



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería Eléctrica

MODELADO Y SIMULACIÓN DE UNA RED DESEQUILIBRADA CON DIGSILENT

Autor:

Marcos Cid Ruiz

Tutor:

Cesar Álvarez Arroyo

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Escuela Politécnica Superior

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

INDICE

AGRADECIMIENTOS	4
RESUMEN	5
ABSTRAC	6
1. INTRODUCCIÓN	7
2. CONCEPTOS PREVIOS	8
2.1. TRANSPORTE Y DISTRIBUCION.....	8
2.2. TIPOS DE LINEAS	10
2.3. FLUJOS DE CARGAR.....	12
2.3.1. INTRODUCCIÓN.....	12
2.3.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
3. ¿PORQUE APLICAMOS ESTE TEST FEEDER?	14
4. DIGSILENT POWERFACTORY	18
4.1. INTRODUCCIÓN	18
4.2. PUESTA EN SERVICIO.....	19
4.3. PROGRAMACION CON MATLAB	21
5. MODELOS DE CARGAS	24
6. CONFECCIÓN CABLES AEREOS Y SUBTERRANEOS	29
6.1 LÍNEA AÉREA	29
6.2 LÍNEA SUBTERRANEA.....	32
7. TRANSFORMADORES	34
BIBLIOGRAFÍA	47
8. ANEXO	62

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general, líneas.....	11
Figura 2 Sistema completo.....	17
Figura 3. Puesta en servicio.....	19
Figura 4. Sistema completo modelado.....	20
Figura 5. Acceso base de datos 1.....	20
Figura 6. Tablas de datos 1.....	21
Figura 7. Tabla de datos 2.....	21
Figura 8. Acceso a Script.....	22
Figura 9. Script.....	23
Figura 10. Ejemplo cargas 1.....	25
Figura 11. Ejemplo cargas 2.....	25
Figura 12. Malla cargas “OFF”.....	26
Figura 13. Malla cargas “ON”.....	26
Figura 14. Malla cargas on. 2.1.....	27
Figura 15. Malla cargas on 2.2.....	27
Figura 16. Cables aéreos 1.....	30
Figura 17. Cables aéreos 2.....	30
Figura 18. Cables aéreos 3.....	31
Figura 19. Cables aéreos 4.....	31
Figura 20. Cables subterráneos 1.....	32
Figura 21. Cables subterráneos 2.....	33
Figura 22. Cables subterráneos 3.....	33
Figura 23. Comparativa de transformadores.....	35
Figura 24. Modelo 1, Inactivo.....	36
Figura 25. Modelo 2, Inactivo.....	37
Figura 26. Modelo 3, Inactivo.....	37
Figura 27. Modelo 4, Inactivo.....	38
Figura 28. Placa característica motor.....	38
Figura 29. Placas características T1. Trifásico.....	40
Figura 30. Conexión T1.....	40
Figura 31. Placa de características. T24. Trifásico.....	40
Figura 32. Conexión T24.....	40
Figura 33. Modelo 1, activo.....	41
Figura 34. Placa de características. T1. Monofásico.....	42
Figura 35. Placa de características. T24. Monofásico.....	42
Figura 36. Modelo 2, activo.....	43
Figura 37. Placa características. T1. Monofásico a neutro.....	43
Figura 38. Modelo 2.1, activo.....	44
Figura 39. Modelo 3, activo.....	44
Figura 40. Modelo 4, activo.....	45
Figura 43. Ejemplo configuración línea aérea.....	50
Figura 41. Configuración líneas secundarias.....	50
Figura 42. Ejemplo configuración líneas subterránea.....	50

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Modelo de cargas.....	24
Tabla 2. Datos obtenidos transformadores.	45
Tabla 3. Datos obtenidos motor y cargas.	46
Tabla 4. Datos obtenidos caídas de tensión.	46
Tabla 5. Configuración cables aéreos.	48
Tabla 6. Configuración cables subterráneos.....	49
Tabla 7. Configuración líneas secundarias.....	49
Tabla 8. Configuración geométrica cables.....	51
Tabla 9. Configuración de materiales y phasing.....	52
Tabla 10. Dimensiones cables 1.....	53
Tabla 11. Dimensiones cables 2.....	53
Tabla 12. Datos conductores.	54
Tabla 13. Configuración transformadores.	55
Tabla 14. Cargas distribuidas.	56
Tabla 15. Cargas transformadoras.	56
Tabla 16. Cargas transformadoras de tomas.	57
Tabla 17. Impedancia transformadores 1.....	58
Tabla 18. Impedancia transformadores 2.....	58
Tabla 19. Impedancia transformadores 3.....	58
Tabla 20. características condensadores.	59
Tabla 21. características maquinas eléctricas.....	59
Tabla 22. Características tomas.	60
Tabla 23. Características transformadoras de tomas 1.	60
Tabla 24. Características transformadoras de tomas 2.	60
Tabla 25. Punto inicial Switches	61

AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien siempre está para guiarme.

A mis padres, sin los cuales no estaría donde estoy.

A mis amigos que me alegran y me animan

A mis compañeros y profesores con los que he compartido esta época de mi vida

RESUMEN

DlgSILENT PowerFactory es una herramienta para poder analizar complejos sistemas eléctricos de potencia, se simulará un sistema de 34 nudos en el cual se verificará y analizará su funcionabilidad y posibles mejoras. Además, se añadirá un enfoque con programación en Matlab

ABSTRAC

DlgSILENT PowerFactory is a tool to be able to analyze complex electrical power systems, a 34-knot system will be simulated in which its functionality and possible improvements will be verified and analyzed. In addition, a programming approach with Matlab will be added.

Traducción obtenida de Google translater

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia son fundamentales para el funcionamiento de nuestra sociedad, ya que proporcionan la energía eléctrica que necesitamos en nuestro día a día. Estos sistemas están compuestos por una compleja red de componentes y dispositivos tales como como generadores, motores, transformadores de potencia, líneas de transporte y cargas entre otros, que permiten la transmisión y distribución de la energía eléctrica a lo largo de la red.

En este contexto, el presente TFG técnico tiene como objetivo realizar una simulación de un sistema eléctrico de potencia que combina media y baja tensión, con conexiones aéreas y subterráneas. La simulación se realiza utilizando el programa “DlgSILENT PowerFactory” y se basa en los datos proporcionados por un estudio previo de IEEE lo que garantiza su calidad y precisión.

El objetivo de esta simulación es analizar la complejidad del sistema y evaluar su eficiencia, con el fin de identificar posibles áreas de mejora y optimización. En particular, se pretende analizar el comportamiento del sistema ante diferentes cargas, su capacidad de adaptación y su fiabilidad.

El TFG técnico se divide en diferentes secciones, donde se explica en detalle el sistema eléctrico de potencia, los datos utilizados y las características de la simulación. Además, se realiza un análisis detallado de los resultados obtenidos y se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de la simulación.

2. CONCEPTOS PREVIOS

2.1. TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

La red de transporte eléctrico desempeña un papel fundamental en la transmisión eficiente y confiable de energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta los distribuidores y grandes consumidores, así como en la facilitación de los intercambios internacionales de electricidad. Su estructura se basa principalmente en líneas de alta tensión que operan a niveles iguales o superiores a 220 kV. Estas líneas de transmisión son vitales para transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias, minimizando las pérdidas en el proceso.

Además de las líneas de transmisión, la red de transporte incluye las líneas de interconexión que conectan islas, regiones y países, asegurando una mayor estabilidad y flexibilidad en el suministro eléctrico. Asimismo, las subestaciones desempeñan un papel crucial en esta red, ya que albergan parques de generación con tensiones iguales o superiores a 220 kV. Estas subestaciones están equipadas con transformadores de 400/220 kV, que permiten ajustar la tensión según las necesidades de la red y asegurar una transferencia eficiente de energía.

La red de transporte también incorpora elementos de control de potencia activa y reactiva. Estos dispositivos son clave para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, ya que regulan el flujo de energía, controlan la calidad del suministro y optimizan la operación de la red.

Es importante destacar que la red de transporte se enfoca exclusivamente en la transmisión de energía eléctrica y no incluye los transformadores de los grupos de generación ni las instalaciones de conexión de dichos grupos y grandes consumidores. Estos elementos se consideran parte de la infraestructura específica de generación y consumo, respectivamente.

Por otro lado, la red de distribución eléctrica se encarga de llevar la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, garantizando que la electricidad llegue de manera confiable y segura a los usuarios finales. Esta red se compone de instalaciones eléctricas que operan a tensiones inferiores a 220 kV, a excepción de aquellas que se consideran integradas en la red de transporte.

La red de distribución despliega una amplia infraestructura de distribución primaria y secundaria, que incluye líneas de media tensión y líneas de baja tensión. Estas líneas se extienden por áreas residenciales, comerciales e industriales, conectando los transformadores de distribución a los puntos de consumo.

2.2. TIPOS DE LINEAS

El transporte y distribución de energía eléctrica en alta tensión se realiza de dos formas:

- Líneas aéreas: Infraestructura formada por apoyos, aisladores y cables desnudos destinados al transporte de energía eléctrica trifásica de 50 Hz (60 Hz) con tensión nominal de línea superior a 1000 voltios.
- Líneas subterráneas: Infraestructura formada por cualquier tipo de canalización que no sea aérea (zanja, galerías en el interior de edificios, fondos acuáticos etc.), con cable aislado de tensión superior a 1kV para corriente alterna trifásica de 50 Hz (60 Hz).

Características en los tipos de líneas:

- Resistencia de los conductores.
- Inductancia propia de cada conductor.
- Inductancia mutua entre cada pareja de conductores.
- Capacidad entre cada pareja de conductores.
- Capacidad entre cada conductor y el terreno (potencial nulo).
- Resistencia equivalente a las pérdidas por efecto corona y en los aisladores.

Si se representan estos parámetros, por unidad de longitud, el esquema es el siguiente, Figura 1

Información tomada del libro [1]

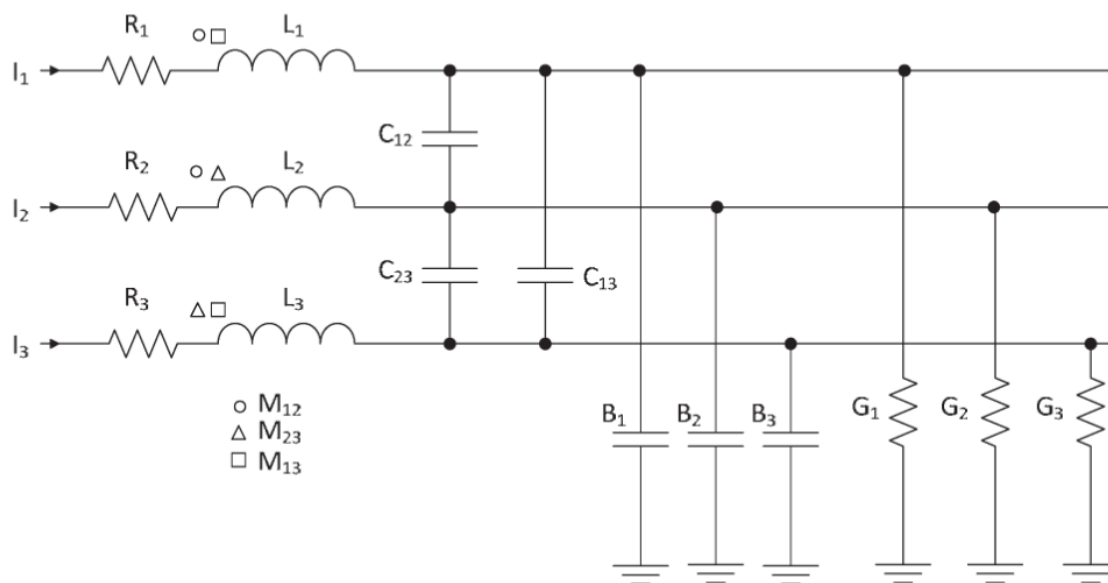


Figura 1. Esquema general, líneas.

Esta representación es también válida para líneas aisladas, si bien en ese caso G corresponde a las pérdidas en el aislamiento, y la tipología de las capacidades depende de si el cable está o no apantallado. El caso de líneas con varios circuitos es fácilmente extrapolable a partir del indicado.

En la gran mayoría de las situaciones los conductores de cada fase son iguales, por lo que R y L en cada fase tienen el mismo valor. También se puede asumir que las G, en general, son similares. No ocurre lo mismo con las M, C y B, que en general serán distintas debido a la ubicación espacial de los conductores de cada fase.

Aun tratándose de un sistema trifásico equilibrado de intensidades, no se puede utilizar directamente el cálculo mediante un equivalente monofásico dado que:

- Existe acoplamiento entre inductancias.
- Algunas impedancias no son iguales en las tres fases. La diferencia, en general, aunque significativa no es muy elevada, pero suficiente para que sea necesario establecer un modo de cálculo.

Para conseguirlo, se emplean los conceptos de inductancia aparente y capacidad al neutro.

2.3. FLUJOS DE CARGAR

2.3.1. INTRODUCCIÓN

En un sistema eléctrico, los flujos de carga se refieren al movimiento de la corriente eléctrica a través de los diferentes componentes, como cables, conductores, transformadores y otros dispositivos. La comprensión de cómo se comporta la electricidad en términos de su magnitud, dirección y características durante su recorrido es esencial para asegurar un suministro eléctrico confiable y eficiente.

Al resolver el problema del flujo de carga de un sistema eléctrico, se logran obtener las condiciones de operación necesarias para su funcionamiento. Este proceso, también conocido como "power flow" o "load flow" en la literatura anglosajona, tiene como objetivo principal determinar las magnitudes y fases de voltaje en cada uno de los nodos del sistema. A partir de esta información, se pueden calcular los flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas y transformadores del sistema.

En este tipo de problemas, los sistemas eléctricos se consideran en régimen estacionario senoidal, lo que implica que las variables eléctricas se mantienen constantes en el tiempo. Además, se asume que los sistemas son trifásicos equilibrados, lo que implica que las magnitudes y fases de voltaje son uniformes en las tres fases del sistema.

El estudio de los flujos de carga nos permite evaluar la capacidad y el rendimiento de los componentes de una red eléctrica para identificar posibles problemas de sobrecarga en el sistema eléctrico. Estos problemas pueden surgir debido a cambios en la configuración de la red, como la incorporación o retirada de líneas o transformadores, o debido a variaciones en el nivel de carga del sistema.

Al analizar los flujos de potencia resultantes, es posible detectar áreas o componentes del sistema que están operando cerca de sus límites de capacidad, lo que permite tomar medidas preventivas para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

2.3.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La resolución del problema del flujo de carga en un sistema eléctrico requiere una representación adecuada de cada uno de los componentes mediante su modelo eléctrico correspondiente. Es común utilizar valores por unidad (p.u.) en este tipo de análisis, lo que implica establecer una potencia aparente base para todo el circuito, y asignar valores de tensión base para cada nivel de tensión presente en el sistema, que está determinado por los transformadores existentes.

La utilización de valores por unidad facilita la comparación y el análisis de las variables eléctricas en diferentes partes del sistema, ya que se normalizan en relación con las magnitudes base establecidas. Esto permite simplificar los cálculos y las ecuaciones necesarias para resolver el flujo de carga, ya que se trabaja con valores adimensionales que representan la relación entre las magnitudes reales y sus correspondientes valores base.

Además, para resolver el problema del flujo de carga es necesario establecer las condiciones iniciales del sistema, que incluyen las magnitudes y fases de voltaje en los nodos y las potencias activa y reactiva iniciales en los generadores y las cargas. Estas condiciones iniciales pueden obtenerse a partir de mediciones en tiempo real o estimarse mediante técnicas de estimación de estado.

Una vez que se han definido las condiciones iniciales y se han establecido los valores por unidad, se procede a resolver el sistema de ecuaciones que describe el flujo de carga. Este sistema de ecuaciones incluye las leyes de Kirchhoff, las relaciones entre corrientes y tensiones en los elementos del sistema, así como las ecuaciones que describen las características de los generadores y las cargas.

La resolución del sistema de ecuaciones del flujo de carga se realiza mediante métodos numéricos, como el método de Newton-Raphson o el método de Gauss-Seidel, que permiten obtener las soluciones aproximadas de las variables eléctricas en cada uno de los nodos del sistema. Estas soluciones proporcionan información valiosa sobre el estado del sistema, como las magnitudes y fases de voltaje, los flujos de potencia en las líneas y transformadores, y las pérdidas de potencia en el sistema.

3. ¿PORQUE APLICAMOS ESTE TEST FEEDER?

- Líneas Aéreas y subterráneas con configuraciones comunes
 - Líneas Simples
 - Líneas paralelas (físicas y eléctricamente)

- Transformadores de uso común
 - Trifásicos con y sin tomas
 - Conexiones abiertas con y sin tomas
 - Monofásico con y sin tomas

- Cargas puntuales y distribuidas
 - Configuraciones en estrella y en triángulo
 - Constante en PQ
 - Constante en Z
 - Constante en I

- Reguladores de tensión con R y X definidos
 - Triángulo conectados:
 - Abiertos
 - Cerrados
 - Estrella conectados
 - Tres fases
 - Una fase

- Interruptores
 - Abiertos
 - Cerrados

- Condensadores en derivación
 - Conexión estrella
 - Conexión triangulo

- Máquinas de inducción.
 - Valor de entrada de potencia activa (kW)
 - Valor de deslizamiento

- Modelos detallados del motor
 - Valor de entrada de potencia activa (kW)
 - Valor de deslizamiento

- Modelos detallados del generador
 - Valor de potencia de salida (kW)

- Modelo simple
 - Valor de potencia de entrada (kW) y factor de potencia

Todos estos elementos dan lugar al siguiente esquema el cual vamos a modelar con DlgSILENT PowerFactory

Inicialmente SW-1 está cerrado con los otros dos interruptores abiertos. Cerrar SW-2 será una prueba de convergencia de programas para un ciclo. Con SW-1 abierto y SW-2 cerrado se establece una nueva configuración. El propósito de SW-3 es modelar las dos líneas trifásicas subterráneas como físicamente paralelas o eléctricamente paralelas. Con SW-3 abierto se modela el paralelo físico mientras que con SW-3 cerrado se modela el caso eléctricamente paralelo. Esto se muestra en la Tabla 25

Cargas con rosca central

Las cargas en los transformadores con tomas centradas se modelarán igual que las cargas puntuales. Para transformadores monofásicos con tomas centradas, habrá dos cargas de 120 voltios y una carga de 240 voltios. Para bancos trifásicos, el transformador con derivación central tendrá dos cargas de 120 voltios, una carga de 240 voltios y una carga trifásica. Algunas de las cargas trifásicas son cargas estáticas y otras serán máquinas de inducción.

Transformador de subestación

El transformador de la subestación es una estrella trifásica conectada a tierra en triángulo. Se especifica la impedancia. El voltaje de la estación está regulado por el Regulador – 1.

Sistema de fuente equivalente

El sistema fuente equivalente está especificado por el voltaje nominal de 115 kV. Para los estudios de cortocircuito, los estudios de cortocircuito trifásicos y monofásicos se dan las impedancias de secuencia positiva y cero del sistema equivalente.

Toda esta información nos lleva al siguiente esquema de la Figura 2.

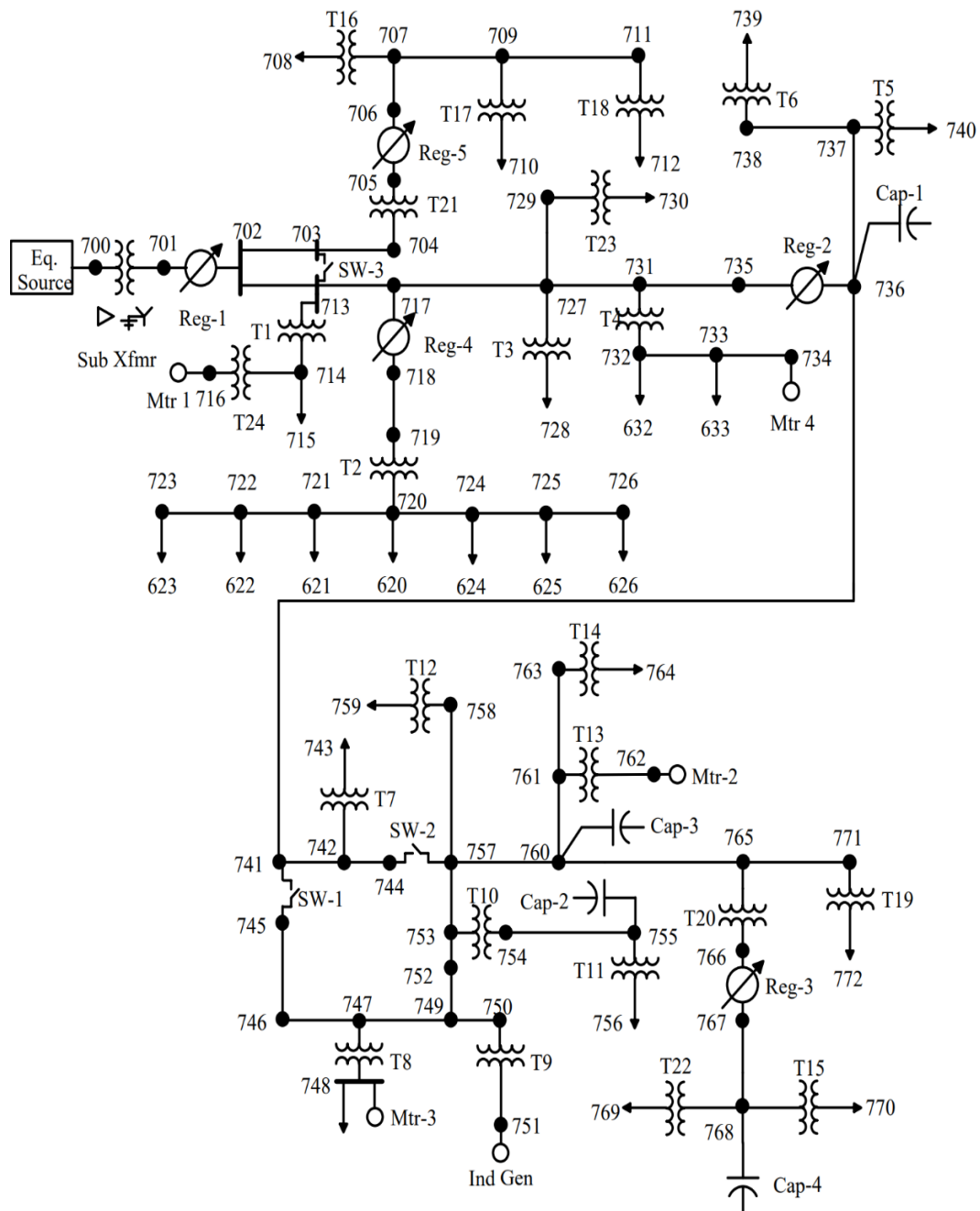


Figura 2 Sistema completo.

4. DIGSILENT POWERFACTORY

4.1. INTRODUCCIÓN

Introducción tomada del libro [2] “DIgSILENT PowerFactory Manual de Usuario Parte I”

El programa de cálculo DIgSILENT PowerFactory es una herramienta de cálculo asistida por computadora para el análisis de sistema de potencia, industriales, comerciales y de grandes empresas eléctricas. Ha sido diseñado como un avanzado e integrado paquete computacional interactivo dedicado al análisis de sistema de potencia y control a fin de lograr los principales objetivos de planificación y optimización de operación.

El nombre DIgSILENT proviene de la lengua inglesa “DIgital SImlulation and Electrical NeTwork calculation program”, que se traduce al castellano como programa de cálculo de redes eléctricas y simulación digital. La versión 7 del DIgSILENT fue el primer programa mundial de análisis de sistema de potencia con una interfaz gráfica unifilar integrada. Este diagrama unifilar interactivo incluía funciones gráficas, capacidades de edición y todas las características relevantes de cálculos dinámicos y estáticos

A fin de cumplir con los requerimientos actuales del análisis de sistema de potencia, el paquete de cálculo de sistema de potencia DIgSILENT fue diseñado como una herramienta integrada de ingeniería que provee una técnica global a través de todas las funciones disponibles, más que una colección de módulos diferentes. Las siguientes características principales son proveídas dentro de un programa ejecutable:

1. Funciones centrales de DIgSILENT: definiciones, modificaciones y organización de casos, funciones numéricas centrales, funciones de salida y documentación
2. Manejos y gráficos de casos, interactivos e integrados.
3. Base de datos y elementos de sistemas de potencia.
4. Funciones de cálculo. (Por ejemplo, cálculos de parámetros de líneas y máquinas basadas en información de placa o geométrica)
5. Un elemento de configuración de red con un interactivo acceso en línea a sistema SCADA.
6. Un sistema de mapas basados en computadora.

Con el uso de una sola base de datos, en la cual contiene todos los datos necesarios para todas las piezas de equipo dentro de un sistema de potencia (por ejemplo, datos de línea, datos de protección, datos de armónicos, datos de controladores, etc.), DigSILENT permite la ejecución de todas las funciones disponibles dentro del mismo ambiente del programa con facilidad. Algunas de esas funciones son el flujo de potencia, el cortocircuito y el análisis de armónicos también la coordinación de protecciones, cálculos de estabilidad y análisis modal

4.2. PUESTA EN SERVICIO

Para poder analizar todo el sistema de la Figura 2, hay que añadir los elementos anteriormente escritos en el punto 3, y posteriormente calcular el flujo de carga, las características de ejecución serán las visualizadas en la Figura 3, tales como definir si se está operando en AC/DC, si es un sistema balanceado, desbalanceado, etc...

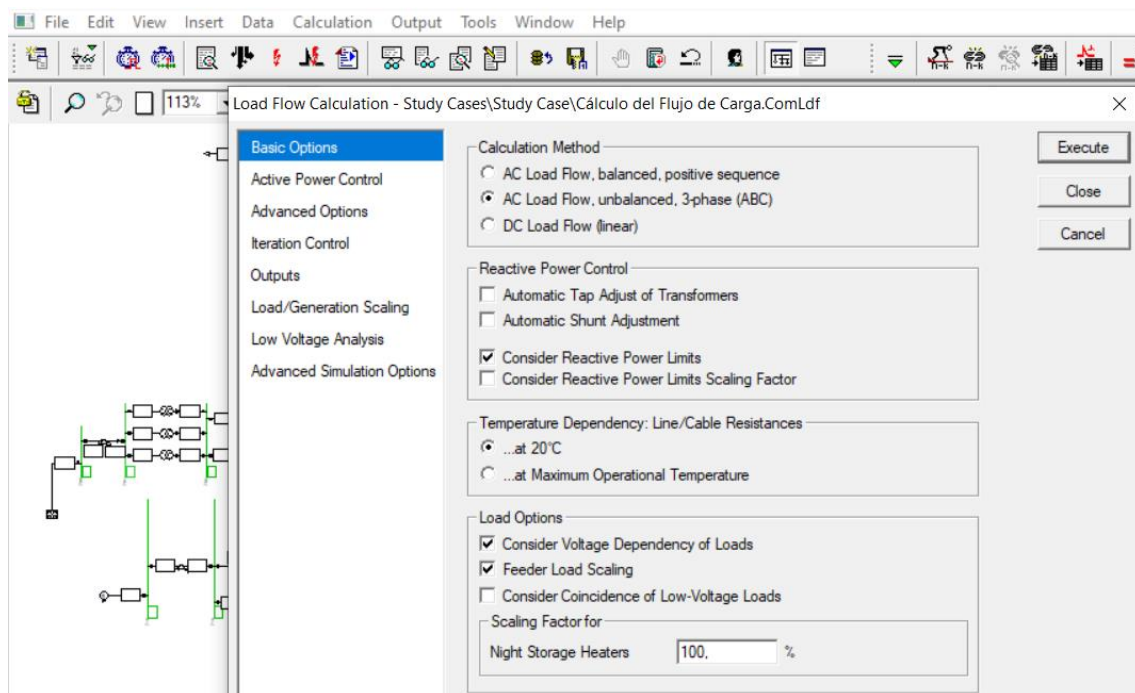


Figura 3. Puesta en servicio

Una vez aplicado las condiciones de carga se visualiza la Figura 4 que representa todo lo descrito anteriormente, observando como un sistema de colores marca los puntos donde se encuentran sobrecargas en rojo, caídas de tensión en azul entre otros.

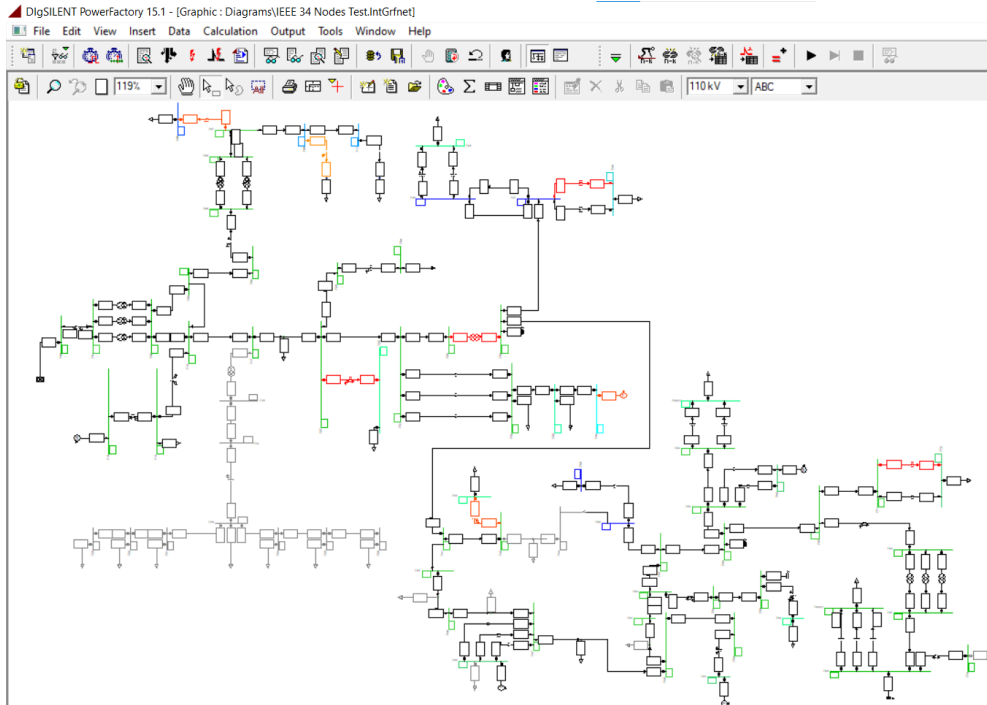


Figura 4. Sistema completo modelado.

Una manera de visualizar todos los elementos introducidos en este sistema es accediendo a la opción mostrada en la Figura 5. Lo que nos permite ver en su conjunto todos los valores de elementos comunes como se ve en la Figura 6, donde apreciamos por ejemplo la tensión nominal de los nudos o su número de fases.

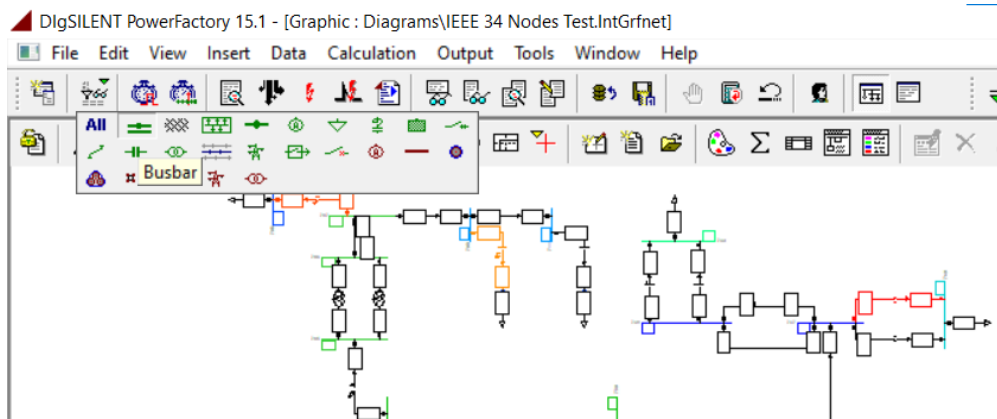


Figura 5. Acceso base de datos 1

Object Filter: *ElmTerm Expression: iUsage=0

Name	Grd	Type TypBar	Zone ElmZone	Area ElmArea	Out of Service	System Type	Usage	Phase Technology	Hom.L.L. Volt. kV	Hom.L.G Volt. kV	Negative Voltage	Position on Line ft	Earthed	Station/Name	Node Name
700	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		115.	66.39528	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	700	700
701	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	701	701
702	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	702	702
703	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	703	703
704	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	704	704
705	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		12.47	7.199558	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	705	705
706	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC		12.47	7.199558	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	706	706
707	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		12.47	7.199558	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	707	707
708	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	2PH		0.24	0.138564	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	708	708
709	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	2PH		12.47	7.199558	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	709	709
711	TFG	Busbar Type			<input type="checkbox"/>	AC Busbar	2PH		12.47	7.199558	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	711	711
713	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	713	713
714	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		0.2078	0.119977	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	714	714
716	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC		0.48	0.277128	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	716	716
717	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	717	717
718	TFG				<input type="checkbox"/>	AC Busbar	ABC-N		24.9	14.37602	<input type="checkbox"/>	0.	<input type="checkbox"/>	718	718

Figura 6. Tablas de datos 1.

También podemos acceder a la base de datos de nuestro programa a partir del “Data Manager”, todas las filas de la Figura 7 son elementos que se han añadido al sistema que estamos simulando de 34 nudos. A pesar de eso existe una base de elementos globales de los cuales se puede partir y posteriormente particularizar.

Ambas opciones de visualización de datos son muy útiles para modificar valores sin tener que estar buscando y pulsando en la malla completa cada elemento para cambiar un valor o composición.

Data Manager - Library\Equipment Type Library :

Name	Type	Object modified	Object modified by
Bus Bar Types		22/07/2018 14:44:46	Isvarado
IND_GEN		28/04/2023 1:00:52	Marcos
M1		04/05/2023 13:48:54	Marcos
M2		28/04/2023 0:32:02	Marcos
M3		28/04/2023 1:00:03	Marcos
M4		28/04/2023 0:32:29	Marcos
#1/0 ACSR 24.9 kV		27/04/2023 23:25:38	Marcos
#1/0 ACSR 34.5 kV		27/04/2023 23:39:04	Marcos
#2 ACSR 24.9 kV		27/04/2023 23:31:24	Marcos
#4/0 ACSR		07/06/2022 19:58:38	markc
1/0		07/06/2022 23:12:15	markc
2/0 ACSR 24.9 kV		27/04/2023 23:35:07	Marcos
Line Type		03/01/2023 16:29:46	Marcos
CT_PQ		10/05/2023 0:38:45	Marcos
Carga730		25/04/2023 13:08:25	Marcos
D-I		11/04/2023 17:34:05	Marcos
D-PQ_3FASES		11/04/2023 19:00:14	Marcos
D_I_3FASES		19/04/2023 16:04:11	Marcos
D_PD_1FASE		13/06/2023 2:08:18	Marcos
D_PD_PHASE_2		25/04/2023 12:58:37	Marcos
D_Z_3FASES		25/04/2023 16:50:02	Marcos
General Load Type		25/04/2023 17:00:35	Marcos
General Load Type(1)		25/04/2023 18:44:40	Marcos
General Load Type(2)		27/04/2023 23:46:22	Marcos

Figura 7. Tabla de datos 2.

4.3. PROGRAMACION CON MATLAB

Para incorporar un componente de programación en el Trabajo de Fin de Grado se ha utilizado un enfoque de programación orientada a objetos (POO) mediante la combinación de DlgSILENT y Matlab, como se muestra en la Figura 8. Este enfoque permite organizar el sistema de software alrededor de objetos que representan entidades del mundo real con características y comportamientos específicos.

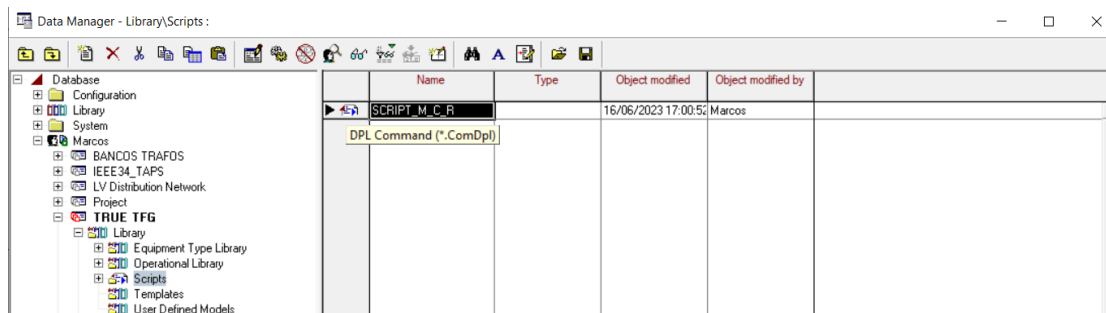


Figura 8. Acceso a Script

La POO se basa en el concepto de clases y objetos. Cada objeto es una instancia de una clase, la cual define la estructura y el comportamiento que los objetos de esa clase pueden tener. En este caso, se ha establecido una base de programación orientada a objetos para trabajar con DlgSILENT y Matlab, lo que facilita la definición y manipulación de diferentes aspectos del sistema modelado.

Utilizando esta programación y basándose en el sistema previamente modelado, es posible definir, por ejemplo, el tipo de flujo de carga deseado, como se ilustra en la Figura 3. Además, es posible determinar qué información se desea obtener de DlgSILENT y luego utilizarla en Matlab para modificar y retornar valores en el sistema de 34 nudos.

Es importante destacar que la programación dentro de DlgSILENT presenta algunas limitaciones, ya que debe realizarse dentro de un espacio predefinido, tal como se muestra en la Figura 9. Esto implica que no es posible extender la zona de visión, y toda la programación debe llevarse a cabo en ese cuadro específico, lo cual lo hace poco amigable.

En la Figura 9, se pueden apreciar los valores de entrada específicos en los cuales se aplicará el flujo de carga programado, lo que permitirá realizar las correspondientes operaciones y análisis en el sistema.

También añadir que esta programación puede volverse mucho más compleja al combinar este sistema con otros programas donde Matlab pueda operar y finalmente gestionar varios sistemas de información de forma compleja

En anexos se ha colocado la programación completa.

5. MODELOS DE CARGAS

A lo largo del desarrollo de la simulación se han encontrado varios frentes a analizar, uno de ellos es calcular las cargas repartidas por el sistema, algunas de esas cargas se encuentra en la Tabla 15 y valores en la Tabla 16, en ellas se puede colocar la configuración que se quiere realizar, pero no muestra los coeficientes aP y bP además de los exponentes e_{aP} , e_{bP} , e_{cP}

Para ello usaremos el modelo ZIP del libro "Power system stability and control" de Kundur Prabha [3]. En el que se aplica la siguiente fórmula.

$$P = P_0 \left[aP \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{aP}} + bP \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bP}} + (1 - aP - bP) \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cP}} \right]$$

$$cP = 1 - aP - bP$$

Igual para la potencia Reactiva

$$Q = Q_0 \left[aP \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{aP}} + bP \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{bP}} + (1 - aP - bP) \left(\frac{V}{V_0} \right)^{e_{cP}} \right]$$

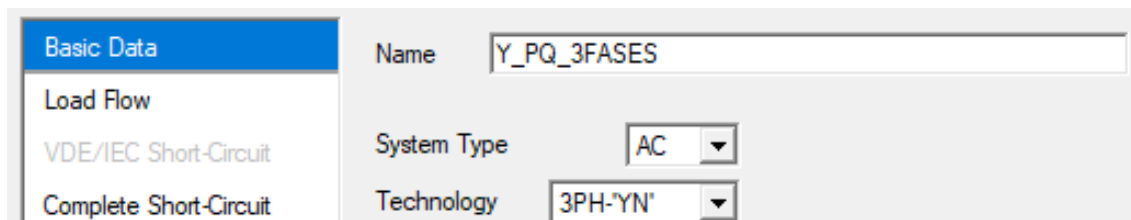
Especificando los valores aP , bP , e_{aP} , e_{bP} , e_{cP} se tienen los tres tipos de cargas

	CARGAS		
	P	I	Z
aP	1	0	0
bP	0	1	0
e_aP	0	0	0
e_bP	1	1	1
e_cP	2	2	2

Tabla 1. Modelo de cargas

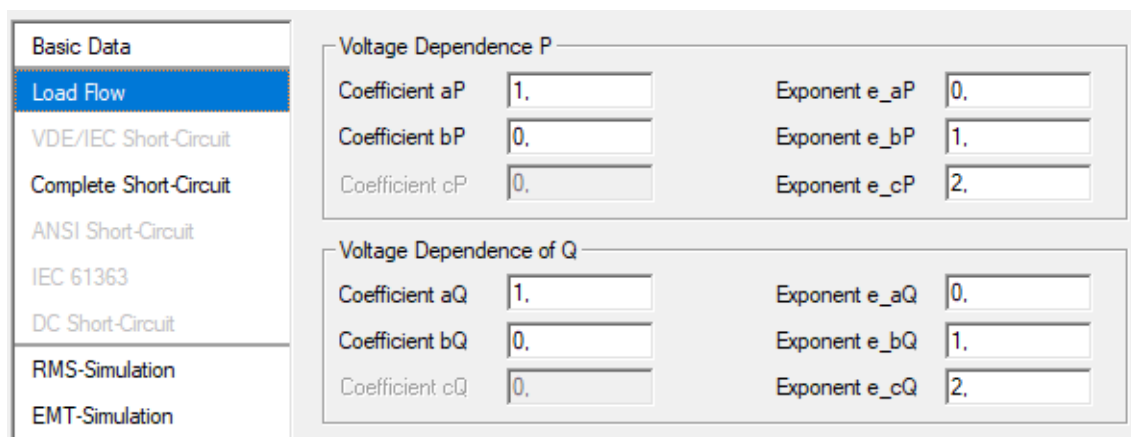
- P → Cargas de potencia constante
- I → Cargas de potencia constante
- Z → Cargas de potencia constante

Para mostrar un ejemplo configuramos la carga 715, la cual tiene una configuración Y_PQ



Basic Data	Name	Y_PQ_3FASES
Load Flow	System Type	AC
VDE/IEC Short-Circuit	Technology	3PH-'YN'
Complete Short-Circuit		

Figura 10. Ejemplo cargas 1



Basic Data	Voltage Dependence P					
Load Flow	Coefficient aP	1,	Exponent e_aP	0,		
VDE/IEC Short-Circuit	Coefficient bP	0,	Exponent e_bP	1,		
Complete Short-Circuit	Coefficient cP	0,	Exponent e_cP	2,		
ANSI Short-Circuit	Voltage Dependence of Q					
IEC 61363	Coefficient aQ	1,	Exponent e_aQ	0,		
DC Short-Circuit	Coefficient bQ	0,	Exponent e_bQ	1,		
RMS-Simulation	Coefficient cQ	0,	Exponent e_cQ	2,		
EMT-Simulation						

Figura 11. Ejemplo cargas 2

A continuación, se va a tomar una parte de nuestro sistema para intentar optimizar la caída de tensión que sufre al pasar de un sistema trifásico a uno con dos fases. Concretamente en la Figura 12.

Del nudo 707 al 708 pasa de un sistema a-b-c a uno a-b, y desde el nudo 707 al 709 pasa de una alimentación a-b-c a una b-c, el resultado de este sistema se aprecia en la Figura 13 donde el azul oscuro refleja la caída de tensión en el nudo, para que sea mínimamente estable tendría que ser verde o un azul claro.

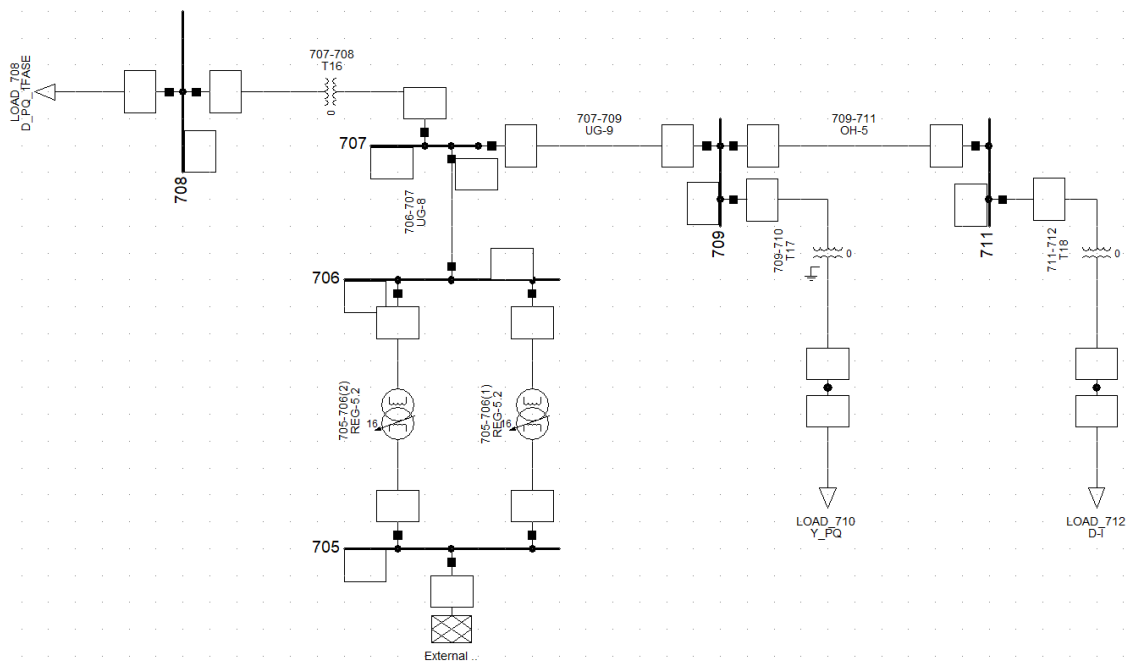


Figura 12. Malla cargas "OFF".

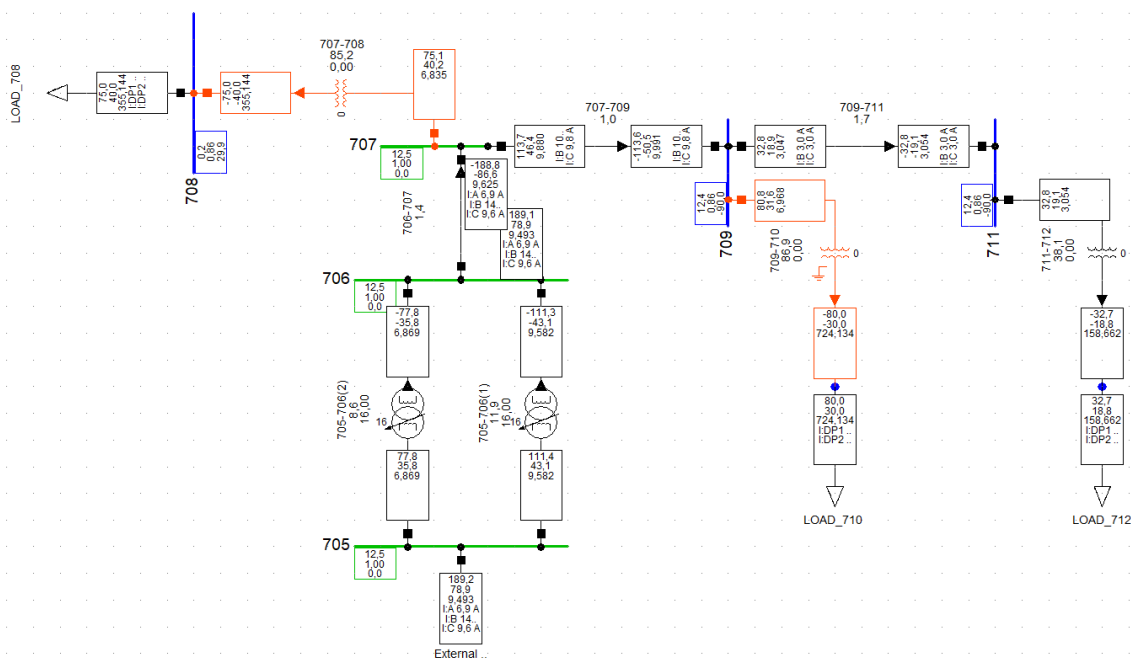


Figura 13. Malla cargas "ON"

La máxima estabilización de tensión que se puede alcanzar en este sistema es aplicando en el regulador 5.1 la toma 16, es decir, la neutra, mientras que en el regulador 5.2 se coloca la toma 32 sobrecargando el nudo 706 y 707. Valores del regulador adquiridos en Tabla 22 y Tabla 24

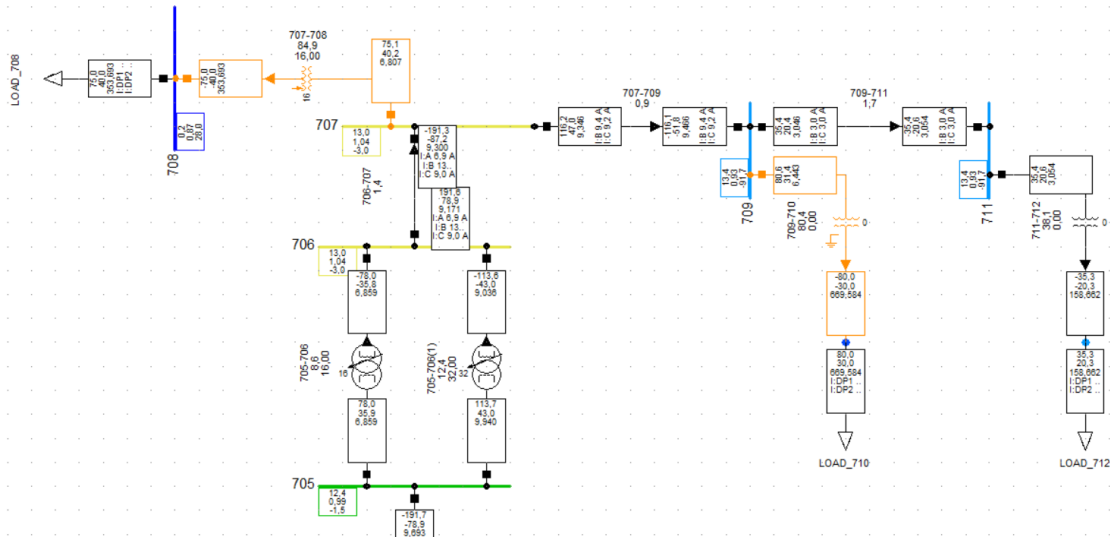


Figura 14. Malla cargas on. 2.1

Una solución parcial consiste en establecer el transformador T16 que se ubica entre en nudo 707 y 708 como un transformador con tomas, aplicando los mismos valores que si fuera un regulador de la Tabla 22. Esto permitiría una estabilidad mayor en la red, pero no suficiente al criterio de transporte de alta tensión.

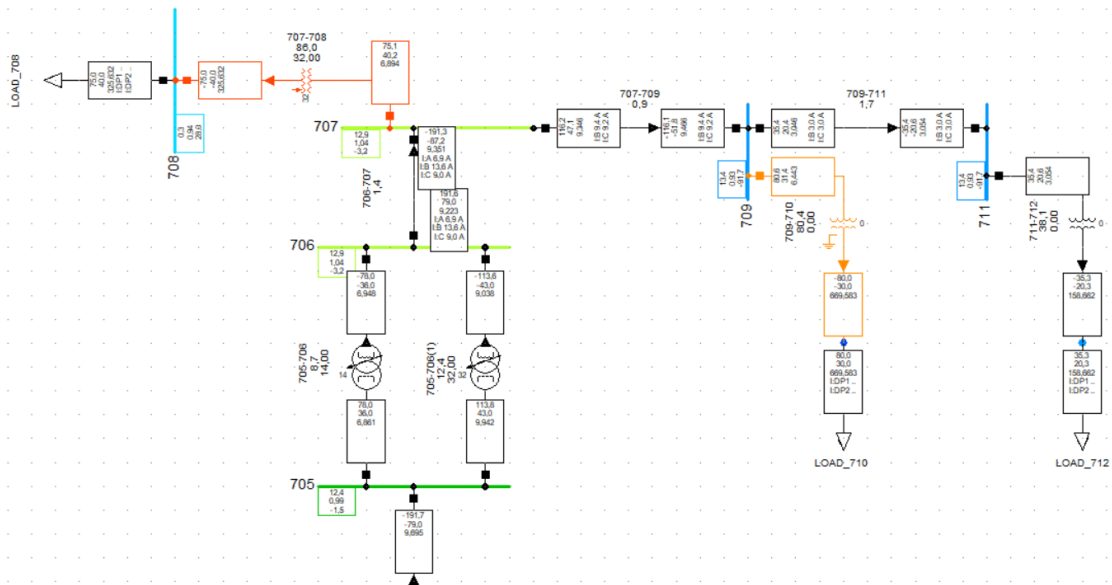


Figura 15. Malla cargas on. 2.2

Una solución recurrente para la caída de tensión en una red es usar bancos de condensadores, pero no es muy recomendable en este caso, ya que para arreglar grandes porcentajes de caídas de tensión se necesitan grandes cantidades de reactiva, lo que provoca una sobrecarga enorme en el sistema.

6. CONFECCIÓN CABLES AEREOS Y SUBTERRANEOS

Uno de los elementos importantes en este tipo de simulaciones es la configuración de todos los cables, en los cuales hay que determinar su composición y ubicación en la línea de transporte compuesta líneas aéreas y subterráneas que usan composiciones de cables totalmente distintos, existen varias tablas que nos dan información, en concreto las que se necesitan son:

- Tabla 5. Configuración cables aéreos.
- Tabla 6. Configuración cables subterráneos.
- Tabla 8. Configuración geométrica cables
- Tabla 10. Dimensiones cables 1
- Tabla 11. Dimensiones cables 2
- Tabla 12. Datos conductores.

Se procederá a desarrollar un ejemplo de una línea aérea y otra subterránea.

6.1 LÍNEA AÉREA

Modelaremos la línea OH-6 conectada entre los nudos 717 y 727

Primeramente, buscaremos la línea en la Configuración cables subterráneos. Tabla 6, ahí se observa la distancia, el nº de fases, el material del cable de las fases, el material del cable del neutro y mediante los códigos de construcción y códigos de configuración se podrá analizar los valores necesarios en las otras tablas.

Con respecto al código de construcción analizamos en la Tabla 8 que nos permite saber geoméricamente donde se encuentran las fases a-b-c-n

Con respecto al código de configuración la Tabla 9 es redundante con respecto a la Tabla 6, pero aun así se puede analizar el modelo de material gracias a la Tabla 12.

El proceso en DlgSILENT sería el siguiente:

1º Figura 16. Se establece la distancia de la línea, el modelo de la línea, (PI) y seleccionamos "Type", en concreto en esta conexión aérea se usa el concepto "Tower"

2º Figura 17. Se establece la frecuencia, el número de circuitos, transposición y se introduce el número de conductores con sus fases, en nuestro caso hay dos circuitos, uno para las fases y otro para el neutro, con la misma composición de cable. Si se clikea en uno de los conductores se avanza en el siguiente paso.

3º Figura 18. Se establece el valor nominal del cable, el nombre, el modelo del conductor, y elementos del mismo.

4º Figura 23. Aplicamos los valores de la Tabla 8 en la pestaña “geometry”

Figura 16. Cables aéreos 1.

	Conductor Types TypCon	Num. of Phases	Transposition
Circuit 1	#1/0 ACSR 24.9 kV	3	
Circuit 2	#1/0 ACSR 24.9 kV	1	

Figura 17. Cables aéreos 2.

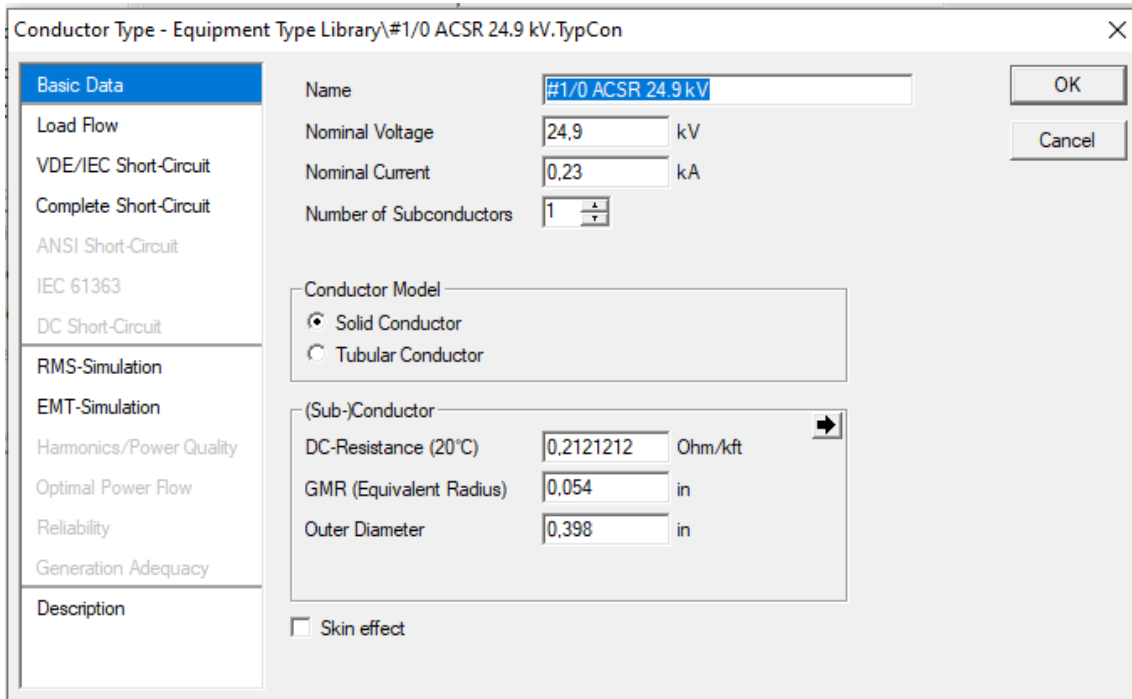


Figura 18. Cables aéreos 3.

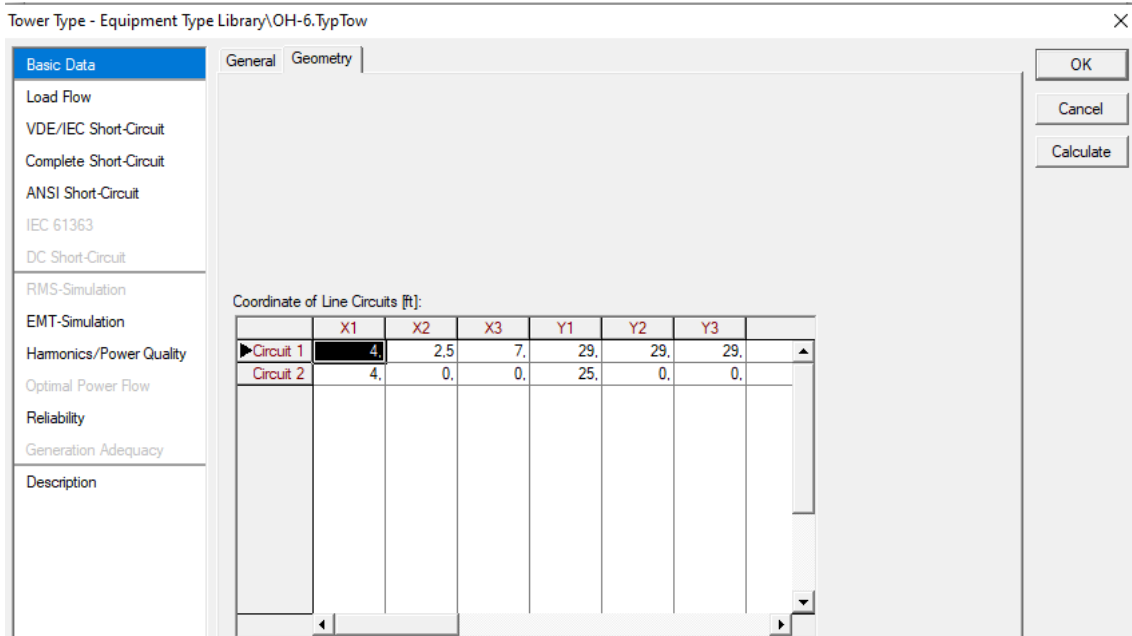


Figura 19. Cables aéreos 4.

6.2 LÍNEA SUBTERRANEA

Modelaremos la línea UG-9 conectada entre los nudos 707-709

El proceso de análisis de las tablas es el mismo que en la línea aérea, con la diferencia de que se usa la Tabla 10 y Tabla 11 en vez de la Tabla 9

1º Figura 20. Se establece la distancia de la línea, el modelo de la línea, (PI) el “laying” en “Ground” y seleccionamos “Type”, en concreto en esta conexión subterránea se usa el concepto “cable_definición”

2º Figura 21.Figura 17. Se establece la frecuencia, el número de circuitos, y se introduce el número de conductores con sus fases, en este caso solo hay un circuito y no hay neutro, en este caso la geometría del cable aparece directamente, se introduce los valores con valor positivo de la Tabla 8. Si cliqueamos en el conductor se avanza al siguiente paso

3º Figura 22.Figura 18. Se establece la tensión nominal del cable, el nombre, el “Core” del conductor y los elementos aislantes que recubren el cable obtenidos en Tabla 10 Tabla 11

The screenshot shows the configuration window for a subterranean line. The 'Basic Data' tab is active, showing the following settings:

- Name: 707-709
- Type: Equipment Type Library\UG-9
- Terminal i: TFG\707\Cub_3 (707)
- Terminal j: TFG\709\Cub_1 (709)
- Zone: Terminal i
- Area: Terminal i
- Out of Service
- Number of parallel Lines: 1
- Parameters:
 - Thermal Rating: ...
 - Length of Line: 2500 ft
 - Derating Factor: 1
 - Laying: Ground
- Type of Line: Cable Definition
- Line Model:
 - Lumped Parameter (PI)
 - Distributed Parameter
- Sections/Line Loads: ...

The 'Resulting Values' section displays the following data:

Resulting Values	
Rated Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,3836468 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	15,09863 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,3704029 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,09993289 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,3939299 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,06674536 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	1,030805 A
Earth Factor, Magnitude	0,03534572
Earth Factor, Angle	-69,76547 deg

Figura 20. Cables subterráneos 1.

Cable Definition - Equipment Type Library\UG-9.TypCabsys

Basic Data

Name: UG-9

Nom. Frequency: 50. Hz

Earth

Resistivity: 100. Ohm*m Conductivity: 100. uS/cm

Buried: direct in Ground Circuits: 1

Single Core Cable Types of Line Circuits:

	Single Core Cable Type TypCab	Num. of Phases	Rated Current kA	Reduced	Cross Bonded	Colour
▶ Circuit 1	1/0 AA FULL 12.47 kV	2	1.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Coordinate of Line Circuits [R]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
▶ Circuit 1	0.	0.5	0.	3.333333	3.333333	0.

Figura 21. Cables subterráneos 2.

Single Core Cable Type - Equipment Type Library\1/0 AA FULL 12.47 kV.TypCab

Basic Data

Name: 1/0 AA FULL 12.47 kV

Rated Voltage: 12.47 kV

Core

Shape: Compact

Outer Diameter: 0.368 in

Frequency Characteristic (Ohm/km): ...

Conducting Layers:

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative P...	Thickness in	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/kft	T
▶ Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	0.184	100.	0.1255439	▲
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	0.04	100.	0.1199682	▲
Amour	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	0.085	100.	0.04388252	▲

Insulation Layers:

	Exists	Material	Dielectric L...	Relative P...	Thickness in
▶ 1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	0.241
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	0.065
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	0.03937008

Semiconducting Layers:

	Exists	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...	Thickness in
▶ Core Outer	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	3.	0.03937008
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1000000	1.	3.	0.03937008

Overall Cable Diameter: 1.23 in

Figura 22. Cables subterráneos 3.

7. TRANSFORMADORES

Un transformador trifásico está diseñado específicamente para operar como un único transformador con tres fases, es decir, se trata de un solo dispositivo compuesto por tres bobinas de transformación que se utilizan para transformar la energía eléctrica por medio de tres fases. Cada una de estas bobinas está dispuesta de manera que las tres fases del sistema eléctrico estén equilibradas y conectadas de tal forma que el transformador pueda funcionar de manera eficiente y segura.

Por otro lado, un transformador trifásico compuesto por tres transformadores monofásicos es simplemente la conexión de esos tres transformadores, (también llamado banco de transformadores) para funcionar como un solo transformador trifásico. Son tres transformadores independientes conectándose en serie o en paralelo para crear una configuración trifásica.

Ambas configuraciones pueden utilizarse para transformar la energía eléctrica de tres fases, existen algunas diferencias importantes entre ellas. Algunas de estas diferencias son las siguientes:

	Banco de 3 transformadores monofásicos	Transformador trifásico
Coste Inicial	Es más caro debido al requisito de 3 transformadores monofásicos, la necesidad de más hierro para el núcleo, el aceite y los accesorios	Es más económico debido al uso de menos núcleo de hierro, menos volumen de tanque y, por lo tanto, menos volumen de aceite de transformador.
Conexiones	Para la conexión en estrella o delta en el lado de alta tensión requiere seis casquillos de alta tensión diferentes para sacar los terminales de 3 transformadores monofásicos.	Esto solo requiere tres/cuatro bujes HV ya que la conexión delta/estrella se realiza dentro del tanque del transformador.
Montaje	Requiere más espacio, pero ofrece una mayor flexibilidad en el montaje y la instalación.	Menor necesidad de espacio debido a que es una sola unidad, pero no tiene ninguna flexibilidad en el montaje y la instalación.
Mantenimiento	El costo del inventario de repuestos es menor, ya que si un transformador falla, el coste sería reponer y sustituir el transformador dañado, no todo el banco.	El costo de un transformador trifásico como repuesto es bastante alto y aumenta para potencias elevadas.
Eficiencia	Menos eficiente debido a las pérdidas en las tres unidades. Las pérdidas se deben al uso de más núcleo de hierro.	Es más eficiente y las pérdidas son más bajas debido a la menor necesidad de núcleo de hierro.

Figura 23. Comparativa de transformadores.

En relación a su uso el banco de transformadores contiene algunas peculiaridades.

Tiene la particularidad de poder seguir suministrando electricidad de manera trifásica aun faltando uno de los tres transformadores, a cambio, solo puede suministrar el 58% de su potencia nominal.

Debido a esto es interesante su uso en medios rurales donde la capacidad de respuesta a estos fallos es menor y donde también se suele transportar la electricidad de manera bifásica, pero necesita ser consumida en trifásica.

En general para grandes transformadores de potencia se usa un banco de transformadores antes que un solo transformador trifásico.

Una de las cuestiones que se presentaban en este proyecto, era si el programa simulaba de forma exacta un transformador trifásico, y un banco trifásico.

Para ello se ha aislado una parte de la red donde simularemos y configuraremos los transformadores T1 Y T24 de las 4 combinaciones posibles

-El transformador T1 es aquel que está conectado entre los nudos 713-714

El transformador T24 es aquel que está conectado entre los nudos 714-716

1º → T1 Trifásico; T24 Trifásico

2º → T1 Banco transformadores monofásicos; T24 Banco transformadores monofásicos

3º → T1 Banco transformadores monofásicos; T24 Trifásico

4º → T1 Trifásico; T24 Banco transformadores monofásicos

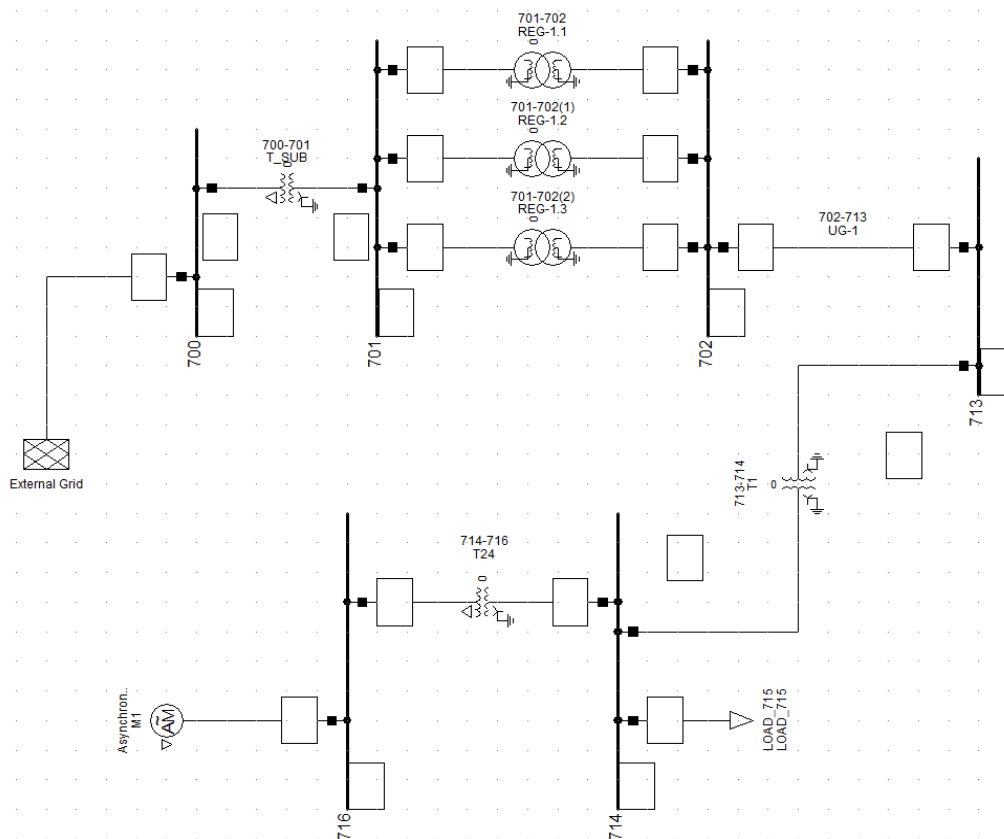


Figura 24. Modelo 1, Inactivo

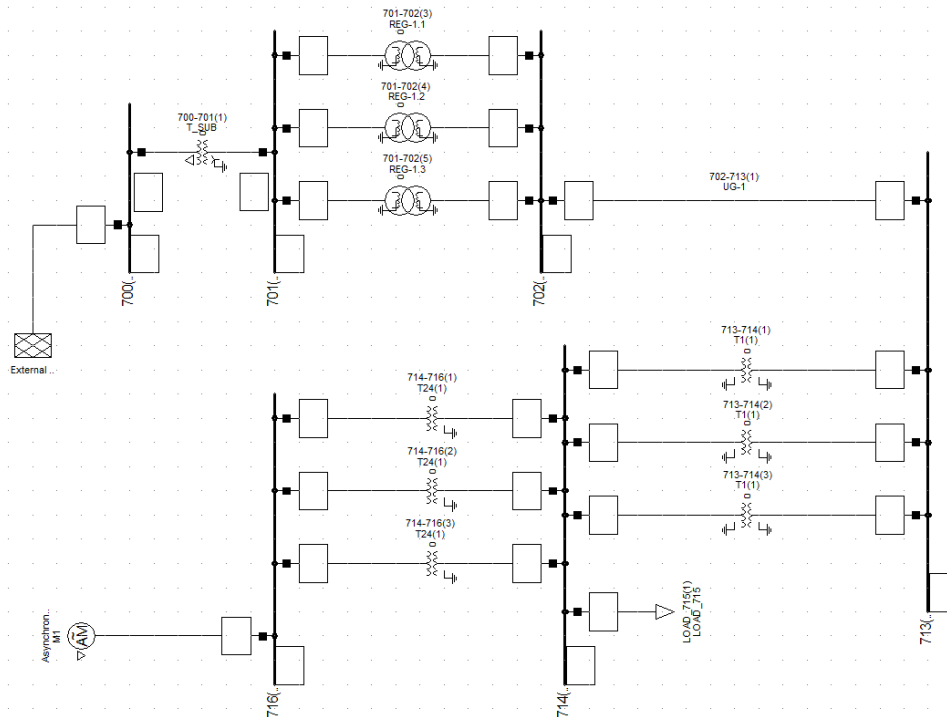


Figura 25. Modelo 2, Inactivo

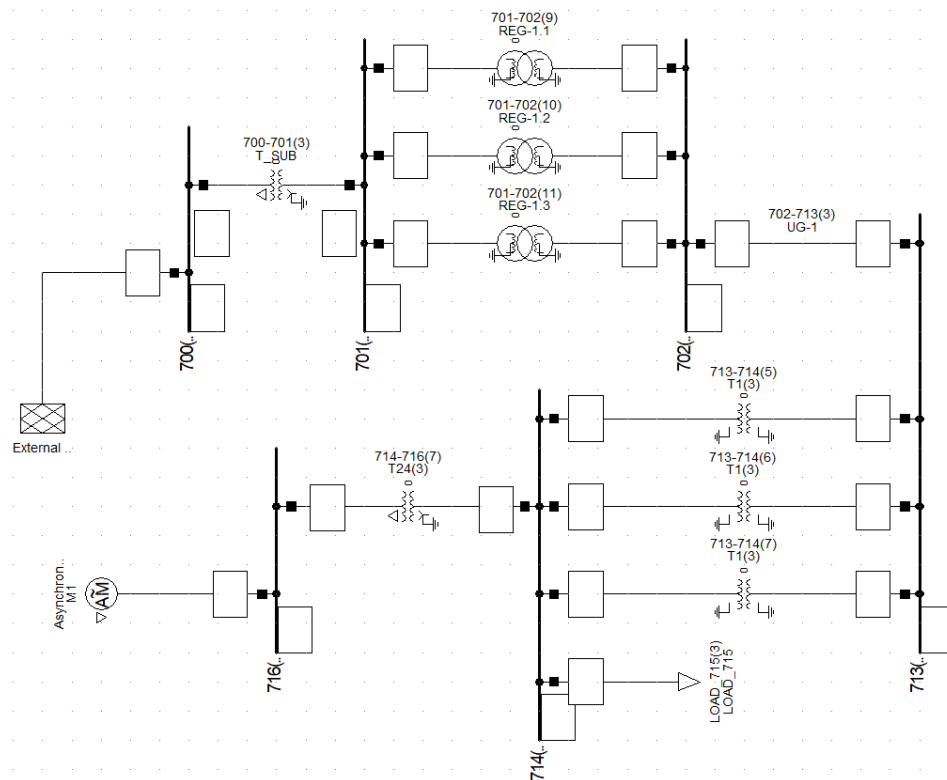


Figura 26. Modelo 3, Inactivo

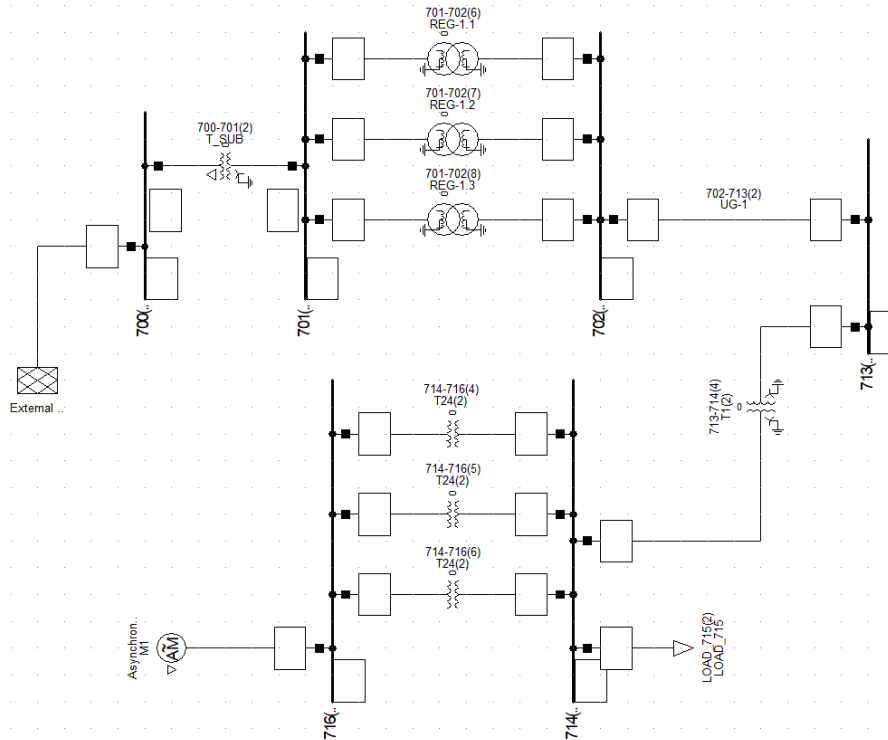


Figura 27. Modelo 4, Inactivo

El modelo tiene conectado un motor síncrono (M1) en el nudo 716 con la siguiente placa de característica Figura 28



Figura 28. Placa característica motor

Los parámetros que tenemos que introducir en los transformadores T1 y T24 son los siguientes:

- Tensión en el lado de alta y tensión en el lado de baja (kV)
- Potencia nominal (MVA)
- Impedancia R+X (p.u.)
- Conexiones delta, estrella o estrella soterrado.

Estos valores son sacados de Tabla 13 y Tabla 17

Para el primer caso, se van a modificar algunos datos que nos proporciona la Tabla 13, ya que los valores que se muestran son por fase, se necesitan valores de línea.

Con respecto a las tensiones de T1 al ser una configuración estrella-estrella se multiplica por raíz de tres.

$$14,4 * \sqrt{3} = 24,9 \text{ kV}$$

$$0,12 * \sqrt{3} = 0,2087 \text{ kV}$$

Con respecto a las tensiones de T24 se multiplicará por raíz de tres únicamente el lado conectado en estrella, el otro lado tiene configuración en triangulo siendo su tensión de fase la misma que la de línea.

Se ajusta también la impedancia de T1 dividiendo por raíz de tres

$$\frac{1 + 2,1j}{\sqrt{3}} = 0,00577 + 0,0121j \text{ (p. u.)}$$

Igualmente, en el transformador T24

$$\frac{1,6 + 1,4j}{\sqrt{3}} = 0,0924 + 0,0808j \text{ (p. u.)}$$

Name	T1
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	0,3 MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	24,9 kV
LV-Side	0,2078 kV
Positive Sequence Impedance	
Reactance x1	0,0121 p.u.
Resistance r1	0,00577 p.u.
Vector Group	
HV-Side	YN
LV-Side	YN
<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	
Phase Shift	0, *30deg
Name	YNyn0

Figura 29. Placas características T1. Trifásico.

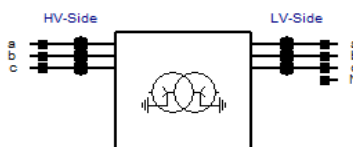


Figura 30. Conexión T1

Name	T24
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	0,03 MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	0,48 kV
LV-Side	0,2078 kV
Positive Sequence Impedance	
Reactance x1	0,00808 p.u.
Resistance r1	0,00924 p.u.
Vector Group	
HV-Side	D
LV-Side	YN
<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	
Phase Shift	0, *30deg
Name	Dyn0

Figura 31. Placa de características. T24. Trifásico.

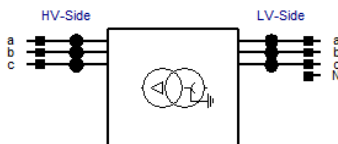


Figura 32. Conexión T24

En esta simulación y en las próximas, los datos de interés serán los obtenidos desde en nudo 713 al 716. Un ejemplo de los datos son los siguientes:

- Se percibe una caída de tensión de 0.01 p.u. exceptuando en el nudo 716 que es de 0.02 p.u. con respecto a la tensión el sistema es estable.
- T1 contiene una carga de 94,3% por lo que entra en los valores permitidos.
- T24 tiene una carga del 77,8% dentro de los valores estables.
- El motor consume sus 18,6 kW y 13,1 kvar.
- La carga consume exactamente lo demandado, 240 kW y 90 kvar

Esto serán los valores que se someterán a analizar en cada una de sus variaciones. Desarrollaremos cada caso y finalmente todos los valores estarán recogidos en la Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4

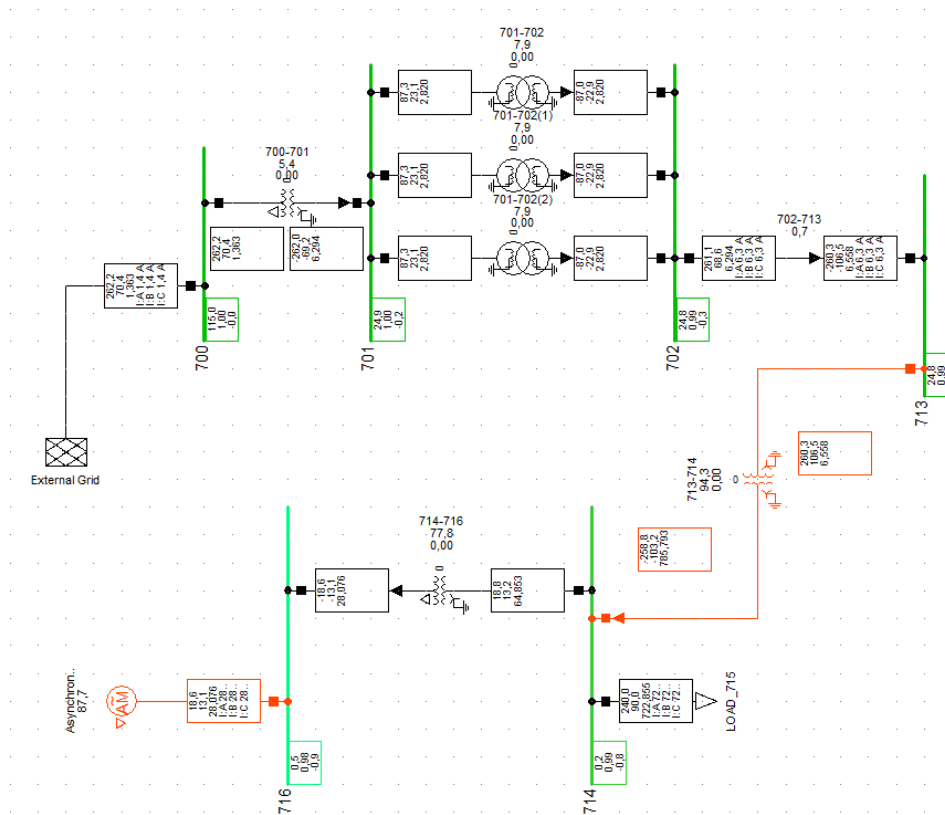
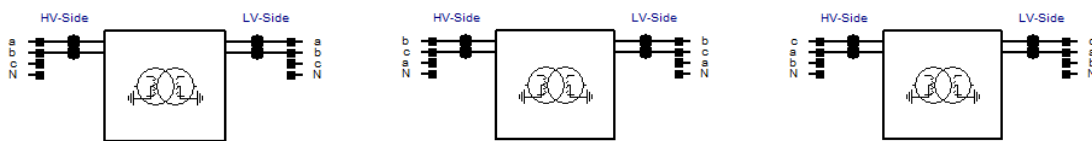


Figura 33. Modelo 1, activo

En este segundo caso tendremos tanto en T1 como en T24 un banco de transformadores. Para este caso se pueden establecer la tensión de dos maneras distintas, configurando cada fase como un valor de línea (a-b, b-c, c-a) y multiplicarlo por raíz de tres, como en el caso anterior, o estableciendo la tensión de cada fase recogido en la Tabla 13 al conectarla con el neutro. (a-N, b-N, c-N).

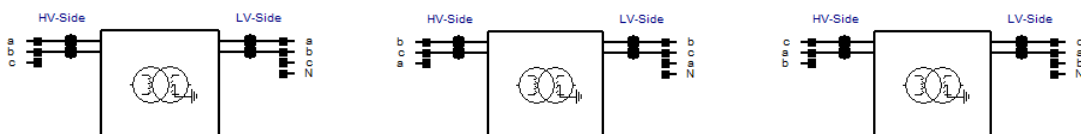
Name	T1(1)	
Technology	Single Phase Transformer	
Rated Power	0.1	MVA
Nominal Frequency	50.	Hz
Rated Voltage		Vector Group
HV-Side	24.9	kV
LV-Side	0.2078	kV
Positive Sequence Impedance		HV-Side
Reactance x1	0.021	p.u.
Resistance r1	0.01	p.u.
		LV-Side
		YN
		dual/bi

Figura 34. Placa de características. T1. Monofásico.



Name	T24(1)	
Technology	Single Phase Transformer	
Rated Power	0.01	MVA
Nominal Frequency	50.	Hz
Rated Voltage		Vector Group
HV-Side	0.48	kV
LV-Side	0.2078	kV
Positive Sequence Impedance		HV-Side
Reactance x1	0.014	p.u.
Resistance r1	0.016	p.u.
		LV-Side
		D
		single phase

Figura 35. Placa de características. T24. Monofásico.



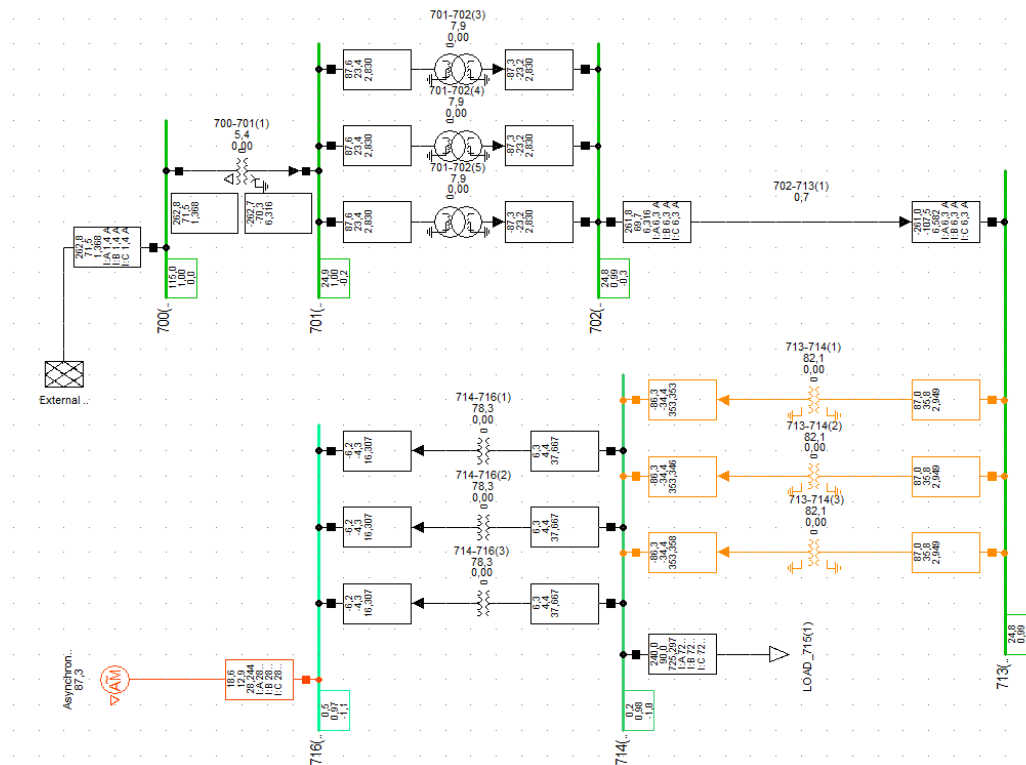


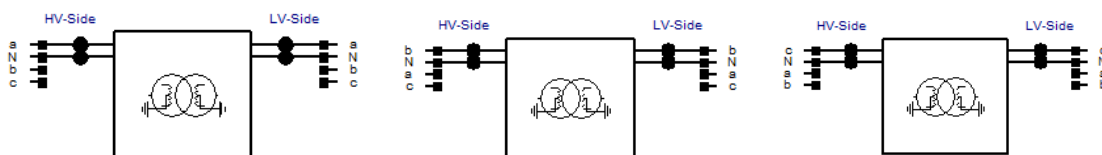
Figura 36. Modelo 2, activo

Se ha querido variar la simulación 2 a una simulación 2.1 en la cual el T1 en vez de conectarse entre fases estará cada fase conectada al neutro, dando lugar a usar directamente el valor de tensión que nos daba en la Tabla 13 Tabla 17

Como se aprecia en la Figura 37

Name	T1(4)
Technology	Single Phase Transformer
Rated Power	0,1 MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	14,4 kV
LV-Side	0,12 kV
Vector Group	
HV-Side	YN dual/bi
LV-Side	YN dual/bi
Positive Sequence Impedance	
Reactance x1	0,021 p.u.
Resistance r1	0,01 p.u.

Figura 37. Placa características. T1. Monofásico a neutro.



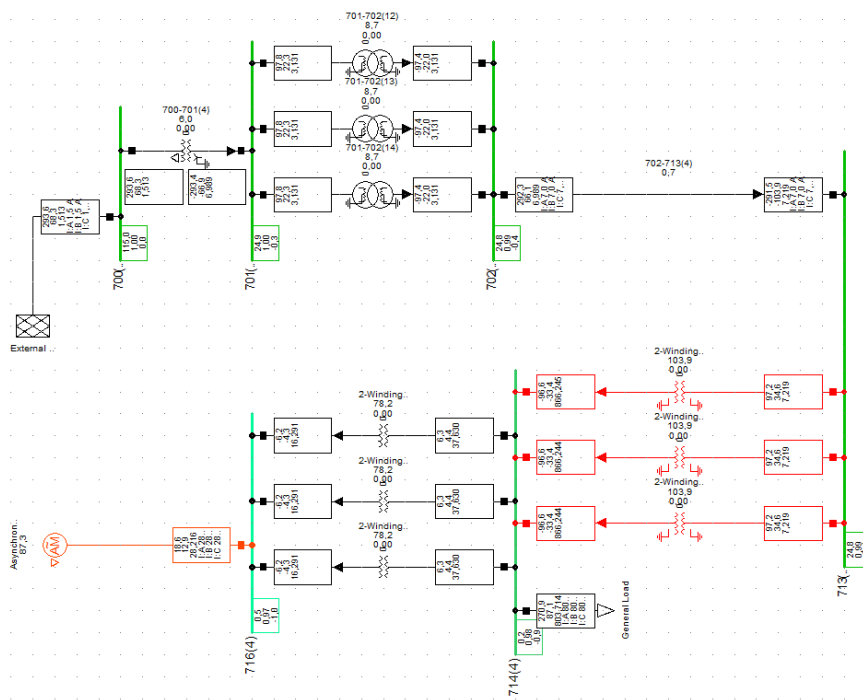


Figura 38. Modelo 2.1, activo

Los otros dos modelos; Figura 39. Modelo 3, activo. Figura 40. Modelo 4, activo. Se aplica combinando las características de Figura 33. Modelo 1, activo. Figura 36. Modelo 2, activo

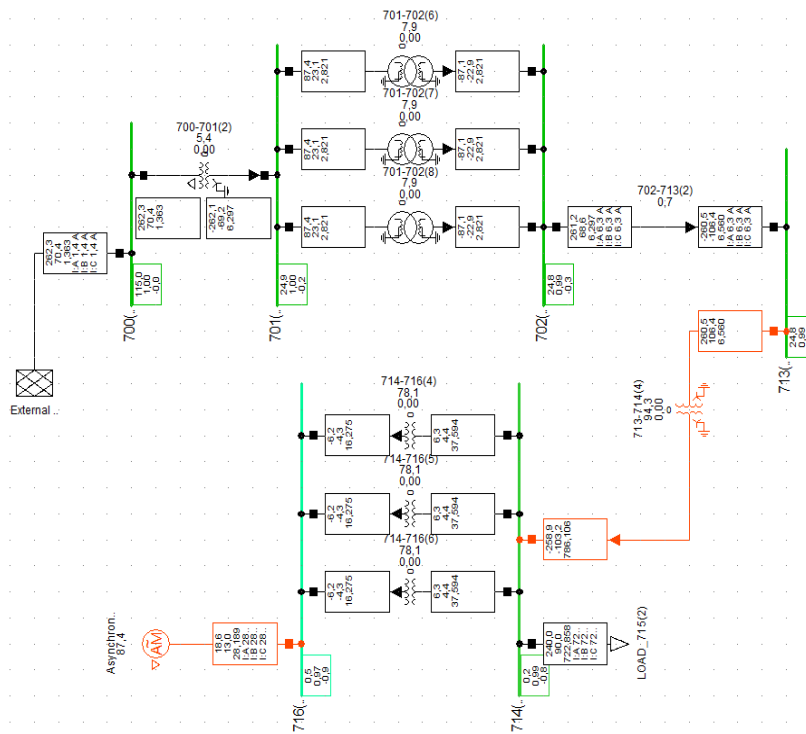


Figura 39. Modelo 3, activo

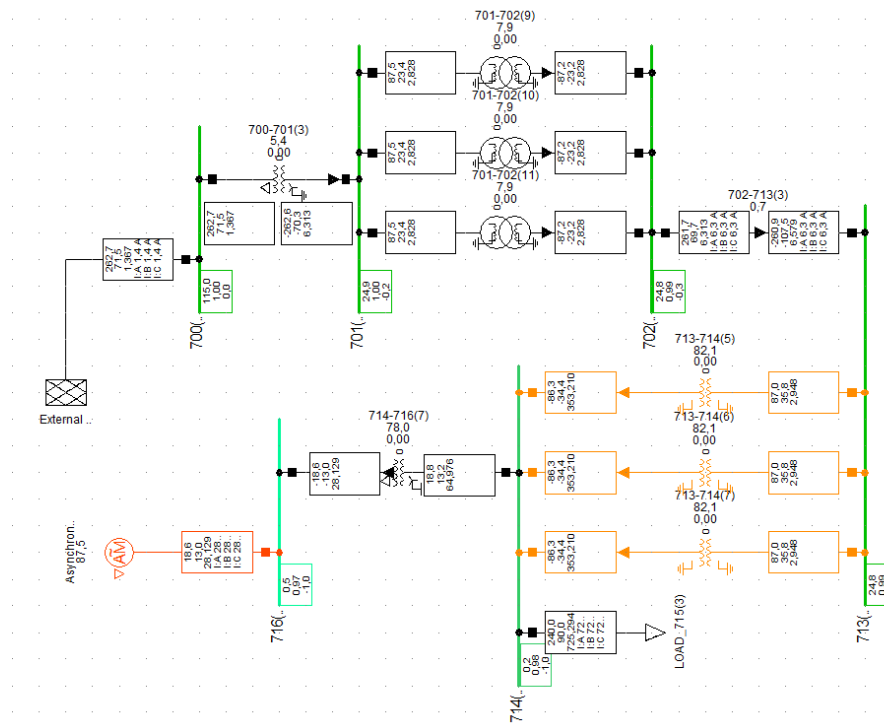


Figura 40. Modelo 4, activo.

Los resultados que se obtienen son los siguientes. Las intensidades de la Tabla 2 son tomadas siempre en el lado de alta del transformador.

Algunos datos que llaman la atención en el estudio es la sobrecarga del T1 del modelo 2.1 con respecto al modelo 2, y que consumiendo menos potencia obtiene un mayor valor de carga, esto es debido a que cuando se cambia la configuración de línea-línea a línea-fase, la intensidad que circula es mayor por cada transformador monofásico, debido a ello el transformador 2.1 se carga más.

	MODELO 1		MODELO 2		MODELO 2.1		MODELO 3		MODELO 4	
TRANS.	T1	T24	T1	T24	T1	T24	T1	T24	T1	T24
% CARGA	94,3	77,8	82,1	78,3	91,8	77,8	94,3	77,8	94,3	77,8
P _T (kW)	1,5	0,2	2,1	0,3	1,5	0,3	2,1	0,6	1,6	0,3
Q _T (kvar)	3,3	0,1	4,2	0,3	2,7	0,3	4,2	0,6	3,2	0,3
INTENSIDAD MONOFASICA (A)			2,94	16,31	6,37	16,28	2,94			16,28
INTENSIDAD TRIFASICA (A)	6,55	28,08						28,13	6,56	

Tabla 2. Datos obtenidos transformadores.

Analizando la Tabla 3 llama la atención que el único modelo que no consigue suministrar la carga de forma completa sea aquella que establece una conexión monofásica entre fase y neutro, es decir, el modelo 2.1

	MODELO 1		MODELO 2		MODELO 2.1		MODELO 3		MODELO 4	
	M1	LOAD 745	M1	LOAD 745	M1	LOAD 745	M1	LOAD 745	M1	LOAD 745
P (Kw)	18,6	240	18,6	240	18,6	232	18,6	240	18,6	240
Q (kvar)	13,1	90	12,9	90	12,9	87,1	13	90	13	90
% CARGA	87,7		87,3		87,3		87,5		87,5	

Tabla 3. Datos obtenidos motor y cargas.

No se aprecia una diferencia notable en los 5 modelos con respecto a la caída de tensión, en todo caso existe una ligera ventaja de los dos transformadores trifásicos del modelo 1 al resto.

	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 2.1	MODELO 3	MODELO 4
BARRAS	Δ Tensiones (p.u).	Δ Tensiones (p.u).	Δ Tensiones (p.u).	Δ Tensiones (p.u).	Δ Tensiones (p.u).
713	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
714	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01
716	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03

Tabla 4. Datos obtenidos caídas de tensión.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. O. Manuel, Generación, transporte y distribución de energía eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia, 2019.
- [2] F. M. Gonzalez-Longatt, DigSILENT PowerFactory Manual de Usuario Parte I, 2004 .
- [3] K. Y. B. N. Probha, Power system stability and control, McGraw-Hill, 1993.

Designation	From	To	Length (ft.)	Phasing	Phase Cond.	Cable Neut.	Neutral conductor	Cons. Code	Config. Code
OH-1 parallel with OH-2	713	717	15000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	565	465
OH-2 parallel with OH-1	703	704	15000	b-a-c-n	2/0 ACSR 6/1	none	none	570	470
OH-6	717	727	20000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-7	727	731	17750	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-8	731	735	3000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-9	736	741	10000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-10	741	742	3000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-11	742	744	30000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-12	745	746	850	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-13	746	747	20000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-14	747	749	520	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-15	749	750	23000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-16	749	752	35000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-17	752	753	500	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-18	754	755	5000	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-19	753	757	4900	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-20	757	758	1600	a-n	#2 ACSR 6/1	none	#2 ACSR 6/1	520	420
OH-21	757	760	5800	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-22	760	765	4500	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-23	765	771	860	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	500	400
OH-26	767	768	5200	a-b-c	#2 ACSR 6/1	none	none	505	405
OH-25	761	763	2000	a-b-c-n	#2 ACSR 6/1	none	#2 ACSR 6/1	500	400
OH-24	736	737	17000	b-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1	510	410
OH-5	709	711	2500	b-c	#2 ACSR 6/1	none	none	515	415

Tabla 5. Configuración cables aéreos.

Designation	From	To	Length (ft.)	Phasing	Phase Cond.	Cable Neut.	Neutral conductor	Cons. Code	Config. Code
UG-1 parallel with UG-2	702	713	3000	b-a-c-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU	575	475
UG-2 parallel with UG-1	702	703	3000	b-a-c-n	1/0 AA CN	1/3 neutral	none	580	480
UG-5	760	761	1500	a-b-c-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU	525	425
UG-4	737	738	5000	b-c-n	1/0 AA TS	Tape	1/0 CU	535	435
UG-8	706	707	2500	a-b-c	1/0 AA CN	1/3 neutral	none	530	430
UG-9	707	709	2500	b-c	1/0 AA CN	Full neutral	none	540	440
UG-7	718	719	5280	a-n	1/0 AA CN	Full neutral	none	550	450
UG-10	727	729	1000	b-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU	545	445

Tabla 6. Configuración cables subterráneos.

Designation	From	To	Length (ft.)	Phasing	Phase Cond.	Cable Neut.	Neutral conductor	Cons. Code	Config. Code
SEC-1	720	724	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-2	724	725	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-3	725	726	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-4	720	721	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-5	721	722	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-6	722	723	150	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	555	455
SEC-7	732	733	150	1-2-3-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	560	460
SEC-8	733	734	150	1-2-3-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1	560	460

Tabla 7. Configuración líneas secundarias.

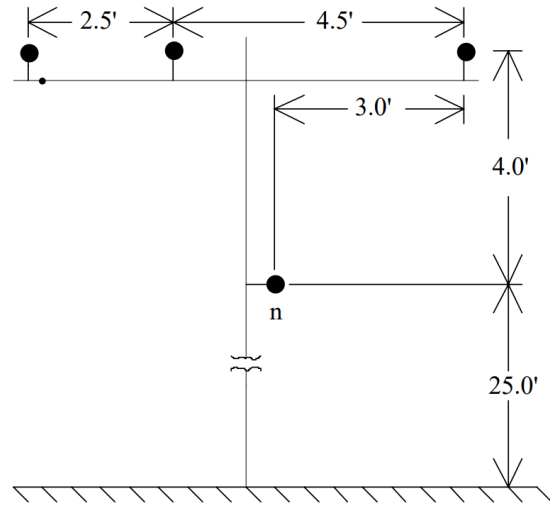


Figura 41. Ejemplo configuración línea aérea

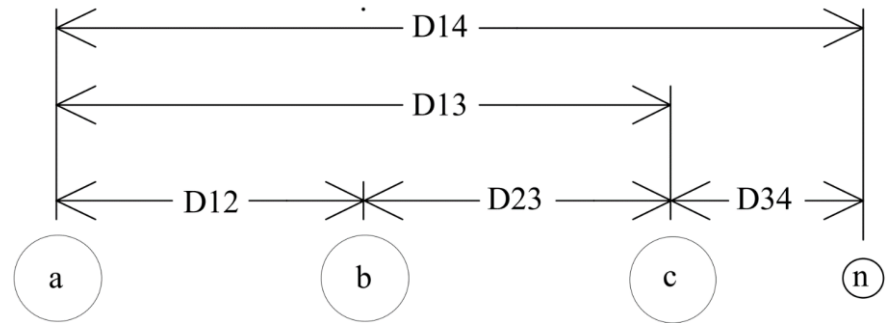


Figura 43. Ejemplo configuración líneas subterránea.

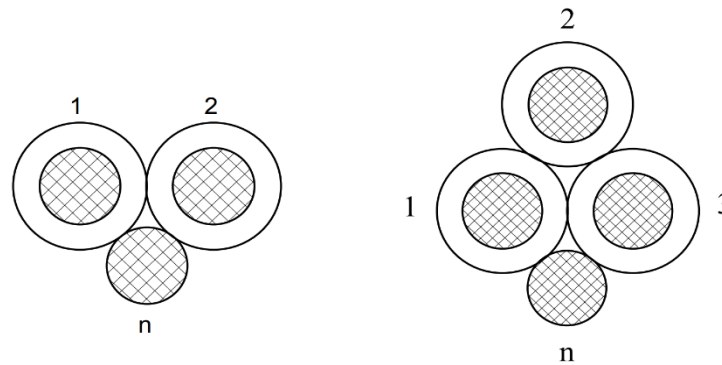


Figura 42. Configuración líneas secundarias.

Cons. Code	Type	x + j y Coordinates								
		Position 1		Position 2		Position 3		Neutral (ft.)		Units
		x	y	x	y	x	y	x	y	
500	Three-phase OH, 4 wire	4	29	2,5	29	7,0	29	4,0	25	ft
505	Three-phase OH, 3 wire	0	29	2,5	29	7,0	29			ft
510	Two-phase OH, 3 wire	0	29	7,0	29			4,0	25	ft
515	Two-phase OH, 2 wire	0	29	7,0	29					ft
520	Single-phase OH, 2 wire	0	30					4,0	25	ft
525	Three-phase UG, 3 cable, +1 neutral	0	-3.333	0.5	-3.333	1	-3.333	1.5	-3.333	ft
530	Three-phase UG, 3 cable	0	-3.333	0.5	-3.333	1	-3.333			ft
535	Two-phase UG, 2 cable + 1 neutral	0	-3.333	0.5	-3.333			1	-3.333	ft
540	Two-phase UG, 2 cable	0	-3.333	0.5	-3.333					ft
545	Single-phase UG, 1 cable +1 neutral	0	-3.333					0.5	-3.333	ft
550	Single-phase UG, 1 cable	0	-3.333							ft
555	Triplex OH	0	25	0.0445	25			0.0225	24.965	ft
560	Quadraplex, OH	0	25	0.0225	25.0385	0.0445	25	0.0225	24.965	ft
565	Three-phase OH, +1, parallel 1	0	33	2,5	33	7	33	4	25	ft
570	Three-phase OH, parallel 2	0	29	2,5	29	7	29			ft
575	Three-phase, UG, 3 cable, parallel 1	0	-3.333	0.5	-3.333	1	-3.333	1.5	-3.333	ft
580	Three-phase, UG, 3 cable, parallel 2	0	-3.833	0.5	-3.833	1	-3.833			ft

Tabla 8. Configuración geométrica cables.

Configuration Codes					
Config. Code	Const. Code	Phasing	Phase Cond.	Cable Neut.	Neutral Cond
400	400	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1
405	405	a-b-c	#2 ACSR 6/1	none	none
410	410	b-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1
415	415	b-c	#2 ACSR 6/1	none	none
420	420	a-n	#2 ACSR 6/1	none	#2 ACSR 6/1
425	425	a-b-c-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU
430	430	a-b-c	1/0 AA CN	1/3 neutral	none
435	434	b-c-n	1/0 AA TS	Tape	1/0 CU
440	440	b-c	1/0 AA CN	Full neutral	none
445	445	b-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU
450	450	a-n	1/0 AA CN	Full neutral	none
455	455	1-2-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1
460	460	1-2-3-n	2/0 AA 7s	none	2/0 ACSR 6/1
465	465	b-a-c-n	1/0 ACSR 6/1	none	1/0 ACSR 6/1
470	470	b-a-c-n	2/0 ACSR 6/1	none	none
475	475	b-a-c-n	2/0 AA CN	1/3 neutral	1/0 CU
480	480	b-a-c-n	1/0 AA CN	1/3 neutral	none

Tabla 9. Configuración de materiales y phasing.

Concentric Neutral Cable Conductor	Neutral	Nominal Dia.	Nominal Dia.	Copper	Nominal Dia.	Nominal Dia.
Size. Awg		Over Insulation (Inch)	Over Insulation Screen (Inch)	Neutral No. x Awg	Over Strands (Inch)	Over Jacket (Inch)
1/0 AA	One Third	0,85	0,93	6 x 14	1,06	1,23
1/0 AA	Full	0,85	0,93	16 x 14	1,06	1,23
2/0 AA	One Third	0,90	0,97	7 x 14	1,10	1,29

Tabla 10. Dimensiones cables 1.

Tape Shielded Cable Conductor	No. Of	Nominal Dia.	Nominal Dia.	Nominal Dia.	Jacket	Tape
Size Awg	Wires	Over Insulation (Inch)	Over Tape Sheld (Inch)	Over Jacket (Inch)	Thickness (Mils)	Thickness (Mils)
1/0 AA	19	0,82	0,880	1,060	80	5

Tabla 11. Dimensiones cables 2.

Conductor Data	Type	Resistance Ohms/mile	50°	Diameter (Inches)	GMR (ft.)	Rating (Amps)
1,000,000 CM	AA	0,105		1,150	0,0368	698
556500 CM	ACSR	0,186		0,927	0,0311	730
500,000 CM	AA	0,206		0,813	0,0260	483
336,400 CM	ACSR	0,306		0,721	0,2440	530
250,000 CM	AA	0,410		0,567	0,0171	329
#4/0	ACSR	0,592		0,563	0,0081	340
#2/0	AA	0,769		0,414	0,0125	230
#2/0	ACSR	0,895		0,447	0,0051	270
#1/0	AA	0,970		0,368	0,0111	202
#1/0	ACSR	1,120		0,398	0,0045	230
#1/0	CU	0,607		0,368	0,0111	310
#2	AA	1,540		0,292	0,0088	156
#2	ACSR	1,690		0,316	0,0042	180
#4	ACSR	2,550		0,257	0,0045	140
#10	CU	5,903		0,102	0,0033	80
#12	CU	9,375		0,081	0,0026	75
#14	CU	14,872		0,064	0,0021	20

Tabla 12. Datos conductores.

Xfm No.	Connection	From	To	Rated Voltages (kV)		Phase-a(ab)	Phase-b(bc)	Phase-c(ca)
				Primary	Secondary	kVA	kVA	kVA
Three-Phase Banks with Three Single-Phase Transformers								
T1	Grd. Y - Grd. Y	713	714	14,40	0,12	100	100	100
T3	Grd. Y - Delta	727	728	14,40	0,24	25	10	10
T4	Ungrd. Y - Delta CT	731	732	14,40	0,24	50 CT	25	25
T7	Ungrd. Y - Delta	742	743	14,40	0,24	100	100	100
T8	Ungrd. Y -Delta CT	747	748	14,40	0,24	25	50 CT	25
T11	Delta - Grd. Y	755	756	34,50	0,12	100	100	100
T22	Delta - Delta CT	768	769	12,47	0,24	25	50 CT	25
T24	Grd. Y - Delta	714	716	0,12	0,48	10	10	10
Open Three-Phase Banks with Two Single-Phase Transformers								
T5	Open Grd. Y - Delta	737	740	14,4	0,24		50	50
T6	Open Grd. Y - Delta CT	738	739	14,4	0,24		50 CT	50
T13	Open Delta - Delta	761	762	24,9	0,48	50		50
T14	Open Delta - Open Delta CT	763	764	24,9	0,24	25		50 CT
T19	Open Delta - Grd. Y	771	772	24,9	0,12		100	100
Single-Phase Banks								
T2	Grd. Y - Delta CT	719	720	14,4	0,24	100 CT		
T12	Grd. Y - Delta	758	759	14,4	0,24	50		
T16	Delta - Delta	707	708	12,47	0,24	100		
T17	Delta - Grd. Y	709	710	12,47	0,12			100
T18	Delat Delta CT	711	712	12,47	0,24		100 CT	
T23	Grd. Y - Delta	729	730	14,4	0,24		100	
Three-Phase Banks with One Three-Phase Transformer								
T9	Delta - Delta	750	751	24,9	0,48	500		
T10	Delta - Grd. Y	753	754	24,9	34,5	500		
T15	Delta - Delta	768	770	12,47	0,24	500		
T20	Grd. Y - Delta	765	766	24,9	12,47	500		
T21	Grd. Y - Delta	704	705	24,9	12,47	500		

Tabla 13. Configuración transformadores.

Distributed Loads				Phase 1		Phase 2		Phase 3	
Line	Node X	Node Y	Model	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
OH-6	717	727	Y-PQ	50	15	35	10	10	5
OH-7	727	731	Y-Z	25	12	15	5	30	20
OH-11	742	744	Y-PQ	300	150	250	100	400	250
OH-12	745	746	Y-I	10	7	10	7	10	7
OH-13	746	747	D-PQ	35	15	25	12	20	8
OH-14	747	749	D-Z					50	25
OH-16	749	752	D-I	100	50	200	60	300	180

Tabla 14. Cargas distribuidas.

Non Center Tap Transformer Loads			Phase 1		Phase 2		Phase 3	
Xfm. No.	Ld. Node	Model	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
T1	715	Y-PQ	80	30	80	30	80	30
T3	728	D-I	20	10	8	5	10	9
T5	740	D-Z	35	15	25	10	15	10
T7	743	D-I	80	40	80	40	80	40
T9	751	Ind. Gen						
T11	756	Y-Z	50	20	30	15	75	35
T12	759	D-PQ			35	20		
T13	762	Mtr. 2						
T15	770	D-PQ	150	100	125	60	175	80
T16	708	D-PQ	75	40				
T17	710	Y-PQ					80	30
T19	772	Y-PQ			50	25	50	25
T23	730	D-PQ			85	15		
T24	714	Mrt. 1						

Tabla 15. Cargas transformadoras.

Center Tap Transformer Loads				120 V Ld-1		120 V Ld-2		240 V Ld-12	
Xfm. No.	Ld. Node	Type	Model	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
T2	620	Lighting	CT-PQ	1,57	0,51	2,36	0,77	3,92	1,90
	621	Lighting	CT-PQ	2,00	0,66	3,01	0,99	5,01	2,43
	622	Lighting	CT-PQ	2,54	0,83	1,69	0,56	4,23	1,05
	623	Lighting	CT-PQ	0,79	0,26	1,18	0,39	1,97	0,95
	624	Lighting	CT-PQ	3,64	1,12	5,46	1,79	9,10	4,41
	625	Lighting	CT-PQ	2,16	0,71	1,44	0,47	3,60	1,47
T4	632	Lighting	CT-PQ	9,10	4,41	5,46	1,79	3,64	1,12
	633	Lighting	CT-PQ	3,60	1,74	1,44	0,47	2,16	0,71
	734	Mtr. 4							
T6	739	Lighting	CT-PQ	3,50	1,10	2,40	0,80	5,20	2,50
	739	3-Ph	D-I	10,00	5,00	10,00	5,00	10,00	5,00
T8	748	Lighting	CT-Z	8,00	4,00	10,00	5,00	15,00	10,00
	748	Mt. 3							
T14	764	Lighting	CT-Z	8,00	4,00	5,00	3,00	12,00	9,00
		3-Ph	D-Z	7,00	3,00	7,00	3,00	7,00	3,00
T18	712	Lighting	CT-DI	20,00	10,00	15,00	6,00	30,00	10,00
T22	769	Lighting	CT-DI	5,00	3,00	8,00	0,00	10,00	5,00
		3-Ph	D-I	5,00	2,00	10,00	6,00	3,00	1,00

Tabla 16. Cargas transformadoras de tomas.

Y-PQ means a wye connected load modeled as constant kW and kvar

Y-I means a wye connected load modeled as a constant current and power factor computed at nominal voltage

Y-Z means a wye connected load modeled as a constant R + jX

D-PQ means a wye connected load modeled as constant kW and kvar

D-I means a wye connected load modeled as a constant current and power factor computed at nominal voltage

D-Z means a wye connected load modeled as a constant R + jX

CT-PQ means the two 120 V and 240 volt loads are modeled as constant kW and kvar

CT-I means the two 120 V and 240 volt loads are modeled as constant current and power factor computed at nominal voltage

CT-Z means the two 120 V and 240 volt loads are modeled as constant R + jX

Single-Phase Transformer Impedance		
Rating	% Impedance	
kVA	R	X
100	1,0	2,1
50	1,1	1,8
25	1,2	1,7
10	1,6	1,4

Tabla 17. Impedancia transformadores 1.

Interlaced Center Tapped Transformer Impedances						
Rating	% Impedance					
kVA	R0	X0	R1	X1	R2	X2
100 CT	0,50	1,68	1,00	0,84	1,00	0,84
50 CT	0,55	1,44	1,10	0,72	1,10	0,72

Tabla 18. Impedancia transformadores 2.

All Distribution System Three-Phase Transformers		
Rating	% Impedance	
kVA	R	X
500	0,8	2,5

Tabla 19. Impedancia transformadores 3.

Shunt Capacitors							
Cap Number	Node	Connection	Phase a(ab)	Phase b(bc)	Phase c(ca)	Switch	Unit
Cap 1	736	Y	100	100	100	Closed	kvar
Cap 2	755	Y	50	50	50	Closed	kvar
Cap 3	760	Y	100	100	100	Closed	kvar
Cap 4	768	D	50	50	50	Closed	kvar

Tabla 20. características condensadores.

Machines											
Machine ID	Node	Hp Rating	Kw	Rated Voltage	Stator R (PU)	Stator X (PU)	Rotor R (PU)	Rotor X (PU)	Mag. X (PU)	Operating Spec	
Motor 1	716	25	18,6425	480	0,0366	0,0800	0,0394	0,0800	2,1000	slip = 3.5	
Motor 2	762	50	37,285	480	0,0699	0,1465	0,0425	0,1107	2,7127	kW input = 45	
Motor 3	748	50	37,285	240						kW in = 45, PF = 85%	
Motor 4	734	25	18,6425	240	0,0366	0,0800	0,0394	0,0800	2,1000	slip = 3.5	
Ind Gen	751	150	111,855	480	0,0651	0,1628	0,0553	0,1139	4,0690	kW out = 150	

Tabla 21. características maquinas eléctricas.

Voltage Regulators	32 Step	Step Size	No. of Steps	Bandwidth
All Regulators	±10 %	5/8 %	16	2

Tabla 22. Características tomas.

Regs with same settings									
Reg. Number	Node X	Node Y	Connection	Regulator type	Phases	CT Rating	Set Level V	Set Comp R	Set Comp X
Reg 1	701	702	Y-Y	3 single phase	a-b-c	200	123	4,7	3,4
Reg 2	735	736	Y-Y	3 single phase	a-b-c	100	124	3,6	2,8
Reg 3	766	767	D-D	3 single phase	ab-bc-ca	50	122	0	0
Reg 4	717	718	Wye	1 single phase	a	100	125	1,3	0,5

Tabla 23. Características transformadoras de tomas 1.

Reg with diff. Settings									
Reg 5	705	706	Open D-D	2 singel phase	ab	50	120	0	0,6
					bc	50	120	0,7	0,1

Tabla 24. Características transformadoras de tomas 2.

Switches			
Switch Number	Node X	Node Y	Position
SW-1	741	745	Closed
SW-2	744	757	Open
SW-3	703	713	Closed

Tabla 25. Punto inicial Switches

8. ANEXO

!Optimization Algorithm to Reduce Power Losses with Matlab Communication

! Declare variables to set the Power Flow

int PF_Mode, PF_Lim_Reactive, PF_Temp, PF_Load_Vdep, PF_Load_Scaling;

int i; ! Variable to control for loop

int k; ! Variable to control the principal loop

int n_bus; ! Variable to save number of nodes

int n_line; ! Variable to save number of lines

int n_load; ! Variable to save number of loads

int n_gen; ! Variable to save number of generators

int load_type; ! Type of load codified with number

int gen_type; ! Type of generator codified with number

int h; ! Index to write in results in files

int Reg; ! Number of row in Voltage_Check Matrix

int c; ! Revisar ! Number of column in Voltage_Check Matrix

int phase; ! Number of phase in taps loop

int n_taps; ! Number of regulation transformers

int new_tap; ! New position of TAP

int voltage_ph_check; ! Binary variable. Voltage is within limits

int voltage_A_check; ! Binary variable. Voltage of phase A is within limits

int voltage_B_check; ! Binary variable. Voltage of phase B is within limits

int voltage_C_check; ! Binary variable. Voltage of phase C is within limits

int Switch; ! Variable to control the work flow

int counter; ! Counter for waiting for Matlab Results

int times; ! Actual instante of time in a day on simulation

double voltage_A, voltage_B, voltage_C; ! Declare
variables to save voltage for each phase

double voltage_ph;

double angle_A, angle_B, angle_C; ! Declare
variables to save angle voltage for each phase

double current_A, current_B, current_C, current_nom; ! Declare variables to save current for
each phase

```

double active_ExtGrid;                                ! Active
power generated by the external grid

double reactive_ExtGrid;                              !
Reactive power generated by the external grid

double active_Losses;                                ! Active power losses in the study grid
double reactive_Losses;                              ! Reactive power losses in the study grid

double active_Demand;                                ! Active power demand in the study grid
double reactive_Demand;                              ! Reactive power demand in the study grid

double tap;
    ! Actual position of TAP

double tap_sup;
    ! Top value of TAP

! Declaracion para iteraciones, diferencias y minimos de tensiones

double dif, iter, tension_1, tension_2;
!!!!!!!

double P_Entregada, Q_Entregada, P_Perdidas, Q_Perdidas;
double P_load, Q_load;
double PA_load, QA_load, PB_load, QB_load, PC_load, QC_load;
double P_gen;                                        ! Actual power generator
double P_min;                                        ! Lower limit power generator
double P_max;                                        ! Upper limit power generator

string name_object;                                  ! String to save the diffent objects
string name_node;                                    ! String to save the node name
string name_line;                                    ! String to save the line name
string name_type;                                    ! String to save the type of line
string scenario;                                    ! String to save the scenario to simulate

string bus24;    ! Type of bus 24.9kV
string O_name_load, O_load_tech, O_name_type_load, name_busterminal;
object O_load, O_type_load, Type_load, busterminal;
string O_name_gen;

```


! DECLARACION DE VARIABLES, OBJETOS Y SETS PARA CONTROL DE TAPS.

! Declaracion de Sets para los transformadores reguladores

set S_Reg;

set S, S_bus, S_line, S_load, S_gen, SXnet_bus;

! Declaracion de Objeto para guardar los objetos trafos reguladores

object O_Reg; ! Objeto para recorrer los Trafos Reg.

object O_Reg_A, O_Reg_B, O_Reg_C;

object O_bus, phase3_1, O_line, OXnet_bus;

object PF;

! Objetos para los Busbar. Importante recordar que para las barras

! monofasicas se han creado Busbar iguales pero difieren en nombre y

! la fase que se emplea.

object O24, O69, O4, O14_a, O14_b, O14_c, O_gen;

object OT_300, OT_301, OT_302, OT_303, OT_304;

ClearOutput(); !Clear Output Window

! Write on Output windows the path work

printf('Optimization Distribution Power Losses on an Unbalance Power Grid\n');

printf('The path work is:');

printf('%s\n\n',PATHNAME);

k=0; ! esta creo que la puedo borrar de aqui porque toma el valor en for

!!!!!!!!!!!! REDIMENSIONADO DE LAS MATRICES DE POTENCIAS Y PERDIDAS DE RED
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

O_GRID_PQ.Resize(97,2);

O_LOAD_PQ.Resize(97,2);

O_Losses.Resize(97,2);

O_GRID_PQ.Init(97,2,-1);

O_LOAD_PQ.Init(97,2);

O_Losses.Init(97,2,-1);

!!!!!!!!!!!!!! REDIMENSIONADO DE LAS MATRICES DE TAPS !!!!!!!!!!!!!!!

O_Matrix_tap_1.Resize(97,3); ! Resize 97 row and 3 column

O_Matrix_tap_2.Resize(97,3); ! Resize 97 row and 3 column

O_Matrix_tap_1.Init(97,3,0); ! Initialized to 0

O_Matrix_tap_2.Init(97,3,0); ! Initialized to 0

!!

bus24 = 'Busbar24.9kV';

!!!!!!!!!!!!!! SETTING THE PROPERTIES OF POWER FLOW !!!!!!!!!!!!!!!

PF_Mode = 1; ! Balance/Unbalance power flow

PF_Lim_Reactive = 1; ! Take account the reactive power limits

PF_Temp = 0; ! Temperature at 20C

PF_Load_Vdep = 1; ! Voltage dependent load

PF_Load_Scaling = 1; ! Load scaling

PF=GetCaseObject(*.ComLdf); ! Power-Flow Object

PF:iopt_net = PF_Mode; ! Balance/Unbalance power flow

PF:iopt_lim = PF_Lim_Reactive; ! Take account the reactive power limits

PF:iopt_tem = PF_Temp; ! Temperature at 20C

PF:iopt_pq = PF_Load_Vdep; ! Voltage dependent load

PF:iopt_fls = PF_Load_Scaling; ! Load scaling

!!!!!!!!!!!!!! READ FILE TIMES.csv !!!!!!!!!!!!!!!

! Read the number of iterations and save in time variable

NAMES = sprintf('%sTimes.csv',PATHNAME);

fopen(NAMES,'r',5);

fscanf(5,'%2.0f\t',times);

fclose(5);

!!!!!!!!!!!!!! READ FILE scenario.csv!!!!!!!!!!!!!!

! Read the scenario number configurated in MATLAB

NAMES = sprintf('%sscenario.csv',PATHNAME);

fopen(NAMES,'r',4);

fscanf(4,'%s\t',scenario);

fclose(4);

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! READ FILE scenario.csv AND SET GENERATORS !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

! Read the power generators and limits

NAMES = sprintf('%sscenario_%s.csv',PATHNAME,scenario);

fopen(NAMES,'r',3);

S_gen = AllRelevant('*.ElmGenstat');

! Set of Generator Objects

n_gen = S_gen.Count();

! Number of generators

S_gen.SortToName(0);

! Generators sorted by name

O_gen = S_gen.First();

! First object of generator Set

! Loop to read file information and set properties of generators

for(i=1;i<=n_gen;i+=1){

 fscanf(3,'%s %1i %6f.4 %6f.4 %6f.4',O_name_gen,gen_type,P_gen,P_min,P_max);

 O_gen:sgn = P_gen;

 ! Nominal power generator

 O_gen:Pmin_uc = P_min;
generator

 ! Lower limit power

 O_gen:Pmax_uc = P_max;
generator

 ! Upper limit power

 O_gen:P_max = P_max;

 ! Active power rating

 O_gen = S_gen.Next();

 ! Next generator

 }

fclose(3);

! Principal loop for each time

for(k=1;k<=times;k+=1){

 ! Read Switch.csv. Switch decides if DIgSILENT works

 NAMES = sprintf('%sSwitch.csv',PATHNAME);

 fopen(NAMES,'r',0);

 fscanf(0,'%1.0f\t',Switch);

 fclose(0);

 counter = 0;
time iteration

 ! Reset the waiting counter for each

 printf('\nProcessing time: %2.0f\n',k); ! Write time iteration on Output Window

! While loop check Switch.csv to DigSILENT works

```
while(Switch = 0){
    counter = counter+1;
    if(counter>=200000){
        printf('ERROR: Matlab not responses. STOP');
        exit();
    }
}
```

! Switch = 0 DigSilent waiting for Matlab
! Counter increase
! Stop the simulation

! Read again the Switch.csv file to continue with the work flow

```
NAMES = sprintf('%sSwitch.csv',PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'r',0);
```

```
fscanf(0,'%1.0f\t',Switch);
```

```
fclose(0);
```

```
if(Switch = 1){
```

```
    break;
```

```
}
```

```
}
```

! DigSilent works and Matlab waiting

! Stop the WHILE loop

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! READ ACTUAL POWER GENERATORS !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

! Read the power generator result of economic dispatch

```
NAMES = sprintf('%sActual_Gener.csv',PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'r',7);
```

```
S_gen = AllRelevant('*.*ElmGenstat');
```

! List of generator

```
n_gen = S_gen.Count();
Number of generators
```

!

```
S_gen.SortToName(0);
name
```

! Sort to

```
O_gen = S_gen.First();
the first one
```

! Select

```
for(i=1;i<=n_gen;i+=1){
```

```
    fscanf(7,'%s %1i %6f.4',O_name_gen,gen_type,P_gen);
```

```
    O_gen.pgini = P_gen;
power of generator
```

! Set the new

```

    O_gen = S_gen.Next();
generator in the set

}

fclose(7);

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! READ ACTUAL POWER LOADS !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

    NAMES = sprintf('%sActual_Load.csv',PATHNAME);
    fopen(NAMES,'r',4);
    S_load = AllRelevant(*.ElmLod');
loads
n_load = S_load.Count();
! List of loads
! Number of
! Sort to name
! Select the first
one
    for(i=1;i<=n_load;i+=1){
        fscanf(4,'%s %1i %6f.4 %6f.4 %6f.4 %6f.4 %6f.4
%6f.4',O_name_load,load_type,PA_load,QA_load,PB_load,QB_load,PC_load,QC_load);
        printf('Carga: %s\t Tipo: %1i\t %f\t MW %f\t MVar %f\t MW %f\t MVar %f\t MW %f\t
MVar',O_name_load,load_type,PA_load,QA_load,PB_load,QB_load,PC_load,QC_load);
        if(load_type = 1){
Type: Three phase balance load
            O_load:plini = PA_load*3;
            O_load:qlini = QA_load*3;
            reactive power
        }
        if(load_type = 2){
Type: Three phase unbalance load
            O_load:plinir = PA_load;
            O_load:qlinir = QA_load;
            O_load:plinis = PB_load;
            O_load:qlinis = QB_load;
            O_load:plinit = PC_load;
            O_load:qlinit = QC_load;
        }
    }

```

```

        if(load_type = 3){
Type: phase A load
                                O_load:plini = PA_load;
                                O_load:qlini = QA_load;
                                !printf("Type %1i", load_type);
        }
        if(load_type =4){
Type: phase B load
                                O_load:plini = PB_load;
                                O_load:qlini = QB_load;
                                !printf("Type %1i", load_type);
        }
        if(load_type = 5){
Type: phase C load
                                O_load:plini = PC_load;
                                O_load:qlini = QC_load;
                                !printf("Type %1i", load_type);
        }
        if(load_type = 6){
Type: Biphase BC load
                                O_load:plinis = PB_load;
                                O_load:qlinis = QB_load;
                                O_load:plinit = PC_load;
                                O_load:qlinit = QC_load;
                                !printf("Type %1i", load_type);
        }
        O_load = S_load.Next();
next load in the set
    }
    fclose(4);
    printf("\nLoads Actualized!\n");

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! POWER FLOW EXECUTE !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

        PF.Execute();
Execute Power Flow

```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! TAPS CONTROL !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```

for(Reg=1;Reg<=2;Reg+=1){
  if(Reg=1){
    printf('Regulator 1. Control Tap Running');! Write in Ouput Window
    S_bus = AllRelevant('B814B.ElmTerm');    ! Select the node
    O_bus = S_bus.First();                ! Select first object of Set
    S_Reg = AllRelevant('Vreg*B814*.ElmTr2'); ! Look for the Regulator in node B814
    O_Reg = S_Reg.First();                ! Select first object of Set
    phase = 0;                            ! Initialized to 0
    Voltage.Init(1,3,0);                  ! Initialized to 0
    Voltage_Check.Init(1,3,0);            ! Initialized to 0
  }
  if(Reg=2){
    printf('Regulator 2. Control Tap Running');! Write in Ouput Window
    S_bus = AllRelevant('B852B.ElmTerm');    ! Select the node
    O_bus = S_bus.First();                ! Select first object of Set
    S_Reg = AllRelevant('Vreg*B852*.ElmTr2'); ! Look for the Regulator in node B852
    O_Reg = S_Reg.First();                ! Select first object of Set
    phase = 0;                            ! Initialized to 0
    Voltage.Init(1,3,0);                  ! Initialized to 0
    Voltage_Check.Init(1,3,0);            ! Initialized to 0
  }
  for(i=1;i<=3;i+=1){
    name_node = O_bus:loc_name;          ! Name of node in variable
    Voltage.Set(1,1,O_bus:m:u:A);        ! Phase A Voltage in vector
    Voltage.Set(1,2,O_bus:m:u:B);        ! Phase B Voltage in vector
    Voltage.Set(1,3,O_bus:m:u:C);        ! Phase C Voltage in vector
    voltage_A = Voltage.Get(1,1);        ! Phase A Voltage in variable
    voltage_B = Voltage.Get(1,2);        ! Phase B Voltage in variable
    voltage_C = Voltage.Get(1,3);        ! Phase c Voltage in variable
    ! Write the voltages in the Output Windows
    printf('The phase A voltage of node %s es: %8.6f',name_node,voltage_A);
    printf('The phase B voltage of node %s es: %8.6f',name_node,voltage_B);
    printf('The phase C voltage of node %s es: %8.6f\n',name_node,voltage_C);
  }
}

```

!!!!!!!!!!!!!! SELECT THE CORRECT TAP POSITION OF PHASE N !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```

tap = O_Reg:nntap;           ! Tap position of phase A
phase = phase + 1;          ! Change of phase increasing the phase variable
printf('Phase %d',phase);    ! Write the phase controled in Output Windows
iter = 1;                   ! Counter iteration on select tap loop

voltage_ph_check = Voltage_Check.Get(1,phase); ! Binary variable to mark that voltage
is between limits

while(voltage_ph_check = 0){
    printf('Iteration %d', iter);    ! Write the number iteration in Output Window
    voltage_ph = Voltage.Get(1,phase); ! Read from vector Voltage the voltage of
phase controled

    if(voltage_ph < 1.010){
        printf('Voltage of phase %d is lower than 1.010. Tap position in %d',phase, tap);
        if(tap < 16){
            tap = tap + 1;           ! Go up the Tap Position
            O_Reg:nntap = tap;       ! Set the new tap position
            printf('Tap of phase %d go up to position %d', phase, O_Reg:nntap);
            PF.Execute();           ! Execute Power Flow
            if(phase = 1){
                Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:A); ! Voltage of phase A stored in matrix
                voltage_ph = Voltage.Get(1,phase); ! Read voltage from matrix and store
in voltage_ph

                printf('Tap of phase %d go up to position %d and the voltage is: %8.6f',phase,
O_Reg:nntap, voltage_A);
            }
            if(phase = 2){
                Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:B); ! Voltage of phase B stored in matrix
                voltage_ph = Voltage.Get(1,phase); ! Read voltage from matrix and store
in voltage_ph

                printf('Tap of phase %d go up to position %d and the voltage is: %8.6f',phase,
O_Reg:nntap, voltage_B);
            }
            if(phase = 3){
                Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:C); ! Voltage of phase C stored in matrix

```



```

        voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);    ! Read voltage from matrix and store
in voltage_ph

        printf('Tap of phase %d go up to position %d and the voltage is: %8.6f',phase,
O_Reg:nntap, voltage_C);

    }
}
else{
    ! Tap on top position. Can not go up
    Voltage_Check.Set(1,phase,1);          ! Voltage_Check set to 1 the current
phase

    voltage_ph_check = Voltage_Check.Get(1,phase);
    if(Reg=1){
        O_Matrix_tap_1.Set(k,phase,tap);    ! Store tap position in Matrix
    }
    if(Reg=2){
        O_Matrix_tap_2.Set(k,phase,tap);    ! Store tap position in Matrix
    }
}
}
! Voltage is over 1.020 pu. Out of upper limit
voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);
if(voltage_ph > 1.020){
    tap = tap - 1;                          ! Go down the Tap Position
    O_Reg:nntap = tap;                       ! Set the new tap position
    printf('Voltage in phase %d is upper than 1.020', phase);
    PF.Execute();                           ! Execute Power Flow
    if(phase = 1){
        Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:A);    ! Voltage of phase A stored in matrix
        voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);    ! Read voltage from matrix and store in
voltage_ph

        printf('Tap of phase %d go down to position %d and the voltage is:
%8.6f',phase, O_Reg:nntap, voltage_A);
    }
    if(phase = 2){
        Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:B);    ! Voltage of phase B stored in matrix
        voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);    ! Read voltage from matrix and store in
voltage_ph

```

```

printf('Tap of phase %d go down to position %d and the voltage is: %8.6f',phase,
O_Reg:nntap, voltage_B);

    }
    if(phase = 3){
        Voltage.Set(1,phase,O_bus:m:u:C);    !
Voltage of phase C stored in matrix
        voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);    ! Read
voltage from matrix and store in voltage_ph
        printf('Tap of phase %d go down to position %d
and the voltage is: %8.6f',phase, O_Reg:nntap, voltage_C);
    }
}
! Voltage is between limits
voltage_ph = Voltage.Get(1,phase);
if(1.010 <= voltage_ph){
    if(voltage_ph <= 1.020){
        printf('Voltage of phase %d is between 1.010 1.020', phase);
        if(Reg=1){
            O_Matrix_tap_1.Set(k,phase,tap);    ! Store tap position in Matrix
        }
        if(Reg=2){
            O_Matrix_tap_2.Set(k,phase,tap);    ! Store tap position in Matrix
        }
        printf('Phase %d. Tap position is %d', phase, O_Reg:nntap);
        printf('Phase %d. Voltage is %8.6f\n', phase, voltage_ph);
        Voltage_Check.Set(1,phase,1);    ! Voltage_Check set to 1 the current phase
        voltage_ph_check = Voltage_Check.Get(1,phase);
    }
}
iter += 1;    ! Increase the iteration counter
}
O_Reg = S_Reg.Next();    ! Next element of set S_Reg
}
}

```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! ACTIVE AND REACTIVE POWER FEED BY EXTERNAL GRID
 !!!

```
! Store Active and Reactive Powers in matrix O_GRID_PQ
S_bus = AllRelevant(*.ElmXnet);      ! Set with ElmXnet type element
O_bus = S_bus.First();              ! Object ElmXnet
O_GRID_PQ.Set(k,1,O_bus:m:Psum:bus1);  ! Store Active Power Infeed by External
Grid in matrix
O_GRID_PQ.Set(k,2,O_bus:m:Qsum:bus1);  ! Store Reactive Power Infeed by External
Grid in matrix
```

```
! Write Active and Reactive Power feed by External Grid in the Output Windows
printf('\External Grid Infeed:');
printf('Active Power: %6.2f kW', O_bus:m:Psum:bus1);
printf('Reactive Power: %6.2f kVAR', O_bus:m:Qsum:bus1);
```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! ACTIVE AND REACTIVE POWER LOSSES AND DEMAND
 !!!

```
! Store Active and Reactive Powes Losses in matrix O_Losses
S_bus = AllRelevant(*.ElmNet');      ! Set with ElmXnet type element
O_bus = S_bus.First();              ! Object ElmXnet
O_Losses.Set(k,1,O_bus:m:Ploss:bus1);  ! Sotre Active Power Losses in matrix
O_Losses.Set(k,2,O_bus:m:Qloss:bus1);  ! Sotre Reactive Power Losses in matrix
O_LOAD_PQ.Set(k,1,O_bus:c:LoadP);      ! Store Total Active Power Demand
O_LOAD_PQ.Set(k,2,O_bus:c:LoadQ);      ! Store Total Reactive Power Demand
! Write Active and Reactive Power Losses in the Output Windows
printf('\nPower Losses:');
printf('Active Power Losses: %6.2f', O_bus:m:Ploss:bus1);
printf('Reactive Power Losses: %6.2f', O_bus:m:Qloss:bus1);
```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! WRITE VOLTAGE OF ALL NODES AND PHASES
 !!!

```
NAMES = sprintf('%sGRID_U.csv',PATHNAME);
fopen(NAMES,'w',1);
! Meaning of each column
! Name Node  Votage_A  Votage_B  Votage_C  Angle_A  Angle_B  Angle_C
```

```

S_bus = AllRelevant('B*.ElmTerm');      ! Select all nodes in Set S_bus
n_bus = S_bus.Count();                  ! Number of node. Counter for loop for
O_bus = S_bus.First();                  ! Object with first node
S = AllRelevant();                      ! Set with all elements
O24 = S.FirstFilt('*Busbar24*');        ! Filter elements of type Busbar24 from S
O14_a = S.FirstFilt('*Busbar14.37kV_a'); ! Filter elements of type Busbar14.37kV_A from
S
O14_b = S.FirstFilt('*Busbar14.37kV_b'); ! Filter elements of type Busbar14.37kV_B from
S
O14_c = S.FirstFilt('*Busbar14.37kV_c'); ! Filter elements of type Busbar14.37kV_C from
S
O4 = S.FirstFilt('*Busbar0.4*');        ! Filter elements of type Busbar0.48kV from S
for(i=1;i<=n_bus;i+=1){                ! Repeat the process for each node
    phase3_1 = O_bus:typ_id;             ! Type of busbar
    name_node = O_bus:loc_name;          ! Name of node
    if(O24 = phase3_1){                  ! Set for type of busbar 24.9kV
        voltage_A = O_bus:m:u:A;         ! Voltage of phase A
        voltage_B = O_bus:m:u:B;         ! Voltage of phase B
        voltage_C = O_bus:m:u:C;         ! Voltage of phase C
        angle_A = O_bus:m:phiu:A;        ! Angle of phase A Voltage
        angle_B = O_bus:m:phiu:B;        ! Angle of phase B Voltage
        angle_C = O_bus:m:phiu:C;        ! Angle of phase C Voltage
        fprintf(1,'%s\t %8.6ft %8.6ft %8.6ft %11.6ft %11.6ft %11.6ft',name_node,voltage_A,
voltage_B,voltage_C,angle_A,angle_B,angle_C);
    }
    if(O14_a = phase3_1){
        voltage_A = O_bus:m:u:A;
        angle_A = O_bus:m:phiu:A;
        ! Only Voltage and Angle for phase A. Fill with tab space
        fprintf(1,'%s\t %8.6ft \t \t %11.6ft ',name_node,voltage_A,angle_A);
    }
    if(O14_b = phase3_1){
        voltage_B = O_bus:m:u:B;
        angle_B = O_bus:m:phiu:B;
        fprintf(1,'%s\t \t %8.6ft \t \t %11.6ft \t ',name_node,voltage_B,angle_B);
    }
}

```

```

if(O14_c = phase3_1){
    voltage_C = O_bus:m:u:C;
    angle_C = O_bus:m:phiu:C;
    fprintf(1,'%s\t \t \t %8.6ft \t \t %11.6ft ',name_node,voltage_C,angle_C);
}

if(O4 = phase3_1){
    voltage_A = O_bus:m:u:A;      ! Voltage of phase A
    voltage_B = O_bus:m:u:B;      ! Voltage of phase B
    voltage_C = O_bus:m:u:C;      ! Voltage of phase C
    angle_A = O_bus:m:phiu:A;     ! Angle of phase A Voltage
    angle_B = O_bus:m:phiu:B;     ! Angle of phase B Voltage
    angle_C = O_bus:m:phiu:C;     ! Angle of phase C Voltage

    fprintf(1,'%s\t %8.6ft %8.6ft %8.6ft %11.6ft %11.6ft %11.6ft',name_node,voltage_A,
voltage_B,voltage_C,angle_A,angle_B,angle_C);
}

O_bus = S_bus.Next();          ! Next object of set S_bus
}

! Close Voltages file
fclose(1);

```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! WRITE CURRENTS OF ALL NODES !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```

NAMES = sprintf('%sGRID_1.csv',PATHNAME);
fopen(NAMES,'w',2);
! Meaning of each column
! Name Node  current_A  current_B  current_C  nominal_current
S_line = AllRelevant(*.ElmLne');      ! Select all lines in Set S_line
n_line = S_line.Count();               ! Number of lines. Counter for loop for
O_line = S_line.First();               ! Object with first line
S = AllRelevant();                    ! Set with all elements

OT_300 = S.FirstFilt(*Tower Type 300*); ! Filter elements of type Tower Type 300 from S
OT_301 = S.FirstFilt(*Tower Type 301*); ! Filter elements of type Tower Type 301 from S
OT_302 = S.FirstFilt(*Tower Type 302*); ! Filter elements of type Tower Type 302 from S
OT_303 = S.FirstFilt(*Tower Type 303*); ! Filter elements of type Tower Type 303 from S
OT_304 = S.FirstFilt(*Tower Type 304*); ! Filter elements of type Tower Type 304 from S

```

```

for(i=1;i<=n_line;i+=1){          ! Repeat the process for each node
    phase3_1 = O_line:typ_id;      ! Type of Tower
    name_line = O_line:loc_name;   ! Name of line
    current_nom = O_line:c:currnom; ! Nominal current of the line
    if(OT_300 = phase3_1){        ! Set for type Tower Type 300
        current_A = O_line:m:l:bus1:A;
        current_B = O_line:m:l:bus1:B;
        current_C = O_line:m:l:bus1:C;

        fprintf(2,'%s\t %10.6ft %10.6ft %10.6ft
%6.0ft',name_line,current_A,current_B,current_C,current_nom);
    }
    if(OT_301 = phase3_1){
        current_A = O_line:m:l:bus1:A;
        current_B = O_line:m:l:bus1:B;
        current_C = O_line:m:l:bus1:C;

        fprintf(2,'%s\t %10.6ft %10.6ft %10.6ft
%6.0ft',name_line,current_A,current_B,current_C,current_nom);
    }
    if(OT_302 = phase3_1){
        current_A = O_line:m:l:bus1:A;

        fprintf(2,'%s\t %10.6ft \t \t %6.0ft',name_line,current_A,current_nom);
    }
    if(OT_303 = phase3_1){
        current_B = O_line:m:l:bus1:B;

        fprintf(2,'%s\t \t %10.6ft \t %6.0ft',name_line,current_B,current_nom);
    }
    if(OT_304 = phase3_1){
        current_B = O_line:m:l:bus1:B;

        fprintf(2,'%s\t \t %10.6ft \t %6.0ft',name_line,current_C,current_nom);
    }
    O_line = S_line.Next();        ! Next object of set S_bus
}
! Close Currents file
fclose(2);

```

!!!!!!!!!!!!!! RETURN THE WORK FLOW TO MATLAB!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

! Return the work flow to Matlab writing a zero in Switch.csv file

```
printf('\nDIgSILENT sends result to Matlab\n');
```

```
NAMES = sprintf('%sSwitch.csv',PATHNAME);
```

```
if (Switch > 0){
```

```
    Switch = 0;
```

```
}
```

```
fopen(NAMES,'w',0);
```

```
fprintf(0,'%1.0f\t',Switch);    ! Write 0 in Switch.csv
```

```
fclose(0);
```

```
}
```

!!!!!!!!!!!!!! WRITE TAP POSITIONS IN FILES !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```
printf('Write Tap Positions in files');
```

```
NAMES = sprintf('%sTAP_Position_Reg1.csv', PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'w',4);
```

```
for(h=1;h<=times;h+=1){
```

```
    voltage_A = O_Matrix_tap_1.Get(h,1);
```

```
    voltage_B = O_Matrix_tap_1.Get(h,2);
```

```
    voltage_C = O_Matrix_tap_1.Get(h,3);
```

```
    fprintf(4,'%2.0f\t %2.0f\t %2.0f\t',voltage_A,voltage_B,voltage_C);
```

```
}
```

```
fclose(4);
```

```
NAMES = sprintf('%sTAP_Position_Reg2.csv', PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'w',4);
```

```
for(h=1;h<=times;h+=1){
```

```
    voltage_A = O_Matrix_tap_2.Get(h,1);
```

```
    voltage_B = O_Matrix_tap_2.Get(h,2);
```

```
    voltage_C = O_Matrix_tap_2.Get(h,3);
```

```
    fprintf(4,'%2.0f\t %2.0f\t %2.0f\t',voltage_A,voltage_B,voltage_C);
```

```
}
```

```
fclose(4);
```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! WRITE POWER FEED BY EXTERNAL GRID !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```
printf("Write power from external grid in files");
```

```
! Write Active and Reactive Power feed by External Grid in file.csv
```

```
NAMES = sprintf("%sPower_ExtGrid.csv",PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'w',6);
```

```
for(h=1;h<=times;h+=1){
```

```
    active_ExtGrid = O_GRID_PQ.Get(h,1);
```

! Convert from kW to

MW

```
    reactive_ExtGrid = O_GRID_PQ.Get(h,2);
```

! Convert from kVAr to

MVAr

```
    fprintf(6,'%6.2ft %6.2ft', active_ExtGrid, reactive_ExtGrid);
```

```
}
```

```
fclose(6);
```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! WRITE POWER LOSSES !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```
printf("Write Losses in files");
```

```
! Write Active and Reactive Power Losses of Study Grid in file.csv
```

```
NAMES = sprintf("%sLosses.csv",PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'w',7);
```

```
for(h=1;h<=times;h+=1){
```

```
    active_Losses= O_Losses.Get(h,1);
```

```
    reactive_Losses = O_Losses.Get(h,2);
```

```
    fprintf(7,'%6.2ft %6.2ft', active_Losses, reactive_Losses);
```

```
}
```

```
fclose(7);
```

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! WRITE DEMANDA !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```
printf("Write Demand in files");
```

```
! Write Total Active and Reactive Power Demand in file.csv
```

```
NAMES = sprintf("%sDemand_PF.csv",PATHNAME);
```

```
fopen(NAMES,'w',8);
```

```
for(h=1;h<=times;h+=1){
```

```
    active_Demand = O_LOAD_PQ.Get(h,1);
```

```
    reactive_Demand = O_LOAD_PQ.Get(h,2);
```

```
    fprintf(8,'%6.2ft %6.2ft', active_Demand, reactive_Demand);
```

```
}
```

```
fclose(8);
```