cálculos estructurales que considere CENS.

La siguiente figura ilustra el montaje de medida centralizada.

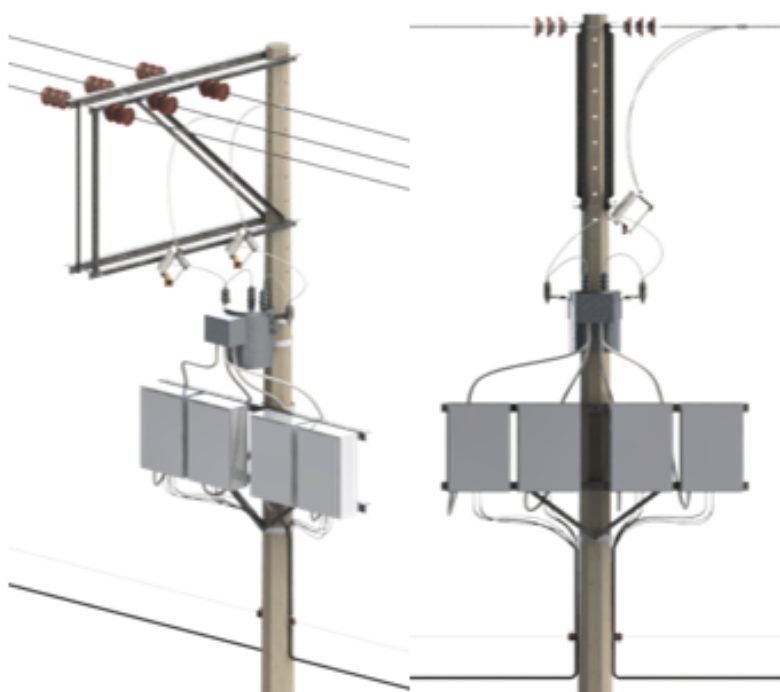


Figura 1. Montaje de medida centralizada con transformador de frente muerto

Anexo 9. Apoyo en realización de norma técnica