



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior (Jaén)

Trabajo Fin de Máster

INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Alumno/a: **Porras González, Juan Jesús**

Tutores: D. Andrés López Valdivia
 D. Antonio Cano Ortega

Dpto.: Departamento de Ingeniería Eléctrica

Septiembre, 2018



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don ANDRÉS LÓPEZ VALDIVIA y Don ANTONIO CANO ORTEGA , tutores del Trabajo Fin de Máster titulado: INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, que presenta JUAN JESÚS PORRAS GONZÁLEZ, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, SEPTIEMBRE de 2018

El alumno:

JUAN JESÚS PORRAS GONZÁLEZ

Los tutores:

ANDRÉS LÓPEZ VALDIVIA

ANTONIO CANO ORTEGA

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Generación centralizada.	7
1.2. Generación distribuida.	8
1.3. Características técnicas de las redes de generación distribuida.	11
1.4. Diferentes tipos de tecnologías a utilizar en la generación distribuida.	12
1.5. Ventajas e inconvenientes de la generación distribuida.	15
1.6. Smart Grids. Microrredes inteligentes de energía y comunicación.	16
1.7. Potencia instalada y producción de generación distribuida en España.	18
2. REDES DE DISTRIBUCIÓN	20
2.1 Introducción	20
2.2 Características de los sistemas de distribución.	21
3. MODELADO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DESEQUILIBRADO	22
3.1 Modelado de líneas en un sistema de distribución.	23
3.2 Cambio de impedancias de fase en impedancias de secuencia.	25
3.3 Modelado de cargas en un sistema de distribución.	26
3.3.1 Modelo de carga concentrada.	26
3.3.2 Modelo de carga distribuida.	27
3.4 Modelado de condensadores.	28
3.5 Modelado de transformadores.	28
4. FLUJO DE CARGAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	30
4.1 Estado del arte.	30
4.2 Método de suma de intensidades.	30
4.2.1 Barrido hacia arriba.	33
4.2.2 Actualización del nudo Slack.	35
4.2.3 Barrido hacia abajo.	36
4.3 Método de suma de potencias.	37
4.4 Método modificado de Newton para sistemas radiales.	42
5. APLICACIONES A REDES Y RESULTADOS	47
5.1 Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).	47
5.2 Neplan	48
5.3 Red de distribución IEEE 13-bus feeder.	48
5.3.1 Datos de configuración de elementos IEEE-13.	50
5.3.2 Ejemplos de dimensionado de elementos en Neplan.	54
6. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	72
6.1 Caso I: red desequilibrada IEEE-13.	72

6.2	Caso II: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado sin generación distribuida).....	75
6.3	Caso III: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado con generación distribuida).....	79
6.4	Caso IV: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado con generación distribuida con análisis dinámico en el tiempo).	83
7.	CONCLUSIONES.....	95
7.1	Resumen.....	95
7.2	Conclusión	95
7.3	Evaluación y perspectiva renovable	96
7.4	Impactos de la GD en una red de distribución	97
8.	BIBLIOGRAFÍA	98
[1] Armando A. Ledo Castro. (2013). <i>Detalles sobre Gestión y Operación de la Red, Asimetría Peninsular y Conexiones Internacionales de España</i>. 19/11/2013, de REE Sitio web: http://www.eoi.es/blogs/armandoalejandroledo/2013/11/19/detalles-sobre-gestion-y-operacion-de-la-red-asimetria-peninsular-y-conexiones-internacionales-de-espana/		

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1	Distribución centralizada [1].....	8
Ilustración 1.2	Generación distribuida [1].....	9
Ilustración 1.3	Modernización de la red [2].	11
Ilustración 1.4	Esquema de Smart Grid [4].	18
Ilustración 2.1.	Ejemplo red de distribución [5].	22
Ilustración 3.1	Sistema básico de distribución [6].	22
Ilustración 3.2	Modelo de línea de distribución trifásica de cuatro hilos [6].	23
Ilustración 3.3	Modelos de carga en estrella y triángulo [7].	27
Ilustración 3.4	Modelo de carga distribuida [7].....	28
Ilustración 3.5	Modelo de transformador trifásico [8].	28
Ilustración 4.1	Ejemplo de intensidades en un sistema de distribución [9].	35
Ilustración 4.2	Equivalente de red de un sistema de distribución [9].	35
Ilustración 5.1	Logotipo IEEE [10].	47
Ilustración 5.2	Pantalla principal Neplan.	48
Ilustración 5.3	Esquema red de distribución IEEE-13 [11].	49
Ilustración 5.4	Configuración de espaciado de líneas aéreas [11].	51
Ilustración 5.5	Configuración de espaciado de líneas subterráneas [11].	51
Ilustración 5.6	Insertar nudo en Neplan (1).	55
Ilustración 5.7	Insertar nudo en Neplan (2).	55
Ilustración 5.8	Insertar línea en Neplan (1).	56
Ilustración 5.9	Ejemplo diseño línea 632-645	56
Ilustración 5.10	Insertar línea en Neplan (2).	58
Ilustración 5.11	Insertar transformador en Neplan (1).	58
Ilustración 5.12	Ejemplo diseño XFM-T1	59
Ilustración 5.13	Insertar carga en Neplan (1).	60
Ilustración 5.14	Insertar carga en Neplan (2).	60

Ilustración 5.15 Insertar carga en Neplan (3).....	61
Ilustración 5.16 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (1).	62
Ilustración 5.17 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (2).	62
Ilustración 5.18 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (3).	63
Ilustración 5.19 Parámetros simulación con perfiles de carga.	63
Ilustración 5.20 Modelado cargas trifásicas en Neplan.....	64
Ilustración 5.21 Ejemplo diseño de carga concentrada 671.....	64
Ilustración 5.22 Insertar condensadores en Neplan (1).....	65
Ilustración 5.23 Insertar condensadores en Neplan (2).....	65
Ilustración 5.24 Ejemplo diseño de condensadores shunt 611.	66
Ilustración 5.25 Insertar regulador de tensión en Neplan (1).....	67
Ilustración 5.26 Ejemplo diseño de regulador de tensión.....	67
Ilustración 5.27 Insertar equivalente de red en Neplan.....	69
Ilustración 5.28 Ejemplo diseño equivalente de red.....	69
Ilustración 5.29 Red de distribución IEEE-13 en Neplan.....	71
Ilustración 6.1 Parámetros de simulación para el flujo de carga.	72
Ilustración 6.2 Pérdidas en la red para el caso I.	73
Ilustración 6.3 Red de distribución IEEE-13. Caso II.	76
Ilustración 6.4 Límites inferiores de tensión excedidos Neplan. Caso II.....	79
Ilustración 6.5 Pérdidas en la red para el caso II.	79
Ilustración 6.6 Red de distribución IEEE-13. Caso III.	80
Ilustración 6.7 Modelado de generación distribuida. Caso III.	81
Ilustración 6.8 Curva de factores de escalonamiento para sector servicios.	85
Ilustración 6.9 Curva de factores de escalonamiento para sector residencial.	85
Ilustración 6.10 Curva de factores de escalonamiento para sector industrial.....	85
Ilustración 6.11 Curva de factores de escalonamiento para generación fotovoltaica.	87
Ilustración 6.12 Curva de factores de escalonamiento para generación con biomasa.	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Tecnologías de generación y potencias típicas [3].....	15
Tabla 1.2 Potencia eléctrica instalada en España.	19
Tabla 1.3. Potencia instalada y generada para el año 2016.	20
Tabla 3.1 Matriz de admitancia de transformadores según conexión [8].	29
Tabla 5.1 Configuración de línea aérea [11].	50
Tabla 5.2 Datos de conductores IEEE [11].	50
Tabla 5.3 Configuración de líneas subterráneas [11].	51
Tabla 5.4 Datos de segmentos [11].	52
Tabla 5.5 Datos de transformadores [11].	52
Tabla 5.6 Datos de condensadores shunt [11].	52
Tabla 5.7 Datos regulador de tensión [11].	53
Tabla 5.8 Datos cargas puntuales [11].	53
Tabla 5.9 Datos cargas distribuidas [11].	54
Tabla 5.10 Datos impedancias para distintas configuraciones de línea [11].	54
Tabla 6.1 Comparación de resultados de nudos IEEE y Neplan.....	73
Tabla 6.2 Comparación de resultados de pérdidas totales IEEE y Neplan. Caso I.	73
Tabla 6.3 Tensión en cada nudo en pu. Caso I.	74

Tabla 6.4 Tensión en cada nudo en pu. Caso II.	77
Tabla 6.5 Pérdidas totales. Caso II.	79
Tabla 6.6 Niveles de penetración de GD.	81
Tabla 6.7 Perfil de carga asignado a cada carga.	86

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Evolución de potencia instalada en España.	19
Gráfica 6.1 Tensión en cada nudo en pu. Caso I.	75
Gráfica 6.2 Tensión en cada nudo en pu. Caso II.	78
Gráfica 6.3 Tensión para la fase 1 en cada nudo en pu. Caso III.	82
Gráfica 6.4 Tensión para la fase 2 en cada nudo en pu. Caso III.	82
Gráfica 6.5 Tensión para la fase 3 en cada nudo en pu. Caso III.	82
Gráfica 6.6 Pérdidas totales de potencia activa. Caso III.	83
Gráfica 6.7 Consumos horarios para un día de invierno en España según REE.	84
Gráfica 6.8 Ejemplo carga monofásica en kW en Neplan. Caso IV.	88
Gráfica 6.9 Ejemplo carga trifásica equilibrada en kW en Neplan. Caso IV.	88
Gráfica 6.10 Pérdidas de potencia activa sin GD. Caso IV.	88
Gráfica 6.11 Tensión para la fase 1 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.	89
Gráfica 6.12 Tensión para la fase 2 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.	89
Gráfica 6.13 Tensión para la fase 3 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.	90
Gráfica 6.14 Generación con fotovoltaica. Caso IV.	91
Gráfica 6.15 Generación con biomasa. Caso IV.	91
Gráfica 6.16 Comparación de pérdidas de potencia activa con GD. Caso IV.	92
Gráfica 6.17 Comparación de tensiones en los nudos para fase 1 en kV. Caso IV.	93
Gráfica 6.18 Comparación de tensiones en los nudos para fase 2 en kV. Caso IV.	93
Gráfica 6.19 Comparación de tensiones en los nudos para fase 3 en kV. Caso IV.	94

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día las empresas están llevando a cabo análisis para conocer los parámetros de la red afectados cuando un cliente decide conectar DG a la misma. Este análisis se enfoca en muchas áreas, como la regulación de tensión, la estabilidad de la red, detección de faltas, control dinámico, calidad de energía, etc. Sin embargo en este Trabajo Fin de Máster nos centraremos en la regulación de tensión y las pérdidas en la red. Se pretende, a partir de una red de distribución real, ver como se mejora el perfil de tensión y se reducen las pérdidas a partir de la introducción de GD en la red y cuál es la potencia idónea a instalar. Por medio de flujos de carga y flujos óptimos de potencia se determinará la capacidad de generación y los nudos óptimos de inyección de la energía renovable dentro de la red

Como inicio a este Trabajo Fin de Máster comenzaremos hablando de manera muy breve sobre la generación centralizada y a partir de ahí nos centraremos en la generación distribuida.

Durante muchos años, los sistemas de energía fueron operados de forma centralizada; el gran poder las plantas de generación producía toda la energía eléctrica. Este tipo de la generación a menudo está relacionada con una ubicación geográfica adecuada, cerca de fuentes como agua, carbón, etc. La potencia se transmite hacia grandes centros de consumo a través de largas distancias utilizando diferentes líneas de transmisión. Esta estructura operativa se construyó en base de la economía, seguridad y calidad del suministro. Esta estructura centralizada es operada por centros de control jerárquico y permite que el sistema sea supervisado y controlado continuamente. La generación es instantánea para que coincida con el consumo mediante el control de la frecuencia, sobre la base de modelos de previsión de carga. La tensión también está controlada para estar dentro de los límites específicos mediante una coordinación adecuada de los dispositivos como generadores, transformadores de tomas y dispositivos para compensación de reactiva. El funcionamiento del sistema de energía está cambiando debido a la reestructuración y el crecimiento continuo de la demanda, sin embargo, debido a los grandes cambios en el marco legislativo para el sector de la energía y el movimiento rápido hacia la liberalización de los mercados de la electricidad, fuentes de energía

renovables se introducen en los sistemas de distribución. Estas unidades son de tamaño limitado (2 MVA o menos) y se puede conectar directamente a la red de distribución o en el lado del cliente. Reducir las emisiones de CO₂ relacionadas con la generación de electricidad, y para reducir las importaciones de combustible, ha llevado a un aumento significativo en el despliegue de tecnología de generación de energía renovable. Fuentes de energía renovables que jugarán un papel clave en los sistemas de distribución de energía; son la clave para una infraestructura de suministro de energía sostenible debido a su naturaleza inagotable y no contaminante. Sin embargo, la integración de los recursos de energía renovable crean un especial desafío tanto técnica como económicamente que deben ser investigados exhaustivamente para facilitar el despliegue de estas unidades de fuentes de energía renovables en sistema de distribución.

La investigación cubre cuales son los impactos de distintas generaciones distribuidas en ubicaciones, perfiles de tensión, picos/caídas de tensión,... Los resultados generales muestran que los impactos de GD pueden ser positivos y negativos en la red; impactos positivos en el sentido que, la conexión de las direcciones generales a una red de distribución puede mejorar la perfiles de tensión, reducen las caídas de tensión y fortalecer la red. Mientras que la inestabilidad de tensión, el aumento de tensión y las contribuciones a la inyección de armónicos en la red son algunos de los impactos negativos. La correcta colocación y coordinación de GD en una red de distribución puede ofrecer más ventajas que las desventajas que tienen.

1.1. Generación centralizada.

Son centrales poco regulables, caracterizadas por suministrar la carga base prácticamente constante. Suelen entregar grandes cantidades de potencia. Se ubican cerca del recurso energético.

Partiendo de estas ideas, se distinguen las siguientes centrales principales:

- Centrales térmicas clásicas.
- Centrales térmicas nucleares.
- Centrales hidroeléctricas de gran potencia.

La generación centralizada está situada, en la mayoría de los casos, alejada de la demanda por lo que presenta grandes pérdidas en el transporte.

En la siguiente ilustración obtenida de REE se refleja el concepto de distribución centralizada:

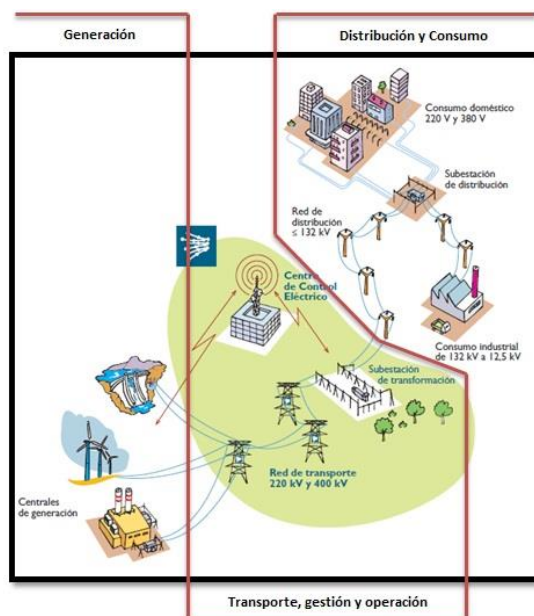


Ilustración 1.1 Distribución centralizada [1].

1.2. Generación distribuida.

La generación distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio de consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía

eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de generación centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

Se muestra en la la siguiente ilustración obtenida de REE la filosofía de generación distribuida:

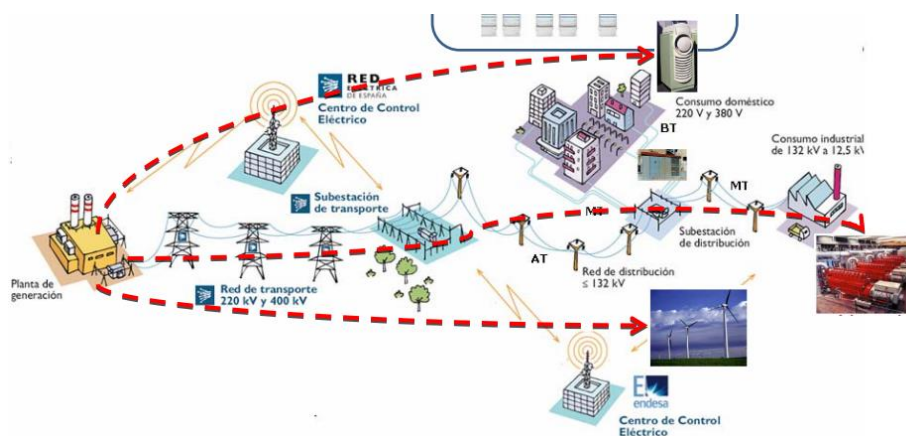


Ilustración 1.2 Generación distribuida [1].

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y , por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar de consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

Se puede definir como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución.

Debido a que la generación distribuida (GD) se conecta a la red de distribución, cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasiona la GD en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios más importantes se centran en:

1. Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismo regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes, etc.).
2. Las nuevas inversiones y la planificación de la distribución teniendo en cuenta la GD.
3. Las potencias de cortocircuito en la red con GD.
4. Los servicios complementarios en la red con GD (regulación frecuencia – potencia, control tensión – reactiva).
5. Las pérdidas en la red con GD.
6. La operación y explotación de red con GD.
7. La seguridad del personal de mantenimiento con GD.

Las tecnologías de generación distribuida se dividen en convencionales y no convencionales. Las convencionales incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas de gas. Las no convencionales se refieren a las energías renovables, como la minihidráulica, geotérmica, biomasa, las turbinas eólicas, pilas de combustible, paneles fotovoltaicos y centrales marinas (mareomotrices, de ósmosis, de corriente marina, gradiente térmico, de las olas).

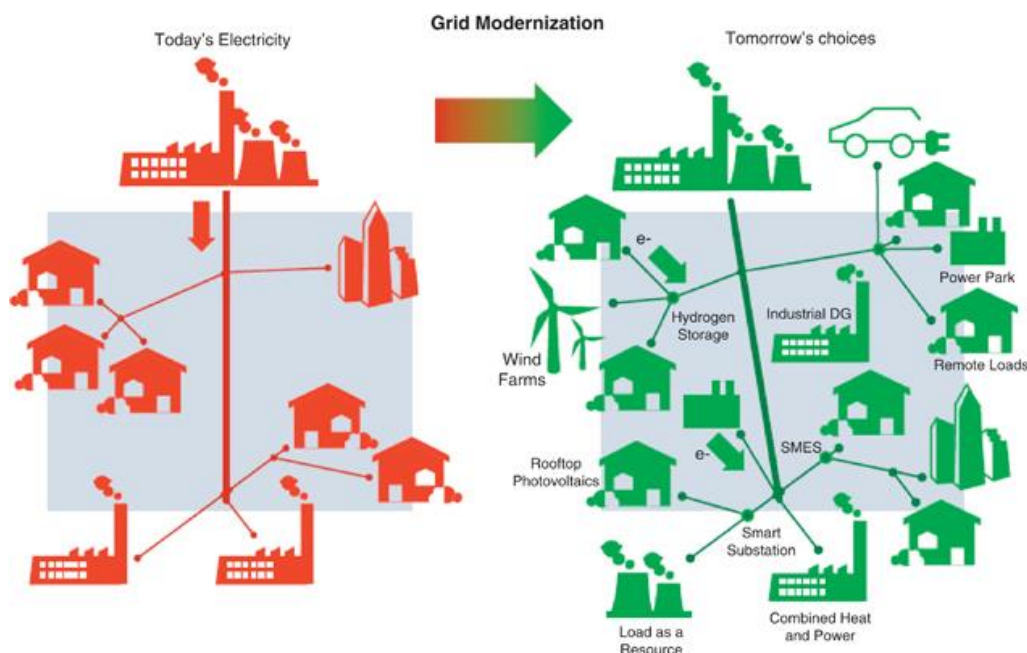


Ilustración 1.3 Modernización de la red [2].

1.3. Características técnicas de las redes de generación distribuida.

Las características generales que presentan las instalaciones de energía distribuida son las siguientes:

- Pequeña potencia ubicada en puntos cercanos al consumo.
- Conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a la red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele menor de 20 MW.
- En España, todos los centros de producción de renovables con una potencia instalada total mayor de 5 MW deben ser controlados por un centro de control conectado directamente al Centro de Control de Energías Renovables (CECRE).

Los modelos de generación distribuida consistirían en un conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución, debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su

ubicación en puntos cercanos al consumo, propiedad del usuario o de una compañía eléctrica, que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

El principal desarrollo de la generación distribuida ha provenido tradicionalmente de llevar el suministro eléctrico a puntos alejados o de difícil acceso para la red de distribución. En estos casos, es mucho más económico instalar un pequeño generador que construir las redes de distribución que permitan suministrarse de un sistema eléctrico con grandes centrales.

Además de esta razón de tipo económico, la generación distribuida presenta otro tipo de ventajas, como la reducción de pérdidas en la red de transporte al estar conectadas estas instalaciones en puntos cercanos al consumo o que posibilita el desarrollo de instalaciones de generación a pequeños agentes, ya que su reducido tamaño no requiere de grandes inversiones. Adicionalmente, la generación distribuida renovable contribuye a cumplir objetivos de menores emisiones de CO₂ y a reducir la dependencia energética exterior.

1.4. Diferentes tipos de tecnologías a utilizar en la generación distribuida.

Se nombran en este apartado las principales tecnologías a utilizar, no entraremos en su funcionamiento pues se entiende que no es motivo de estudio en este trabajo.

- Turbinas de gas.
 - Microturbinas.
 - Turbinas de vapor.
 - Ciclos combinados.
 - Motores alternativos.
 - Mini-hidráulicas.
 - Parques eólicos.
 - Fotovoltaica.
 - Pilas de combustible.
- 
- Posibilidad con procesos de cogeneración

A continuación se explican las tecnologías principales:

➤ Microturbinas

Las microturbinas son una clase emergente de generación de energía distribuida a pequeña escala. La tecnología básica utilizada en microturbinas se deriva de sistemas de potencia auxiliar de aeronaves, turbocompresores de motores diésel y diseños automotrices.

Las microturbinas consisten en un compresor, cámara de combustión, turbina y generador. Los compresores y las turbinas son típicamente diseños de flujo radial y se asemejan a los turbocompresores de los motores de los automóviles. La mayoría de los diseños son de eje único y usan un generador de imán permanente de alta velocidad que produce tensión variable. La mayoría de las unidades de microturbina están diseñadas para funcionamiento continuo. También se usan en otros sistemas para aumentar la eficiencia del proceso.

➤ Turbinas de gas

Las turbinas de combustión varían en tamaño desde unidades de ciclo simple que comienzan en aproximadamente 1 MW a varios cientos de MW cuando se configuran como una planta de energía de ciclo combinado. Las unidades de 1-15 MW generalmente se denominan turbinas industriales.

Históricamente, se desarrollaron como derivados aeronáuticos, generados a partir de motores utilizados para la propulsión a chorro. Algunos, sin embargo, están diseñados específicamente para la generación de energía estacionaria o aplicaciones de compresión en las industrias del petróleo y el gas.

➤ Pilas de combustible

Las pilas de combustible tienen múltiples usos, entre los principales están su creciente uso en la automoción.

Las pilas de combustible son dispositivos que producen electricidad y agua mediante el proceso inverso de electrólisis. Estos son dispositivos que teóricamente tienen la capacidad de producir energía eléctrica de forma indefinida mientras se

suministra combustible y oxidante a los electrodos. Sólo la degradación o el mal funcionamiento de los componentes limitan la vida de operación práctica de las pilas de combustible.

El principio de funcionamiento en el que se basan es el inverso al de reacción electrolítica; oxígeno e hidrógeno se combinan para formar agua con producción de energía eléctrica y calor. Se trata, por tanto, de una reacción limpia, en la que el único producto es el vapor de agua que puede ser liberado a la atmósfera sin ningún peligro para el medio ambiente.

➤ Paneles fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son comúnmente conocidos como paneles solares. Los paneles solares fotovoltaicos (PV) están formados por células discretas conectadas entre sí que convierten la radiación de la luz en electricidad. Las células fotovoltaicas producen electricidad de corriente continua (CC), que luego debe invertirse para su uso en un sistema de CA.

La irradiación es un término utilizado para describir la energía solar disponible que se puede convertir en electricidad. Los factores que afectan la irradiación son la intensidad de la luz y la temperatura de funcionamiento de las células fotovoltaicas. La intensidad de la luz depende de la latitud y el clima locales y generalmente aumenta a medida que el sitio se acerca al ecuador.

Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones, son confiables y requieren un mantenimiento mínimo para operar. Actualmente están disponibles de varios fabricantes para aplicaciones residenciales y comerciales, y los fabricantes continúan reduciendo los costos instalados y aumentando la eficiencia.

➤ Parques eólicos

Las turbinas eólicas son sistemas que incluyen el rotor, el generador, las palas de la turbina y el dispositivo de accionamiento o acoplamiento. A medida que el viento sopla a través de los álabes, el aire ejerce fuerzas aerodinámicas que hacen que las álabes giren el rotor. A medida que el rotor gira, su velocidad se altera para coincidir con la velocidad de funcionamiento del generador. La mayoría de los

sistemas tienen una caja de engranajes y un generador en una sola unidad detrás de las palas de la turbina. Al igual que con los sistemas fotovoltaicos, la salida del generador es procesada por un inversor que cambia la electricidad de CC a CA para que se pueda utilizar la electricidad.

La siguiente tabla recoge las diferentes tipologías más utilizadas en generación distribuida y su magnitud vienen recogidas en la siguiente tabla:

Tecnología	Tamaño típico
Pequeña hidroeléctrica	1 – 100 MW
Micro hidroeléctrica	25 kW – 1 MW
Minihidráulica	1 – 10 MW
Turbina eólica	200 W – 3 MW
Paneles fotovoltaicos	20 W – 100 kW
Biomasa	100 kW – 20 MW
Geotérmica	5 – 100 MW
Maremotriz	100 kW – 5 MW

Tabla 1.1 Tecnologías de generación y potencias típicas [3].

1.5. Ventajas e inconvenientes de la generación distribuida.

La generación distribuida puede beneficiar al medio ambiente si su uso reduce la cantidad de electricidad que debe de generar en las centrales eléctricas convencionales, a su vez puede reducir los impactos ambientales de la generación centralizada:

- Las tecnologías de generación distribuida rentables y existentes pueden utilizarse para generar electricidad en hogares y empresas que utilizan recursos de energía renovable como la solar y la eólica.
- La generación distribuida puede aprovechar la energía que, de otro modo, podría desperdiciarse, por ejemplo, a través de un sistema combinado de calor y energía (cogeneración).
- Mediante el uso de fuentes de energía locales, la generación distribuida reduce o elimina las pérdidas en la línea que se dan durante la transmisión y la distribución en el sistema de suministro de electricidad.

Sin embargo, la generación distribuida también tiene impactos negativos:

- Los sistemas de generación distribuida requieren de un espacio y, debido a que están ubicados más cerca del usuario final, algunos de ellos pueden ser desagradables a la vista o causar problemas de uso de la tierra.
- Las tecnologías de generación distribuida que implican combustión, pueden producir muchos de los mismos tipos de impactos que las plantas de energía convencionales. Estos impactos pueden ser de menor escala que los de las grandes plantas pero también pueden estar más cerca de los núcleos de población.
- Algunas tecnologías de la generación distribuida, como la incineración de desechos, la combustión de biomasa y la combinación de calor y electricidad, pueden requerir agua para generar o enfriar el vapor.
- Los sistemas de generación distribuida que usan combustión pueden ser menos eficientes que las centrales eléctricas centralizadas debido a las eficiencias de escala.

1.6. Smart Grids. Microrredes inteligentes de energía y comunicación.

El cambio climático como la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles han contribuido al desarrollo de una “ecoindustria” que va a permitir entre otras cosas, un uso creciente de energías renovables, pero esto sólo será a su vez posible si se dispone de redes eléctricas activas y de una capacidad estable de almacenamiento de energía que contrarreste la variabilidad intrínseca de las fuentes de energía renovable.

Durante el siglo XX, las infraestructuras para las redes de telecomunicaciones y de energía eléctrica se han desplegado separada e independientemente.

Sin embargo, el estado de la técnica hace posible la construcción de una red común para la Energía y las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC's). Esto supone un cambio radical en el modo en que la energía y la información se generan, distribuyen y consumen. La integración total en una única infraestructura física compartida (torres, postes, canalizaciones, conductos, etc.), con cables para energía eléctrica y fibras ópticas para telecomunicaciones, supondrá

una mejora excepcional. Los sistemas de información y comunicaciones necesitan la electricidad, y la red de energía del futuro necesita las tecnologías de la información y las comunicaciones.

Resulta obvio que la actual economía energética va a desaparecer y lo único que está claro es que la energía de origen renovable es la única capaz de satisfacer nuestras necesidades energéticas de forma indefinida.

Como puede funcionar a cualquier escala, desde paneles fotovoltaicos en los tejados de las casa hasta enormes plantas solares o eólicas, sienta las bases para una economía energética totalmente nueva y verdaderamente descentralizada.

Después de siglos de una economía energética cada vez más centralizada, la producción de energía volverá a ser un asunto local, o incluso individual. En lugar de una mezcla ineficiente de gaseoductos, oleoductos, refinerías, líneas de alta tensión y centrales eléctricas, tendremos millones de microistemas independientes interconectados, utilizando una combinación óptima de tecnologías para generar la energía de forma limpia, económica y local.

Durante el día, cuando las necesidades domésticas de electricidad son reducidas, el administrador del sistema, conectado a la red inteligente, envía el sobrante de la electricidad a la red eléctrica. Por la noche, cuando la demanda global de electricidad es reducida, compra excedente a bajo precio y lo almacena. Esto evitará instalar centrales eléctricas adicionales de gran escala, permitiendo alcanzar una eficiencia y flexibilidad máximas, con unas nuevas tecnologías inteligentes para el control instantáneo de las diversas fuentes de generación y consumo. La repercusión de estas microrredes será enorme: cada vivienda se convierte en una micro central eléctrica, con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías y micro turbinas para completar las deficiencias de suministro.

En la ilustración 1.4 se muestra un esquema de lo que es una Smart Grid de un modo general:

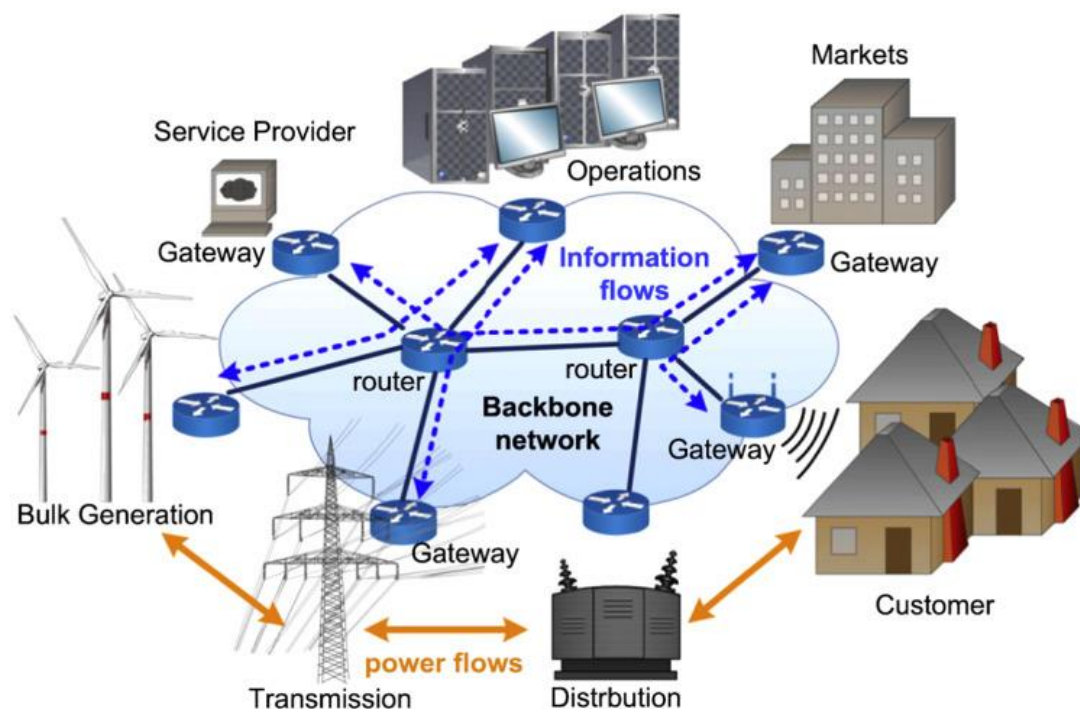


Ilustración 1.4 Esquema de Smart Grid [4].

1.7. Potencia instalada y producción de generación distribuida en España.

En este apartado se trata de ver la evolución a lo largo de los años de potencia para generación distribuida instalada, para ello tomaremos datos de las series estadísticas nacionales proporcionados por Red Eléctrica de España (REE).

En la siguiente tabla se recoge la potencia eléctrica instalada en España desde 2006 hasta 2017 de las distintas tipologías existentes:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica convencional y mixta	14.567	14.580	14.636	14.636	14.656	14.668	14.887	14.890	14.897	17.019	17.027	17.003	17.003
Bombeo puro	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	2.451	3.329	3.329	3.329	3.329
Hidráulica	17.018	17.031	17.087	17.087	17.107	17.119	17.338	17.341	17.348	20.348	20.356	20.332	20.332
Nuclear	7.456	7.456	7.456	7.456	7.515	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573	7.117	7.117
Carbón	11.393	11.326	11.325	11.325	11.342	11.572	11.064	11.079	10.936	10.936	10.004	10.004	10.004
Fuel + Gas	8.900	6.959	6.659	5.369	4.698	3.383	3.106	2.996	2.996	2.490	2.490	2.490	2.490
Ocho combinado	16.358	21.951	22.653	24.184	26.573	26.634	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670	26.670
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	1.797	1.870	1.978	2.021	2.031	2.037	2.040	2.095	2.095	-	-	-	-
Eólica	11.416	13.664	16.133	18.861	19.707	21.167	22.758	23.009	23.028	23.030	23.066	23.005	23.005
Solar fotovoltaica	125	618	3.351	3.392	3.829	4.233	4.532	4.638	4.646	4.662	4.673	4.675	4.675
Solar térmica	11	11	61	232	532	999	1.950	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	593	613	654	782	820	886	974	950	987	748	748	748	748
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	6.442	6.558	6.810	7.044	7.215	7.297	7.238	7.179	7.169	6.652	6.460	6.417	6.417
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	648	648	644	644
Residuos renovables ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107	107	103	103
Total	81.509	88.057	94.166	97.751	101.371	102.898	105.243	105.830	105.758	106.173	105.105	104.517	104.517

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

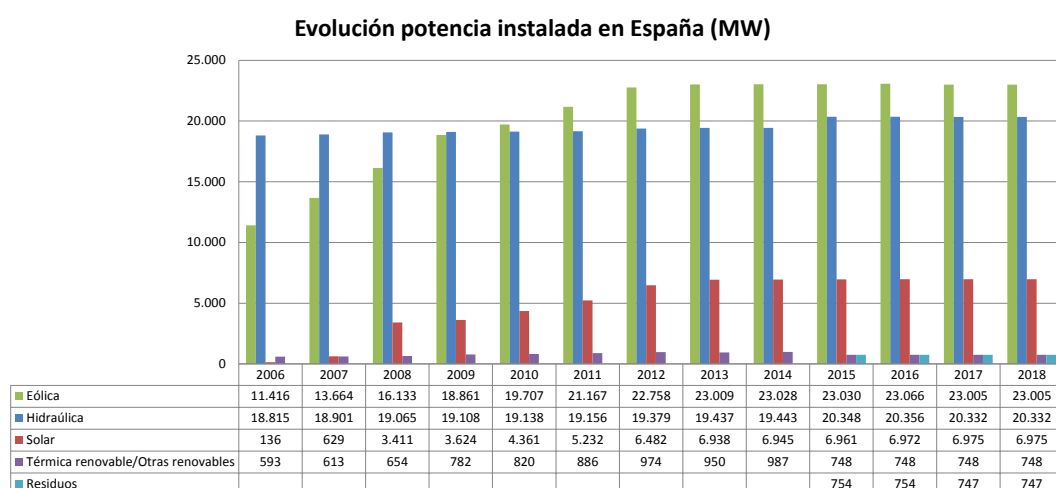
⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Datos a 31 de diciembre.

Tabla 1.2 Potencia eléctrica instalada en España.

Y en el siguiente gráfico podemos ver la evolución de las tecnologías de generación distribuida más usuales. Cabe destacar que se ha considerado la totalidad de la hidráulica al igual que los residuos renovables como no renovables también y en solar se ha considerado fotovoltaica y solar térmica.



Gráfica 1.1 Evolución de potencia instalada en España.

Se puede observar como la tecnología que ha tenido mayor evolución en cuanto a potencia instalada ha sido la energía eólica teniendo instalada en 2006 11416 MW y actualmente en 2018, 23005 MW lo que supone un aumento de 11589 MW. La energía solar también ha evolucionado considerablemente pero en término de potencia instalada es mucho menor que eólica o hidráulica, esta ha pasado de 136 MW hasta 6975 MW, que supone un aumento de 6839 MW. La térmica renovable/otras renovables además de que sigue teniendo valores muy bajos en lo que a potencia instalada nos referimos, a lo largo de los años apenas ha evolucionado 155 MW en los años de los que tenemos información. Los residuos desde su contabilización a partir de 2015 se han mantenido prácticamente constantes.


RED
ELÉCTRICA
 DE ESPAÑA

	Energía Generada (GWh)	Potencia Instalada (MW)
Balance	Total	Total
Hidráulica	39176,95	20356,27058
Nuclear	56098,97	7572,58
Carbón	37491,27	10004,27
Fuel / gas	6764,54	2490,06
Ciclo combinado	29260,40	26669,86
Hidroeléctrica	18,10	11,39
Eólica	47696,67	23066,41085
Solar fotovoltaica	7977,60	4672,61976
Solar térmica	5071,20	2299,4275
Otras renovables	3424,56	748,40341
Cogeneración	25906,62	6459,6157
Residuos	3392,36	754,374
Total	262279,24	105105,2818
Consumos en bombeo	-4819,00	-
Saldo Intercambios	7667,00	-

Tabla 1.3. Potencia instalada y generada para el año 2016.

2. REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Introducción

En los estudios de los sistemas eléctricos ya sea de transmisión o distribución lo más importante es el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente. En estos cálculos se determinan variables tales como la tensión en los nudos, flujos de potencia tanto activa como reactiva en las líneas, pérdidas en transformadores y líneas, etc.

El análisis de los flujos de carga describe el funcionamiento de un sistema de energía. Teniendo en cuenta el valor de ciertas variables eléctricas como las citadas anteriormente. La magnitud más importante es la tensión que existe en las barras del sistema de energía eléctrica, tanto el valor de su módulo como el de su ángulo de fase. Una vez que hemos determinado las tensiones en las barras, se puede calcular fácilmente las intensidades que circulan por cada línea de transporte del sistema. De esta manera, el análisis de los flujos de carga nos dice, a partir de los datos de la cantidad de potencia suministrada y de su lugar de procedencia, cómo circula y qué cantidad de potencia llega a cada barra del sistema de energía

eléctrica. Por ello es importante realizar este análisis pues incide directamente en problemas de operación económica, regulación de tensión... y da lugar a distintas actuaciones como por ejemplo la compensación de energía reactiva.

Los métodos más usuales para el flujo de cargas son Gauss-Seidel y Newton-Raphson pero la problemática es que ambos han sido diseñados para sistemas de transmisión por lo que sus características básicas son: desequilibrios despreciables, transposiciones, alto valor de la relación $\frac{X}{R}$ y susceptancias capacitivas apreciables en las líneas entre otras. Es por ello que para sistemas de distribución no se tengan buenos resultados y surja la necesidad del desarrollo de nuevos algoritmos.

2.2 Características de los sistemas de distribución.

De acuerdo con lo expuesto en [5] las características principales que diferencian a los sistemas de distribución de los de transmisión son:

- Sistemas radiales.
- Distinta variedad de conexiones (monofásicas, bifásicas, etc).
- Cargas de distinta naturaleza, esto es porque se encuentran receptores residenciales, comerciales, industriales, agro-industriales, etc.
- Líneas de resistencia comparables a la reactancia, pues en las líneas de distribución puede predominar el efecto resistivo, al contrario que en transmisión.
- Líneas sin transposiciones. Las líneas de distribución son cortas (menos de 50 km) lo que da lugar a caídas de tensión debido a los acoplamientos entre las fases sean desequilibradas.

Los sistemas de distribución son normalmente radiales, lo que quiere decir que el flujo de potencia parte de un nudo a toda la red. Este nudo principal será una subestación que se encargará de reducir la tensión de transporte, alta tensión, a la de distribución, media tensión. A partir de esta se alimentará a los particulares. En las horas de consumo punta al circular mayor intensidad por tener más demanda se produce una caída de tensión que será tratada mediante el uso de compensadores. En la ilustración 2.1 podemos ver un ejemplo típico y simple de lo que es una red de distribución.

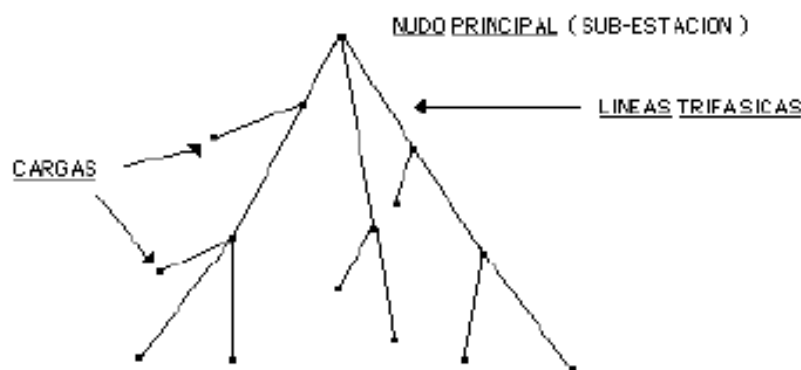


Ilustración 2.1. Ejemplo red de distribución [5].

3. MODELADO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DESEQUILIBRADO

Para el desarrollo de este apartado nos basamos en lo acontecido en la referencia [6].

El sistema de distribución radial desequilibrado se puede modelar como una red de nudos conectados por líneas de distribución (con o sin reguladores de tensión), interruptores o transformadores. Cada nudo también puede tener una carga, un condensador en derivación y/o un generador conectado a él. Este modelo puede representarse mediante una interconexión radial de copias del bloque de construcción básico que muestra en la ilustración 3.1. Como una rama dada puede ser monofásica, bifásica o trifásica cada una de las cantidades etiquetadas es respectivamente un escalar complejo, 2x1 o 3x1 vectores.

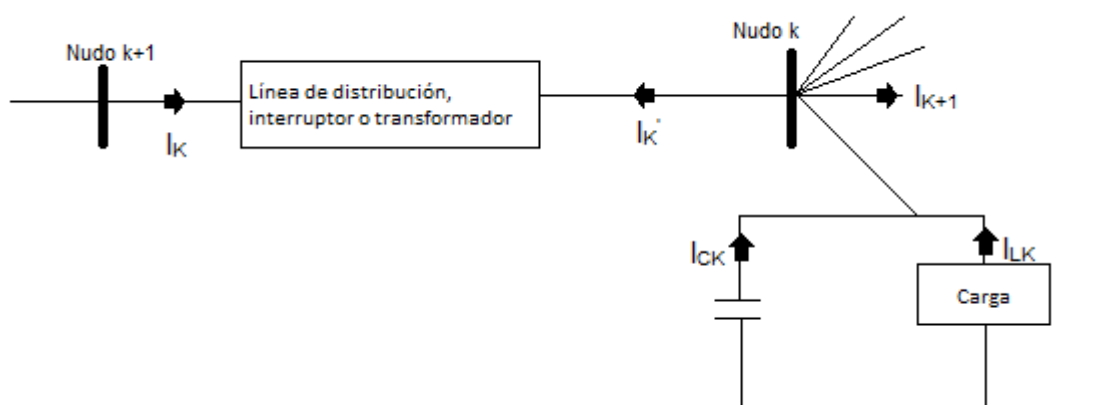


Ilustración 3.1 Sistema básico de distribución [6].

3.1 Modelado de líneas en un sistema de distribución.

Para el análisis de líneas de transmisión hay que hacer dos suposiciones fundamentales:

- Tres fases están equilibradas.
- Transposición de los conductores para lograr parámetros de línea equilibrados.

Sin embargo, en los sistemas de distribución no se dan las suposiciones anteriores. Debido al predominio de cargas monofásicas, la suposición de intensidades trifásicas equilibradas no es aplicable. Las líneas de distribución rara vez se transponen, ni se puede suponer que la configuración del conductor sea un triángulo equilátero. Cuando estas dos suposiciones no son válidas, es necesario introducir un método más preciso para calcular la impedancia de línea.

Partiendo del modelo de distribución de la ilustración 3.2:

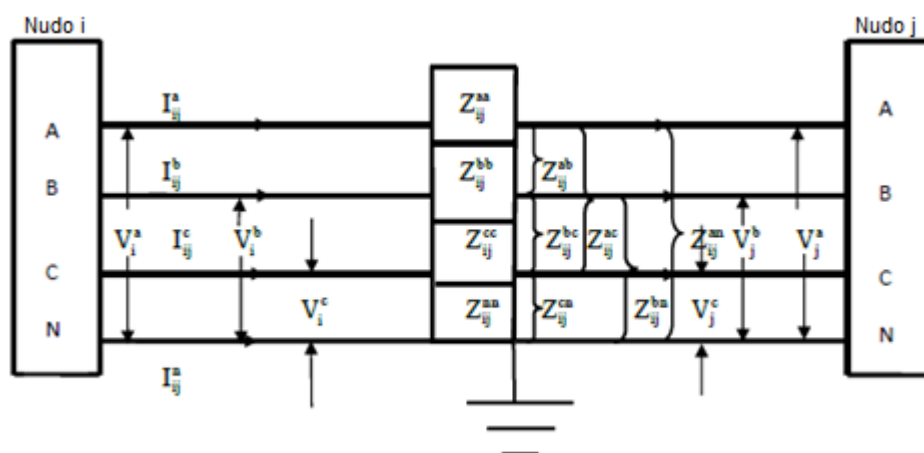


Ilustración 3.2 Modelo de línea de distribución trifásica de cuatro hilos [6].

En el modelo anterior se representan dos nudos que son i y j. Del mismo modo se representa la impedancia de cada fase además de la impedancia entre fases. La tensión de cada fase la podemos representar mediante la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \\ V_i^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \\ V_j^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} z_{ij}^{aa} & z_{ij}^{ab} & z_{ij}^{ac} & z_{ij}^{an} \\ z_{ij}^{ba} & z_{ij}^{bb} & z_{ij}^{bc} & z_{ij}^{bn} \\ z_{ij}^{ca} & z_{ij}^{cb} & z_{ij}^{cc} & z_{ij}^{cn} \\ z_{ij}^{na} & z_{ij}^{nb} & z_{ij}^{nc} & z_{ij}^{nn} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{ij}^a \\ I_{ij}^b \\ I_{ij}^c \\ I_{ij}^n \end{bmatrix}$$

Donde:

$V_x^z =$ tensión de la fase z en el nudo x

$I_{ij}^z =$ intensidad entre los nudos ij de la fase z

$z_{ij}^{zw} =$ impedancia entre los nudos ij de la fase zw

(Fórmula 3.1)

También podemos expresar la matriz anterior de la forma siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_i^{abc} \\ V_i^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_j^{abc} \\ V_j^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{ij}^{abc} & Z_{ij}^n \\ Z_{ij}^{nT} & Z_{ij}^{nn} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{ij}^{abc} \\ I_{ij}^n \end{bmatrix}$$

(Fórmula 3.2)

Si el neutro está conectado a tierra las tensiones V_i^n y V_j^n son iguales por lo que de acuerdo con la fórmula 3.2:

$$I_{ij}^n = -Z_{ij}^{nn-1} * Z_{ij}^{nT} * I_{ij}^{abc}$$

(Fórmula 3.3)

Si sustituimos la fórmula 3.3 dentro de la 3.2 y mediante la ecuación de Kron podemos obtener la tensión y queda de la siguiente forma:

$$V_i^{abc} = V_j^{abc} + Ze_{ij}^{abc} * I_{ij}^{abc}$$

Donde:

$$Ze_{ij}^{abc} = Z_{ij}^{abc} - Z_{ij}^n * Z_{ij}^{nn-1} * Z_{ij}^{nT} = \begin{bmatrix} Ze_{ij}^{aa} & Ze_{ij}^{ab} & Ze_{ij}^{ac} \\ Ze_{ij}^{ba} & Ze_{ij}^{bb} & Ze_{ij}^{bc} \\ Ze_{ij}^{ca} & Ze_{ij}^{cb} & Ze_{ij}^{cc} \end{bmatrix}$$

(Fórmula 3.4)

I_{ij}^{abc} es el vector de intensidad entre los nudos i y j que puede ser igual a la suma de la carga de todos los nudos más allá de la línea entre los nudos i y j más la suma de las intensidades de carga de todos los nudos.

Por lo tanto, la tensión en el nudo j se puede calcular cuando conocemos la tensión en el nudo i reescribiendo la fórmula 3.4:

$$\begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Ze_{ij}^{aa} & Ze_{ij}^{ab} & Ze_{ij}^{ac} \\ Ze_{ij}^{ba} & Ze_{ij}^{bb} & Ze_{ij}^{bc} \\ Ze_{ij}^{ca} & Ze_{ij}^{cb} & Ze_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_j^a \\ I_j^b \\ I_j^c \end{bmatrix}$$

(Fórmula 3.5)

3.2 Cambio de impedancias de fase en impedancias de secuencia.

La matriz de componentes simétricas queda de la siguiente forma:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Donde:

$$a = 1_{120^\circ}$$

(Fórmula 3.6)

Las componentes de fase se pueden cambiar en componentes de secuencia de la siguiente manera:

$$Z_{ij}^{012} = A^{-1} * Z_{ij}^{abc} * A$$

(Fórmula 3.7)

$$V_i^{012} = A^{-1} * V_i^{abc}$$

(Fórmula 3.8)

$$I_{ij}^{012} = A^{-1} * I_{ij}^{abc}$$

(Fórmula 3.9)

3.3 Modelado de cargas en un sistema de distribución.

3.3.1 Modelo de carga concentrada.

En sistemas de distribución, las cargas pueden ser de una, dos o tres fases y pueden ser de 4 tipos según la carga característica.

- Potencia constante: las inyecciones de potencia reactiva y real en el nudo se mantienen constantes. Esta carga corresponde a la aproximación de PQ tradicional en el análisis monofásico.
- Impedancia constante: estos tipos de carga son útiles para modelar carga industriales. La impedancia de la carga se calcula mediante la potencia real y reactiva especificada a la tensión nominal y se mantiene constante.
- Intensidad constante: la magnitud de la intensidad de carga se calcula mediante el valor real y reactivo especificado de potencia y a la tensión nominal que se mantiene constante.
- Cargas complejas.

En este trabajo las cargas consideradas son del tipo de potencia constante y se pueden representar de la siguiente manera:

➤ Cargas conectadas en estrella.

$$IL_i^{fase} = \left(\frac{S_i^{fase-n}}{V_i^{fase-n}} \right)^*$$

Donde:

IL_i^{fase} = intensidad de carga por la fase en el nudo i

S_i^{fase-n} = potencia por fase en el nudo i

V_i^{fase-n} = tensión de fase – neutro en el nudo i

(Fórmula 3.10)

- Cargas conectadas en triángulo.

$$IL_i^{fase} = \left(\frac{S_i^{fase-n}}{V_i^{fase-fase}} \right)^*$$

Donde:

IL_i^{fase} = intensidad de carga por la fase en el nudo i

S_i^{fase-n} = potencia por fase en el nudo i

V_i^{fase-n} = tensión de fase en el nudo i

(Fórmula 3.11)

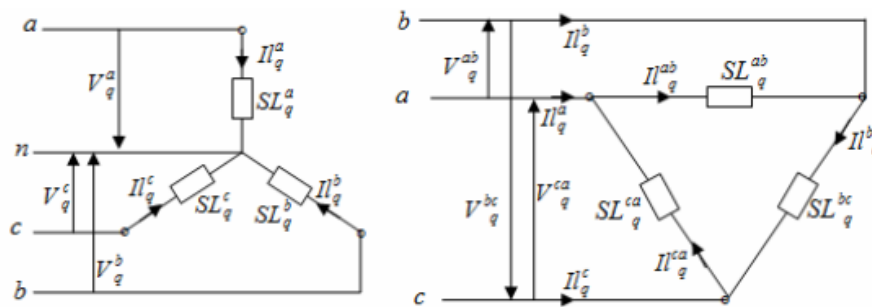


Ilustración 3.3 Modelos de carga en estrella y triángulo [7].

3.3.2 Modelo de carga distribuida.

En ocasiones la alimentación se hace a través de transformadores de distribución hacia varios lugares de la sección de línea. Si cada punto de carga se modela como un nudo habría muchos nudos, es por ello que estas cargas se representan como cargas agrupadas:

- En un cuarto de longitud de línea desde el extremo emisor se crea un nudo ficticio en el que dos tercios de la carga se supone que están conectados.
- Se supone que la carga restante de un tercio está conectada en el nudo del extremo receptor.

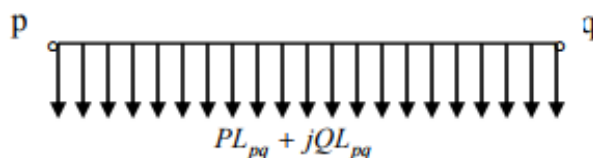


Ilustración 3.4 Modelo de carga distribuida [7].

3.4 Modelado de condensadores.

Los bancos de condensadores se usan comúnmente en sistemas de distribución para ayudar en la regulación de tensión y para proporcionar soporte de potencia reactiva. Los bancos de condensadores se modelan como susceptancias constantes conectadas en estrella o triángulo. De forma similar al modelo de carga, todos los bancos de condensadores se modelan como bancos trifásicos con las intensidades de las fases restantes puestas a cero para los bancos monofásicos y bifásicos.

3.5 Modelado de transformadores.

Según la referencia [8] el transformador trifásico está representado por dos bloques como se muestran en la ilustración 3.5. Un bloque representa la matriz de admitancia debida a la reactancia de dispersión Y_T y el otro bloque modela las pérdidas en el núcleo magnético en función de la tensión en el lado secundario.

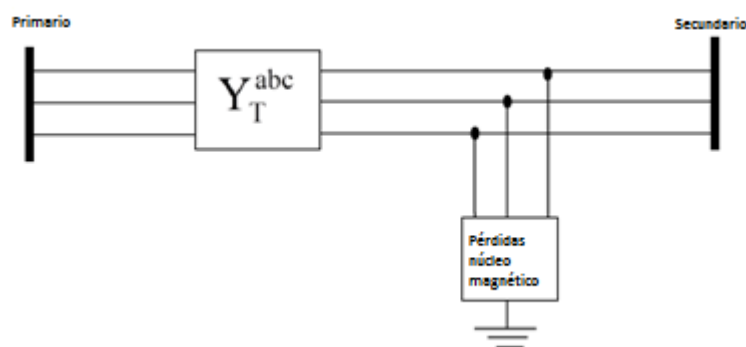


Ilustración 3.5 Modelo de transformador trifásico [8].

Los transformadores trifásicos están modelados por una matriz de admitancia Y_T^{abc} que depende de la conexión de de las tomas primaria y secundaria y la admisión de tomas.

$$Y_T^{abc} = \begin{bmatrix} Y_{pp}^{abc} & Y_{ps}^{abc} \\ Y_{sp}^{abc} & Y_{ss}^{abc} \end{bmatrix}$$

Donde:

$Y_{ps}^{abc}, Y_{sp}^{abc} =$ admitancia mútua de las tomas primaria y secundaria.

$Y_{pp}^{abc}, Y_{ss}^{abc} =$ admitancia propia de las tomas primaria y secundaria.

(Fórmula 3.12)

Las submatrices de la matriz de admitancia para las diferentes conexiones de transformador posibles vienen recogidas en la siguiente tabla, siendo Y conexión estrella, D conexión triángulo y G si hay conexión a tierra:

Conexión del transformador		Admitancia propia		Admitancia mutua	
Nudo i	Nudo j	Y_{pp}^{abc}	Y_{ss}^{abc}	Y_{ps}^{abc}	Y_{sp}^{abc}
Y - G	Y - G	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
Y - G	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y - G	D	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
Y	Y - G	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	D	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^T
D	Y - G	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^T	Y_{III}
D	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^T	Y_{III}
D	D	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

Tabla 3.1 Matriz de admitancia de transformadores según conexión [8].

En la tabla 3.1 las submatrices se corresponden con lo siguiente:

$$Y_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}, Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix}, Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix}$$

Donde:

$y_t =$ admitancia debida a la reactancia de dispersión

(Fórmula 3.13)

4. FLUJO DE CARGAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para este apartado nos serviremos íntegramente en lo que se detalla en la referencia [9] de la bibliografía de este documento.

4.1 Estado del arte.

Como se fue adelantando en los epígrafes anteriores, los métodos habituales para calcular flujos de carga (Gauss-Seidel, Newton-Raphson) no son adecuados para aplicarlos en redes de distribución, es por ello que surge la necesidad de desarrollar metodologías más eficientes que subsanen los problemas de convergencia y resultados derivados de los métodos tradicionales.

Los elementos de la red de distribución se diseñan para funcionar bajo condiciones de equilibrio, por esta razón el flujo de carga a través de los elementos puede ser calculado mediante su equivalente monofásico. Como la red de distribución es trifásica, se debe descomponer en las tres redes de secuencia, pero solo la secuencia positiva es la que se deja notar en el flujo de carga en condiciones equilibradas.

Es por ello que en este apartado se comentarán los métodos que aprovechan la característica radial de los sistemas de distribución y son los llamados métodos de flujo de carga de barrido, de los cuales destacan:

- Método de Suma de Intensidades.
- Método de Suma de Potencias.
- Método de Newton Modificado.

4.2 Método de suma de intensidades.

Se basa en las leyes de Kirchhoff y la relación $\frac{V}{I}$.

-Primera ley de Kirchhoff: La intensidad entrante a un nudo es igual a la suma de las intensidades salientes.

-Segunda ley de Kirchhoff: La suma de los tensiones alrededor de una trayectoria o circuito cerrado debe ser cero.

La primera se aplica en el barrido hacia arriba para hallar las intensidades en cada línea y la segunda se aplica en el barrido hacia abajo para el cálculo de la tensión en los nudos.

Las ecuaciones serían las siguientes:

$$I_N = [A] * I_B,$$

Donde:

I_B : vector de corrientes por cada rama.

I_N : vector de inyección de corrientes nodales.

A : matriz de incidencia de nudo.

(Fórmula 4.1)

$$V_B = [A]^T * V_N$$

Donde:

V_B : vector de tensiones por cada rama.

V_N : vector de tensiones nodales.

(Fórmula 4.2)

$$I_B = [Y_B] * V_B$$

Donde:

Y_B : matriz de admitancias.

(Fórmula 4.3)

Si relacionamos las ecuaciones anteriores entre sí se obtiene:

$$[A] * [Y_B] * [A]^T * V_N = I_N$$

(Fórmula 4.4)

Como la tensión en el nudo Slack (referencia) es conocida y si la red se ordena correctamente (algoritmo nodal) de forma que el nudo fuente sea el primero, la ecuación anterior se modifica y se pueden calcular las tensiones de los nudos siguientes:

$$[A_{N-1}] * [Y_B] * [A_0^T \quad A_{N-1}^T] * \begin{bmatrix} V_0 \\ V_{N-1} \end{bmatrix} = I_{N-1}$$

(Fórmula 4.5)

El tamaño de la matriz de incidencia de los nudos $[A]$ es de $\{N \times B\}$ donde N es el número de barras y B de ramas de la red. Para el caso de sistemas radiales $B=N-1$, esto da lugar a que la matriz reducida $[A_{N-1}]$ sea una matriz cuadrada.

La matriz aumentada $[A]$ se crea de forma tal que una rama aportara un valor de 1 a la posición correspondiente al nudo de envío y un valor -1 a la posición correspondiente al nudo que recibe. Cada columna entonces tendrá únicamente dos elementos distintos de cero con valores de ± 1 , por ello la suma de los elementos de cada columna es cero:

$$[A_0^T] + [A_{N-1}^T] * l_{N-1} = 0$$

Donde:

l_{N-1} : vector columna donde sus elementos son iguales a 1.

(Fórmula 4.6)

Esto permite que la ecuación anterior se puede poner de la forma:

$$[A_{N-1}] * [Y_B] * [A_{N-1}^T] * (V_N - V_0 * l_{N-1}) = I_{N-1}$$

Donde:

V_0 : tensión en el nudo Slack.

(Fórmula 4.7)

La matriz $[Y_B]$ se define por $[A_{N-1}] * [Y_B] * [A_{N-1}^T]$, por ello la ecuación anterior se puede separar en dos para solucionar el flujo de cargas:

$$[A_{N-1}] * [I_B] = I_{N-1}$$

(Fórmula 4.8)

$$[Y_B] * [A_{N-1}^T] * (V_N - V_0 * l_{N-1}) = I_{N-1}$$

(Fórmula 4.9)

La matriz $[A_{N-1}]$ es una matriz triangular superior, si el sistema es ordenado adecuadamente. Resolver I_B es realizar un barrido hacia arriba y resolver V_{N-1} es realizar un barrido hacia abajo.

Es necesario ordenar la red pues sistematiza el proceso de cálculo del flujo de carga a partir de los flujos calculados en las líneas inferiores y de la inyección de intensidad en el nudo que recibe (barrido hacia arriba). También permite calcular la tensión en los nudos inferiores a partir de la tensión en un nudo superior (barrido hacia abajo).

4.2.1 Barrido hacia arriba.

Las líneas del sistema se deben modelar con su equivalente serie. Si se asumen una tensión inicial de 1 pu, se puede calcular la intensidad entre todos los nudos del sistema según el tipo de carga:

-Cargas lineales:

$$I = \left(\frac{P + jQ}{V} \right)^*$$

(Fórmula 4.10)

-Nudos con impedancia constante (filtros):

$$I = \frac{V}{Z}$$

(Fórmula 4.11)

En el caso de que las cargas no sean lineales se usa la función equivalente al modelo de fuente de intensidad para frecuencia fundamental.

Una vez se obtienen las intensidades que circulan entre nudos se calcula el flujo de intensidad por las líneas mediante la ecuación siguiente:

$$I_K = I_{CK} + \sum_i I_{i,K}$$

Donde:

I_K : corriente por la línea k .

I_{CK} : corriente por los elementos conectados al nudo k .

$I_{i,K}$: corriente por la línea i que está conectada al nudo k .

(Fórmula 4.12)

En la siguiente ilustración podemos ver estas intensidades a modo de ejemplo:

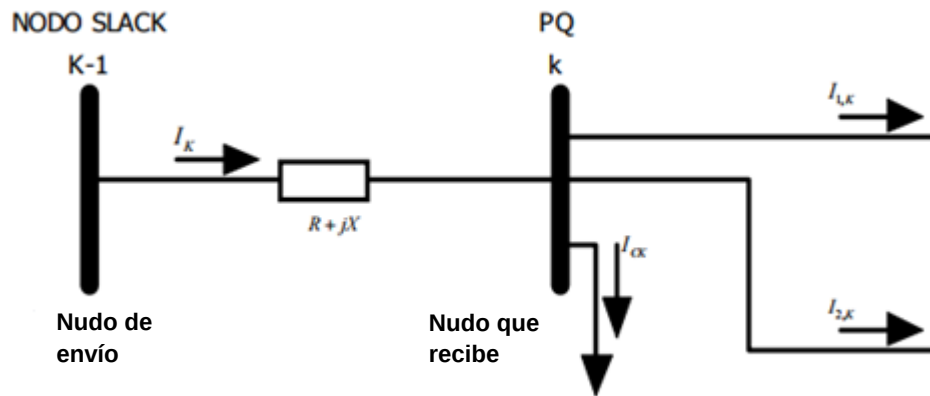


Ilustración 4.1 Ejemplo de intensidades en un sistema de distribución [9].

4.2.2 Actualización del nudo Slack.

Cuando se calculan las intensidad en las líneas siguientes al nudo Slack es necesario corregir la tensión de éste. Para ello se utiliza un modelo tal que así:

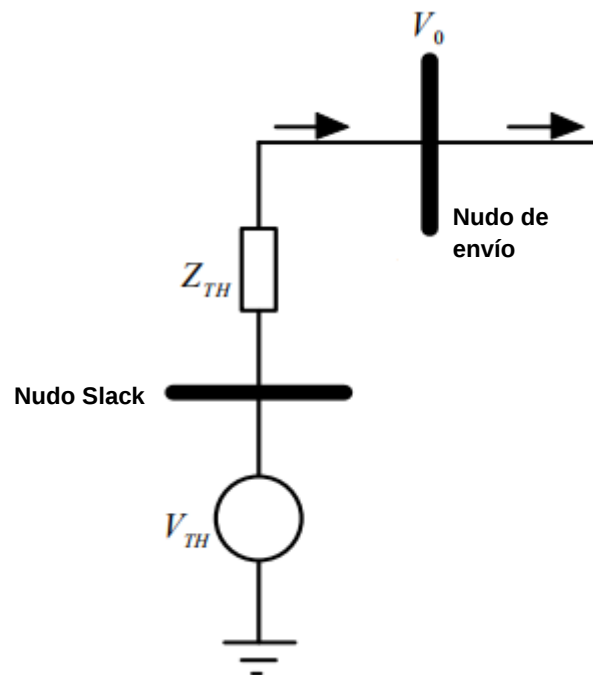


Ilustración 4.2 Equivalente de red de un sistema de distribución [9].

La intensidad en el nudo Slack es igual a la suma de todas las intensidades de elementos del sistema que se obtiene al final del barrido hacia arriba. El valor actualizado de la tensión en el nudo Slack se obtiene:

$$V_0 = V_{TH} - I_{TH} * Z_{TH}$$

(Fórmula 4.13)

4.2.3 Barrido hacia abajo.

Una vez conocemos la tensión en el nudo Slack como se ha indicado previamente en el apartado anterior podemos calcular la tensión en los demás nudos mediante la expresión:

$$V_k = V_{k-1} - I_k * (R + jX)$$

(Fórmula 4.14)

Como la intensidad I_k se conoce ya que se realiza el barrido hacia arriba previamente y la tensión del nudo anterior V_{k-1} se conoce partiendo del nudo Slack podemos calcular la tensión en los nudos siguientes.

A continuación se presenta el proceso iterativo de cálculo de este algoritmo mediante un esquema:

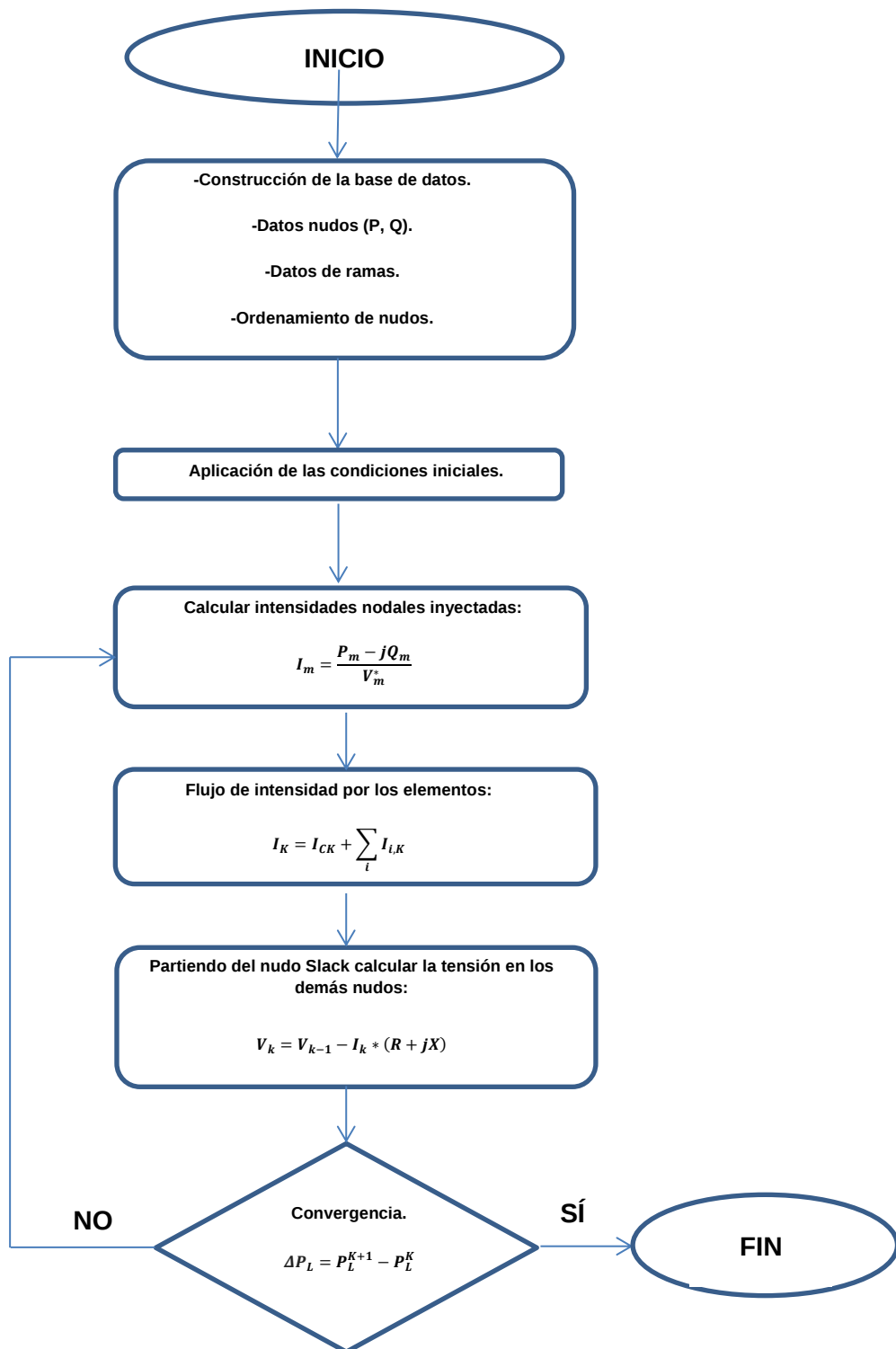


Ilustración 4.3 Esquema algoritmo para el método de suma de intensidades [9].

4.3 Método de suma de potencias.

Este método consiste en analizar cada rama del sistema con la siguiente ecuación que posteriormente analizaremos:

$$V_r^4 + (2 * (PR + QX) - V_s^2) * V_r^2 + (P^2 + Q^2) * (R^2 + X^2) = 0$$

Donde:

V_s : tensión en el nudo de envío.

V_r : tensión en el nudo que se recibe.

P: carga activa.

Q: carga reactiva.

R: resistencia de la línea.

X: reactancia de la línea.

(Fórmula 4.15)

Para su deducción partimos de la siguiente ilustración:

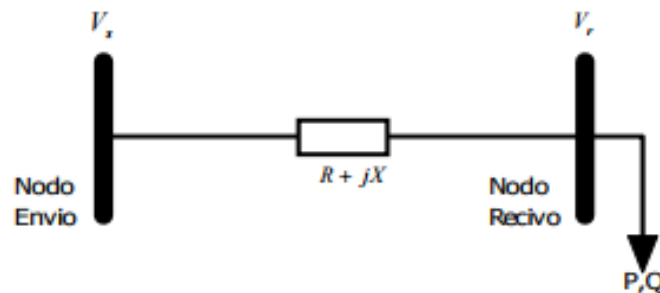


Ilustración 4.4 Rama sistema distribución básico [9].

De la figura anterior se puede obtener las siguientes relaciones (cantidades fasoriales):

$$V_s - V_r = (R + jX) * I$$

(Fórmula 4.16)

Y desarrollando la intensidad en función de la tensión y potencia:

$$V_s - V_r = \frac{(P - jQ) * (R + jX)}{V_r^*}$$

(Fórmula 4.17)

Pasando el término del denominador al otro miembro y haciendo el producto escalar:

$$V_s * V_r * [\cos(\vartheta_s - \vartheta_r) + j\sin(\vartheta_s - \vartheta_r)] - V_r^2 = (P - jQ) * (R + jX)$$

(Fórmula 4.18)

Separando partes reales y partes imaginarias se obtiene:

$$V_s * V_r * [\cos(\vartheta_s - \vartheta_r)] - V_r^2 = PR + QX$$

(Fórmula 4.19)

$$V_s * V_r * [\sin(\vartheta_s - \vartheta_r)] - V_r^2 = PX - QR$$

(Fórmula 4.20)

Si elevamos al cuadrado las expresiones 4.19 y 4.20 y la sumamos se obtiene la ecuación 4.15 del flujo de carga que se presentaba al principio del apartado.

Las pérdidas que se producen en la rama se resuelven de la siguiente manera:

$$L_k = (V_s - V_r) * I^*$$

Donde:

L_k : pérdidas de potencia compleja en la rama k .

(Fórmula 4.21)

Si queremos obtener la pérdida activa y la reactiva:

$$L_{pk} = \frac{R * (P^2 + Q^2)}{V_r^2}$$

Donde:

L_k: pérdidas de potencia activa en la rama k.

(Fórmula 4.22)

$$L_{qk} = \frac{X * (P^2 + Q^2)}{V_r^2}$$

Donde:

L_k: pérdidas de potencia reactiva en la rama k.

(Fórmula 4.23)

Para resolver el flujo de carga se representa el resto de la red del lado de la carga por medio de su equivalente, el cual es la potencia total (incluyendo las pérdidas en las ramas) tanto activa como reactiva. Para lograrlo se debe calcular la carga acumulada que cada nudo debe alimentar, además de su carga propia. El proceso de cálculo es iterativo debido a que no se conocen las pérdidas de la red.

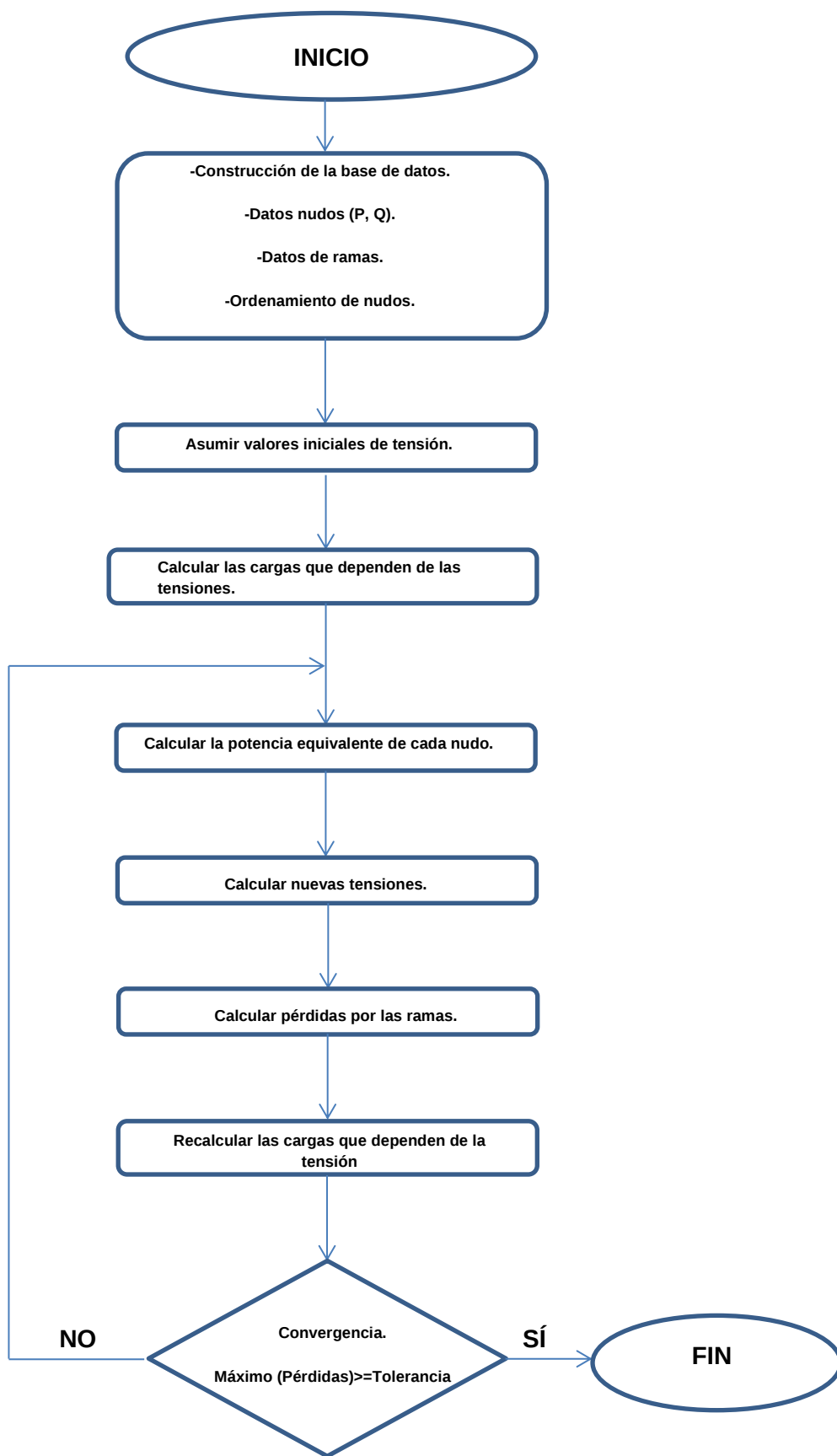


Ilustración 4.5 Esquema algoritmo para el método de suma de potencias [9].

4.4 Método modificado de Newton para sistemas radiales.

El método de Newton tradicional trata la variación de tensión y ángulo de cada barra mediante la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

(Fórmula 4.24)

Los elementos del jacobiano son los siguientes:

$$H_{ij} = -V_i * V_j * (G_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij} - B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.25)

$$H_{ii} = V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * (G_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij} - B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij})$$

(Fórmula 4.26)

$$N_{ij} = -V_i * V_j * (G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} + B_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.27)

$$N_{ii} = -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * (G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} - B_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij}) - 2 * V_i^2 * G_{ii}$$

(Fórmula 4.28)

$$J_{ij} = V_i * V_j * (G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} + B_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.29)

$$J_{ii} = -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * (G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} + B_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij})$$

(Fórmula 4.30)

$$L_{ij} = -V_i * V_j * (G_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij} - B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.31)

$$L_{ii} = -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * (G_{ij} * \text{Sen}\theta_{ij} - B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}) + 2 * V_i^2 * B_{ii}$$

(Fórmula 4.32)

$G_{ij} + jB_{ij}$ es el elemento ij de la matriz de admitancia. Dado que la diferencia de tensión entre dos nudos adyacentes es pequeña para redes de distribución sin elementos shunt, los elementos de la matriz jacobiana se pueden aproximar a:

$$H_{ij} \approx V_i * V_j * B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.33)

$$H_{ii} \approx -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * B_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}$$

(Fórmula 4.34)

$$N_{ij} \approx -V_i * V_j * G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.35)

$$N_{ii} \approx V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}$$

(Fórmula 4.36)

$$J_{ij} \approx V_i * V_j * G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij} \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.37)

$$J_{ii} \approx -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * G_{ij} * \text{Cos}\theta_{ij}$$

(Fórmula 4.38)

$$L_{ij} \approx V_i * V_j * B_{ij} * \cos\theta_{ij} \quad j \neq i$$

(Fórmula 4.31)

$$L_{ii} \approx -V_i * \sum_{j \in j, j \neq i} V_j * B_{ij} * \cos\theta_{ij}$$

(Fórmula 4.32)

Las ecuaciones anteriores muestran las fórmulas para calcular las submatrices H, N, J y L. Todas presentan las mismas propiedades (simétricas y patrón disperso) que la matriz de admitancia y por ello se pueden formular como:

$$H = L = A_{n-1} * D_B * A_{n-1}^T$$

(Fórmula 4.33)

$$J = -N = A_{n-1} * D_G * A_{n-1}^T$$

(Fórmula 4.34)

Donde D_B y D_G son matrices diagonales cuyos elementos son $V_i * V_j * B_{ij} * \cos\theta_{ij}$ y $V_i * V_j * G_{ij} * \cos\theta_{ij}$ respectivamente por lo que:

$$\begin{bmatrix} A_{n-1} & A_{n-1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} D_B & D_G \\ D_G & D_B \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} A_{n-1}^T & A_{n-1}^T \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta}{V} \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

(Fórmula 4.35)

A partir de la expresión 4.35 definimos:

$$\dot{E} = \Delta\theta + j \frac{\Delta V}{V}$$

(Fórmula 4.36)

$$\dot{S} = \Delta P + j\Delta Q$$

(Fórmula 4.37)

$$\dot{W} = D_B + jD_G$$

(Fórmula 4.38)

$$A_{n-1} * \dot{W} * A_{n-1}^T * \dot{E} = \dot{S}$$

(Fórmula 4.38)

$$A_{n-1} * \dot{S}_L = \dot{S}$$

(Fórmula 4.39)

$$\dot{W} * A_{n-1}^T * \dot{E} = \dot{S}_L$$

(Fórmula 4.40)

Donde 4.39 es un barrido hacia atrás y 4.40 es un barrido hacia delante. Para hallar $\dot{E}$ (errores en cada barra) en 4.40 la matriz $\dot{W}$ puede invertirse para cada línea y es llamada la impedancia equivalente de línea:

$$Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}$$

Donde:

$$R_{eq} = \frac{R_{ij}}{V_i * V_j * \cos\theta_{ij}}$$

$$X_{eq} = \frac{X_{ij}}{V_i * V_j * \cos\theta_{ij}}$$

R_{ij} y X_{ij} son la resistencia y reactancia de la línea ij respectivamente.

(Fórmula 4.41)

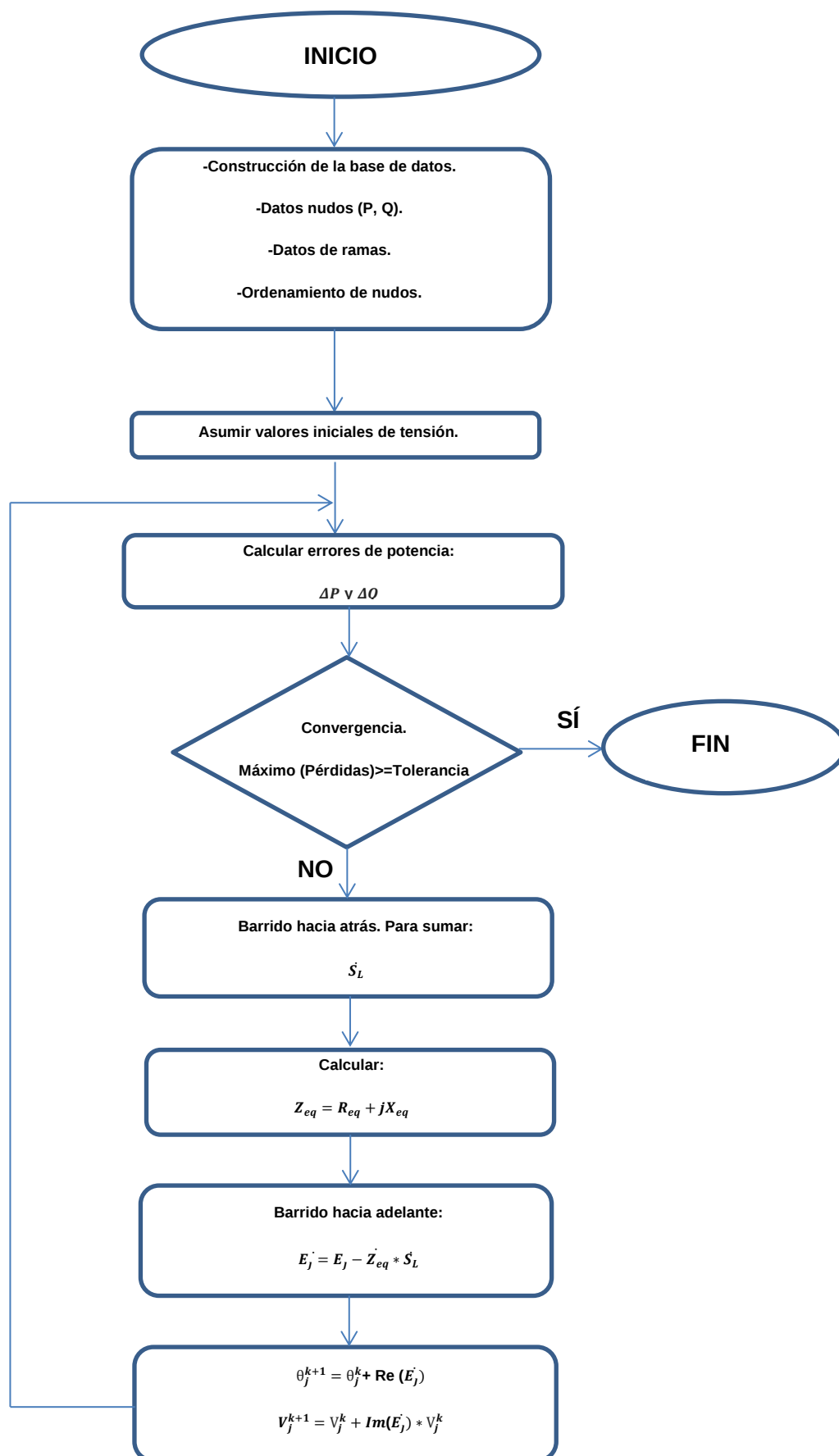


Ilustración 4.6 Esquema algoritmo Newton-Raphson modificado para sistemas radiales [9].

5. APLICACIONES A REDES Y RESULTADOS

5.1 Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

En este apartado comenzaremos analizando redes de distribución reales proporcionadas por la entidad “Institute of Electrical and Electronics Engineers” (IEEE). Según se cita en su sitio web IEEE es una organización sin ánimo de lucro, la mayor asociación del mundo para el desarrollo tecnológico. Su nombre completo es el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.



Ilustración 5.1 Logotipo IEEE [10].

Proporciona una gran fuente de información, recursos y servicios técnicos y profesionales. Sirve de apoyo para numerosos estudiantes universitarios.

Algunos de sus número son los siguientes:

- Más de 423.000 miembros en más de 160 países, más del 50 % de los cuales son de fuera de los Estados Unidos.
- Más de 117.000 miembros estudiantes.
- 334 secciones en diez regiones geográficas de todo el mundo.
- 2.116 capítulos que unen a miembros locales con intereses técnicos similares.
- 3.005 ramas de estudiantes en colegios y universidades en más de 100 países.
- 1.481 capítulos de ramas de estudiantes de sociedades técnicas de IEEE.
- 486 grupos de afinidad; Los grupos de afinidad IEEE son subunidades no técnicas de una o más secciones o un consejo. Las entidades de patentes del grupo de afinidad son la Red de Consultores de IEEE-USA,

Jóvenes Profesionales (YP), Mujeres en Ingeniería (WIE), Miembros de Vida (LM) e IEEE Entrepreneurship.

- Más de 4 millones de documentos en la biblioteca digital IEEE Xplore®, con más de 8 millones de descargas al mes.

5.2 Neplan

Se trata de un software que se utiliza en redes de calefacción, gas, agua y electricidad para simular, planear, optimizar y analizar. En lo que a las redes eléctricas se refiere es capaz de tratar tanto redes de transmisión como de distribución, faltas, etc. Además de funcionar de manera fácil con energías renovables y aplicaciones Smart Grid.

Para redes eléctricas tiene funciones a desarrollar tales como selección de cables, estabilidad de tensión, ubicación óptima de condensadores, flujo de carga óptimo, ubicación óptima de capacitadores, flujo de carga óptimo, flujo de carga, análisis de cortocircuito, líneas acopladas entre otras.

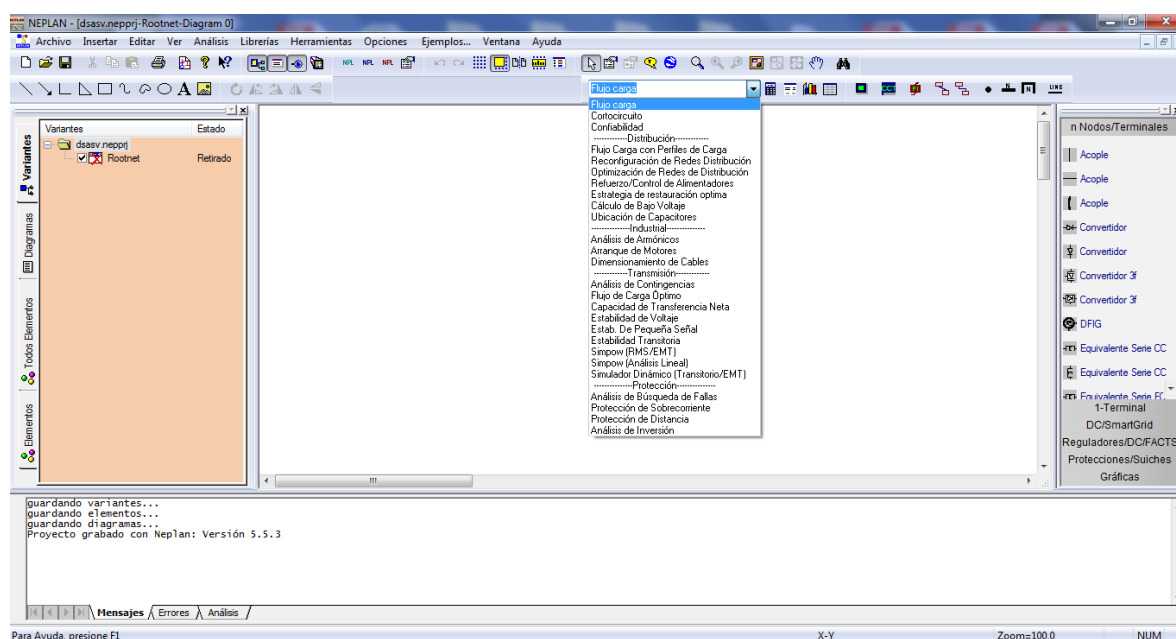


Ilustración 5.2 Pantalla principal Neplan.

5.3 Red de distribución IEEE 13-bus feeder.

En este caso se analiza la red de distribución IEEE de 13 nudos. Este modelo de circuito es muy pequeño, opera a 4,16 kV. Se caracteriza por ser corto, relativamente cargado, un solo regulador de tensión en la subestación, líneas aéreas

y subterráneas, condensadores en derivación, un transformador en línea y carga desequilibrada. Su esquema es el siguiente:

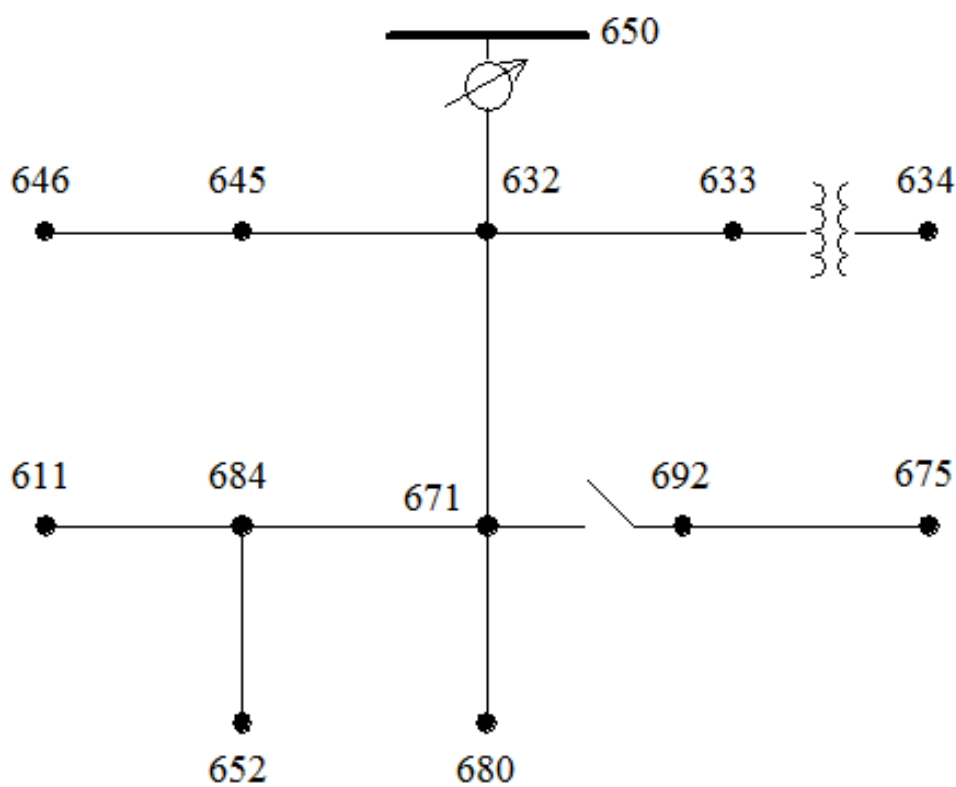


Ilustración 5.3 Esquema red de distribución IEEE-13 [11].

Como se puede observar cuenta con 13 nudos, 10 líneas, un regulador de tensión, un transformador, un interruptor y diferentes cargas. A continuación se muestran las características de cada elemento de la red.

El sistema de prueba de IEEE 13-bus se considera como un sistema de prueba estándar para ser utilizado, que tiene una función desafiante de administración de tensión, ya que exhibe problemas de tensión extrema. Está hecho de media (1 kV a 44 kV) y baja tensión (50 V a 1 kV), es uno de los cuatro modelos de distribución estándar desarrollado por el análisis del sistema de energía de la IEEE; el alimentador de prueba es corto y carga relativamente alta para una alimentación de 4,16 kV y la carga total de la red es 4,054 MVA. Tiene varios componentes clave del sistema de distribución tales como líneas aéreas, cargas puntuales y distribuidas, transformadores de subestaciones, cargas conectadas en estrella y triángulo, mezcla de cargas de potencia activa constante, reactiva, constante impedancia e intensidad, condensador shunt en nudos y regulador de tensión. Es muy indicativo

de los tipos de sistemas de distribución en uso hoy en día y es un sistema de prueba estándar. Un transformador reductor está conectado a los nudos 633 y 634 que pasa de 4,16 kV a 480 V. Solamente el nudo 634 está a 480 V, todos los otros buses reciben 4,16 kV, este alimentador multifásico no equilibrado consiste en tres fases (nudos 632, 633, 634, 671, 692 y 675), dos fases (nudos 645, 646 y 684) y secciones de una sola fase (nudos 611 y 652).

5.3.1 Datos de configuración de elementos IEEE-13.

Se muestran a continuación los datos que proporciona IEEE para el estudio de esta red.

Datos de configuración de línea aérea:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Tabla 5.1 Configuración de línea aérea [11].

La siguiente tabla muestra la configuración de conductores:

1	2	3	4	5	6
1,000	AA	0.105	1.15	0.0368	698
556.5	ACSR	0.1859	0.927	0.0313	730
500	AA	0.206	0.813	0.026	483
336.4	ACSR	0.306	0.721	0.0244	530
250	AA	0.410	0.567	0.0171	329
# 4/0	ACSR	0.592	0.563	0.00814	340
# 2/0	AA	0.769	0.414	0.0125	230
# 1/0	ACSR	1.12	0.398	0.00446	230

Tabla 5.2 Datos de conductores IEEE [11].

Donde:

1-Tamaño del conductor en AWG o kcmil.

2-Tipo de conductor (AA: aluminio, ACSR: conductor de aluminio reforzado con acero, CU: cobre).

3-Resistencia para 60 Hz a 50°C ($\frac{\Omega}{milla}$).

4-Diámetro exterior del conductor (pulgadas).

5-Radio medio geométrico (pies).

6-Intensidad máxima admisible a 50°C (amperios).

Donde el espaciado de las líneas (Spacing) viene dado por la siguiente representación:

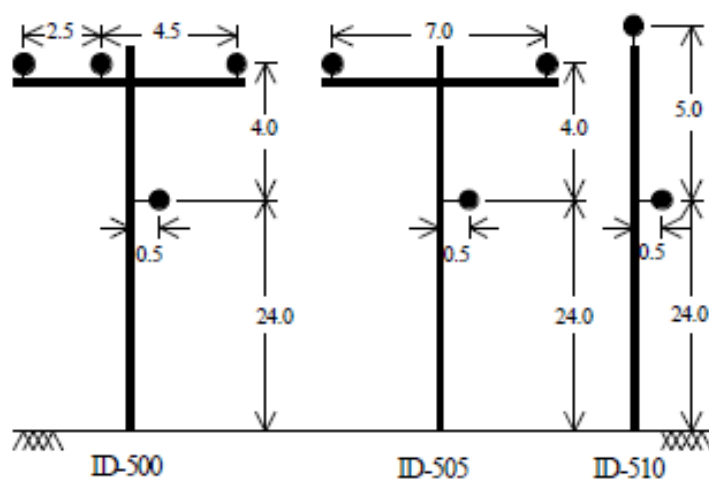


Ilustración 5.4 Configuración de espaciado de líneas aéreas [11].

Datos de configuración de línea subterránea:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Tabla 5.3 Configuración de líneas subterráneas [11].

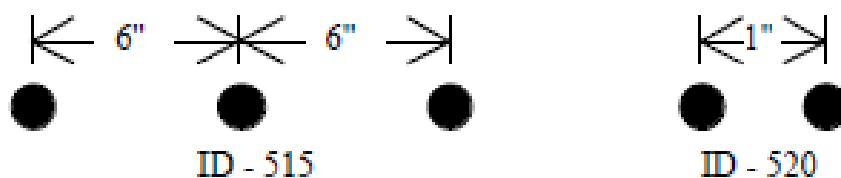


Ilustración 5.5 Configuración de espaciado de líneas subterráneas [11].

Datos de los segmentos:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Sw itch
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabla 5.4 Datos de segmentos [11].

Datos de transformadores:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

Tabla 5.5 Datos de transformadores [11].

Datos de condensadores shunt:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Tabla 5.6 Datos de condensadores shunt [11].

Datos del regulador de tensión:

Regulator ID:	1		
Line Segment:	650 - 632		
Location:	50		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3
X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Tabla 5.7 Datos regulador de tensión [11].

Datos de cargas puntuales:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabla 5.8 Datos cargas puntuales [11].

Se observa como en la columna 'Model' se muestra el tipo de conexión y el tipo de carga siendo estas:

- Conexión: Y-estrella, D-triángulo.
- Modelo de carga: PQ-potencia constante, Z-impedancia constante, I-intensidad constante.

Datos de cargas distribuidas:

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tabla 5.9 Datos cargas distribuidas [11].

Datos de impedancias para cada configuración de línea:

Configuration 601: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.42360.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.3375 1.0478 0.1535 0.3849 0.3414 1.0348 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849 0.7436 1.2112 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591 B in micro Siemens per mile 6.2998 -1.9958 -1.2595 5.9597 -0.7417 5.6386	Configuration 602: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.42360.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.3375 1.0478 0.1535 0.3849 0.3414 1.0348 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849 0.7436 1.2112 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591 B in micro Siemens per mile 6.2998 -1.9958 -1.2595 5.9597 -0.7417 5.6386	Configuration 603: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.42360.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.3375 1.0478 0.1535 0.3849 0.3414 1.0348 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849 0.7436 1.2112 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591 B in micro Siemens per mile 6.2998 -1.9958 -1.2595 5.9597 -0.7417 5.6386
Configuration 604: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3282 1.3475 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 B in micro Siemens per mile 4.6658 0.0000 -0.8999 0.0000 0.0000 4.7097 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 4.5193 0.0000 0.0000 96.8897 0.0000 0.0000 96.8897 96.8897	Configuration 605: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3282 1.3475 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 B in micro Siemens per mile 4.6658 0.0000 -0.8999 0.0000 0.0000 4.7097 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 4.5193 0.0000 0.0000 96.8897 0.0000 0.0000 96.8897 96.8897	Configuration 606: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3294 1.3471 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.3282 1.3475 0.0000 0.0000 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 B in micro Siemens per mile 4.6658 0.0000 -0.8999 0.0000 0.0000 4.7097 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 4.5193 0.0000 0.0000 96.8897 0.0000 0.0000 96.8897 96.8897
Configuration 607: $Z (R + jX)$ in ohms per mile 1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 B in micro Siemens per mile 88.9912 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000		

Tabla 5.10 Datos impedancias para distintas configuraciones de línea [11].

5.3.2 Ejemplos de dimensionado de elementos en Neplan.

A continuación se muestran imágenes de la configuración de los elementos más importantes de la red:

- **Nudo.** Para insertar un nudo se puede hacer desde el menú de atajos o sobre la barra de herramientas en el comando insertar. Se puede elegir entre punto, barra o polígono además de si el nudo es de corriente continua o alterna. En este caso se escogerá nudo de corriente alterna y de tipo punto.

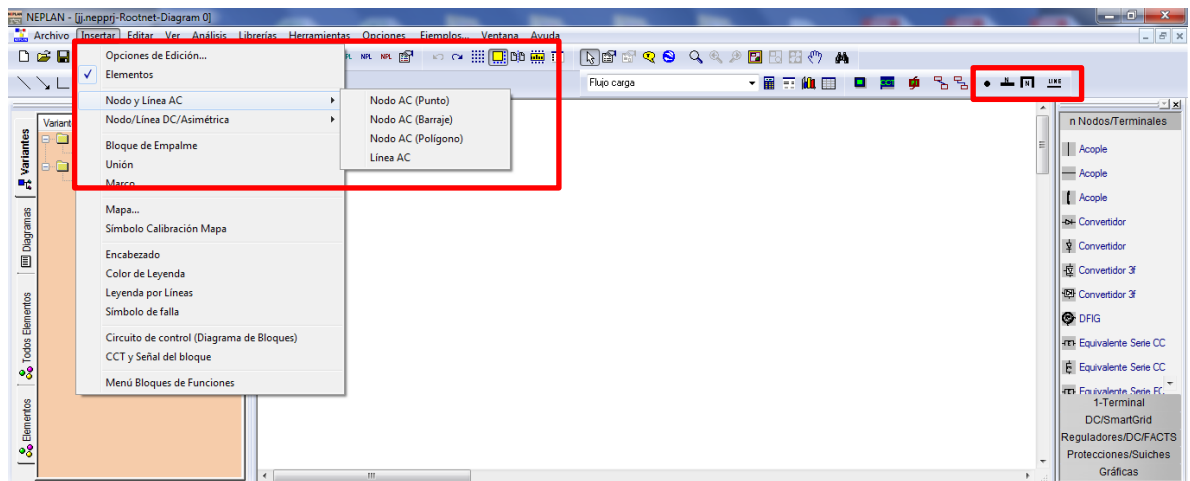


Ilustración 5.6 Insertar nudo en Neplan (1).

Los datos a introducir son la tensión de operación y la frecuencia de la red, además de los datos sobre el arco eléctrico si se quisiera pero estos no son relevantes para los resultado del flujo de cargas:

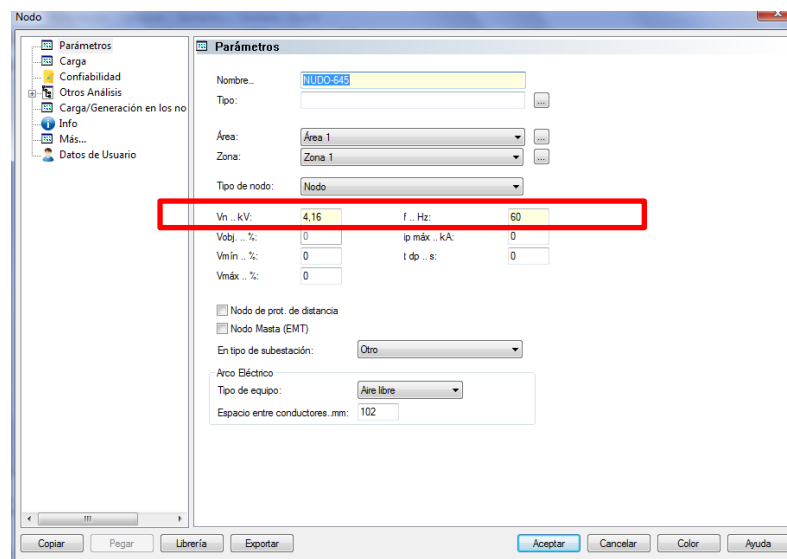


Ilustración 5.7 Insertar nudo en Neplan (2).

- Línea. Se puede introducir de la misma manera que los nudos, no obstante cuando se trata de líneas asimétricas solo se permite hacer mediante insertar en la barra de herramientas:

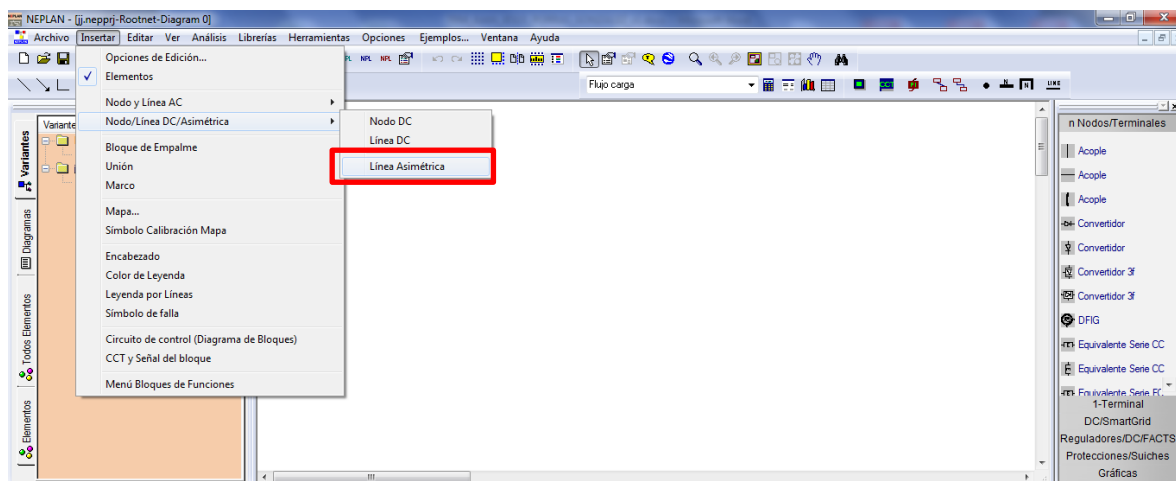


Ilustración 5.8 Insertar línea en Neplan (1).

En este caso al ser las líneas asimétricas hay que introducir las impedancias y capacitancias tanto de fase como entre fase. También hay que introducir la longitud en las unidades que se quiera y el número de líneas, que corresponde al número de líneas en paralelo que habría entre los dos nudos por los que va la línea.

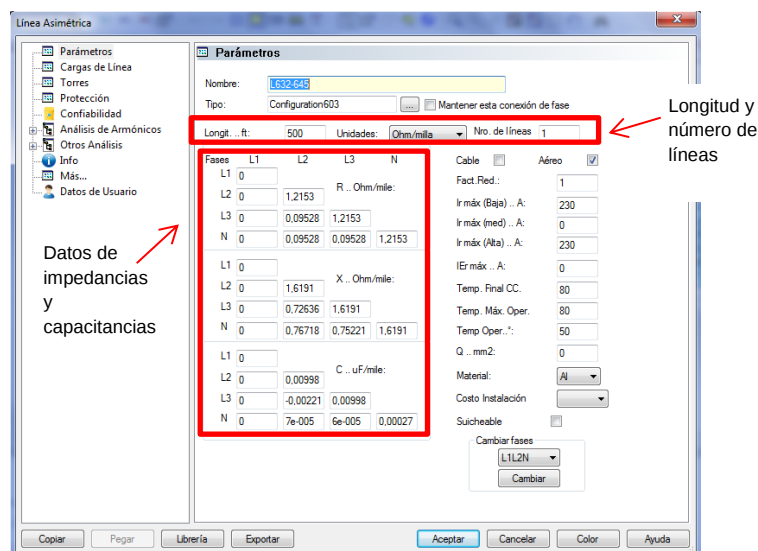


Ilustración 5.9 Ejemplo diseño línea 632-645

Los parámetros que quedan son los siguientes:

- Elegir si la línea es aérea o cable, esta última opción indicaría que se trata de un cable aislado.
- Factor de reducción: con este valor se corrigen las intensidades máximas y mínimas que pueden circular por la línea al multiplicarse por este factor y que se introducen a continuación.
- Temperatura final de CC, temperatura máxima de operación y temperatura media de operación. Si no se introducen su valor por defecto es de 60 °C.
- Q, sección transversal del conductor de fase en mm^2 . No será necesario introducirlo para nuestro caso.
- Material que se solicite y coste de la inversión en caso de hacer estudios financieros.
- Suicheable. Se utiliza para indicar que la línea se puede utilizar la reconfiguración de la red mediante un interruptor lógico. Las líneas presentan dos interruptores lógicos, uno al inicio y otro al final. Tampoco se utiliza esta opción para este caso.

Por último es necesario indicar que fases están activas en las líneas según se necesite o venga impuesto por las solicitudes de carga. Estos se selecciona en la siguiente ventana:

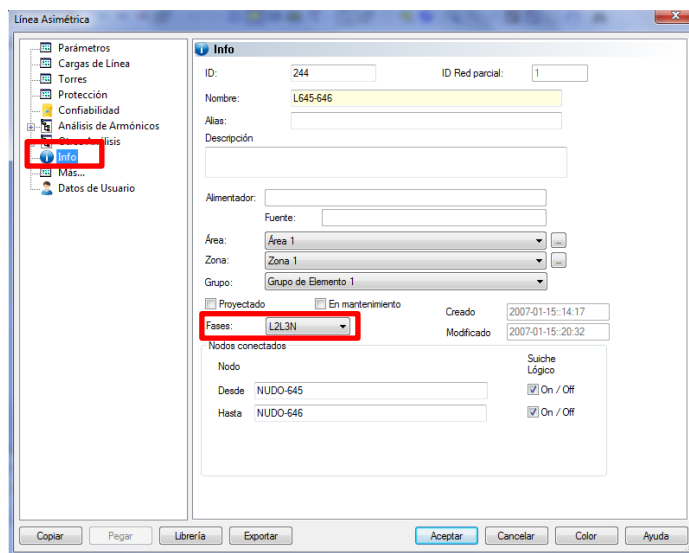


Ilustración 5.10 Insertar línea en Neplan (2).

Cabe destacar que los datos de las distintas configuraciones de conductores vienen en las librerías de Neplan para ser utilizadas sin necesidad de crearlas.

- Transformador. Seleccionamos el siguiente transformador en el menú de elementos porque es el que se ajusta a las exigencias de la red:

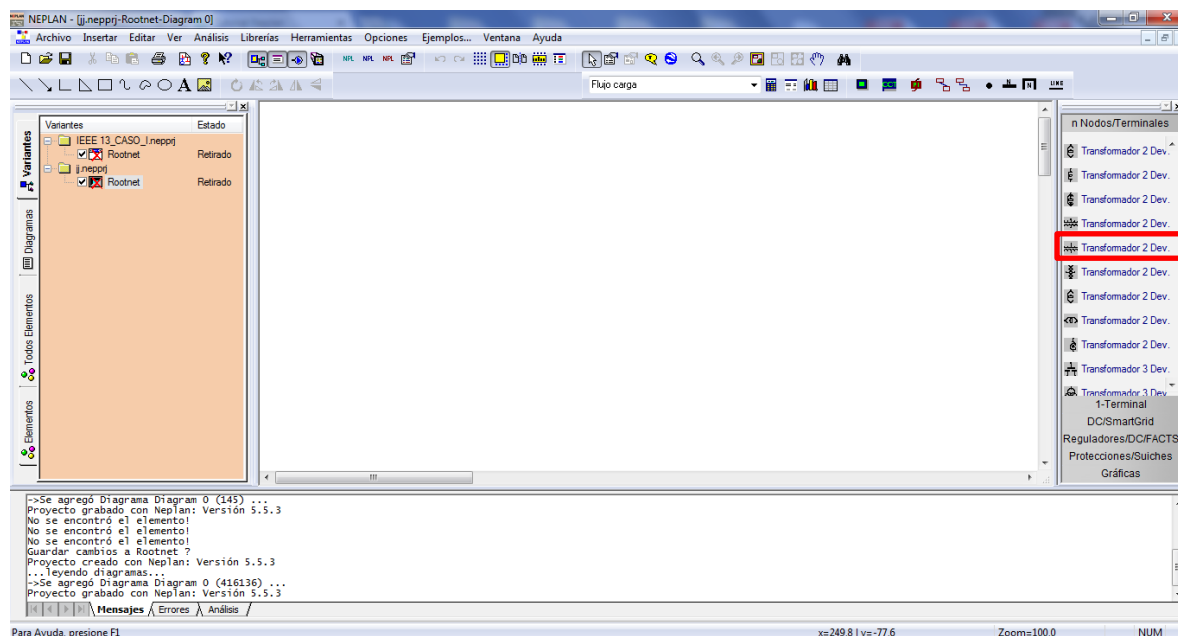


Ilustración 5.11 Insertar transformador en Neplan (1).

El transformador que se encuentra encima del seleccionado es de idénticas características, la única diferencia es que es más pequeño a efectos de dibujo.

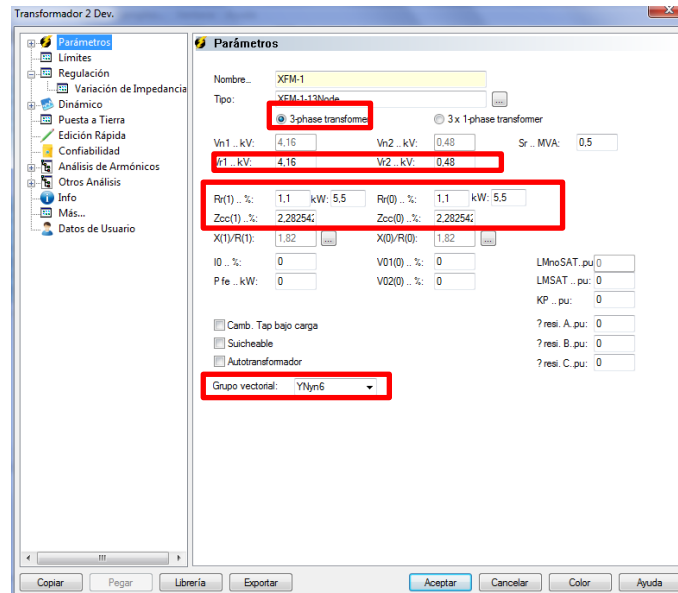


Ilustración 5.12 Ejemplo diseño XFM-T1

Los parámetros que se necesitan introducir para los modelos son los siguientes:

-Elegir si se quiere un transformador de 3 fases o un transformador para cada fase.

- V_{n1} , V_{n2} son los valores de tensión nominal de los devanados primario y secundario pero solo para información en las etiquetas. Los valores para los cálculos son V_{r1} y V_{r2} .

- S_r , potencia nominal del transformador.

- R_{r1} , pérdidas nominales en el cobre para secuencia positiva.

- Z_{cc1} , tensión de cortocircuito nominal de secuencia positiva en % respecto a S_r y V_{r1} .

- R_{r0} , pérdidas nominales en el cobre para secuencia cero.

-Zcc0, tensión de cortocircuito nominal de secuencia cero en % respecto a S_r y V_{r1} .

-Elegir grupo vectorial.

En este caso no precisa de regulación por lo que no hay que ajustar los tap.

- Cargas. Hay que elegir el tipo de carga y en función del tipo elegido se introducen unos datos u otros.

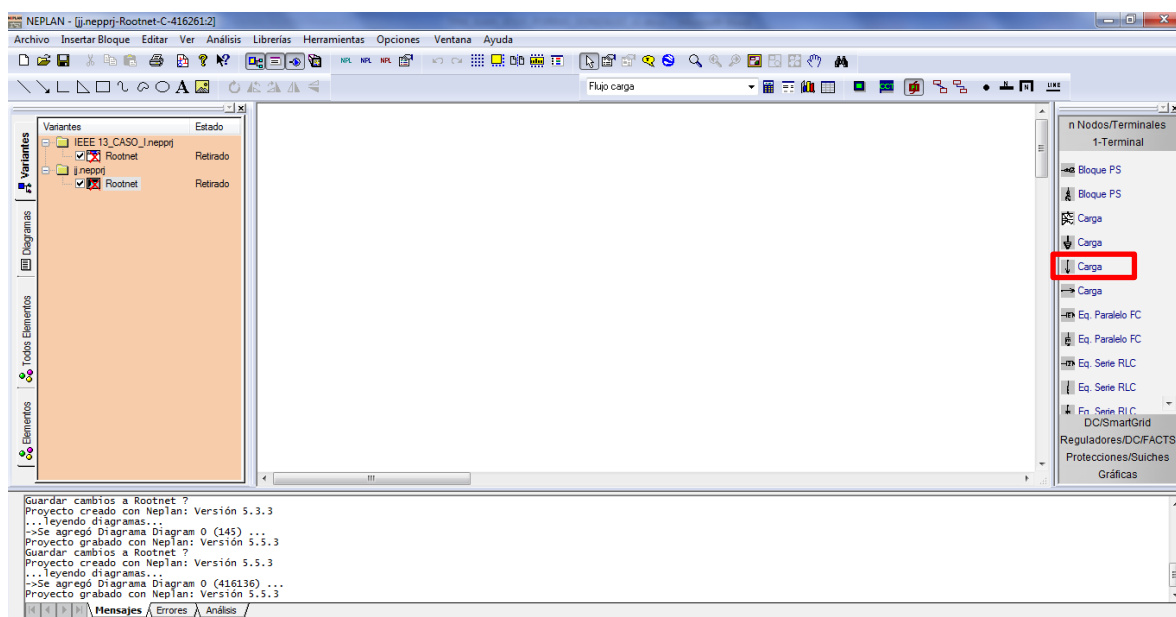


Ilustración 5.13 Insertar carga en Neplan (1).

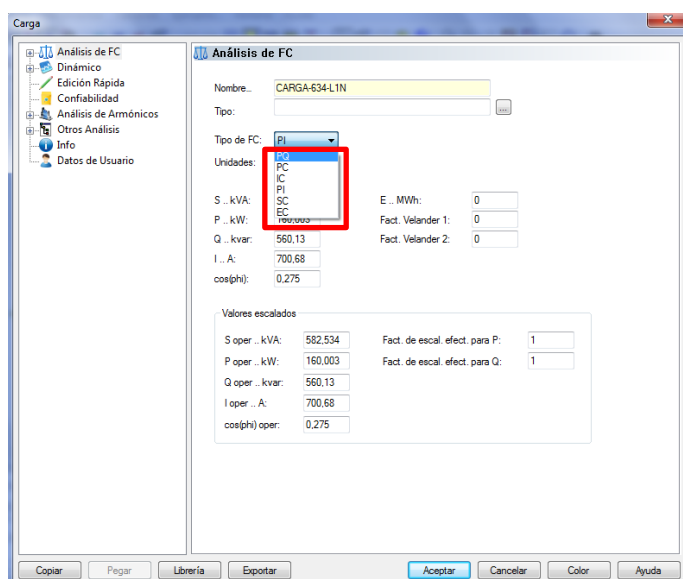


Ilustración 5.14 Insertar carga en Neplan (2).

-Según se elija se podrá introducir dos valores correspondiendo P con potencia activa, Q con potencia reactiva, S con potencia aparente, I con intensidad, C con $\cos \varphi$ y E con energía, en las unidades que se quiera. Cuando se introduzcan dos datos, los demás se determinan de forma autónoma.

-Hay que elegir las fases a las que se conecta cada carga en la pestaña info.

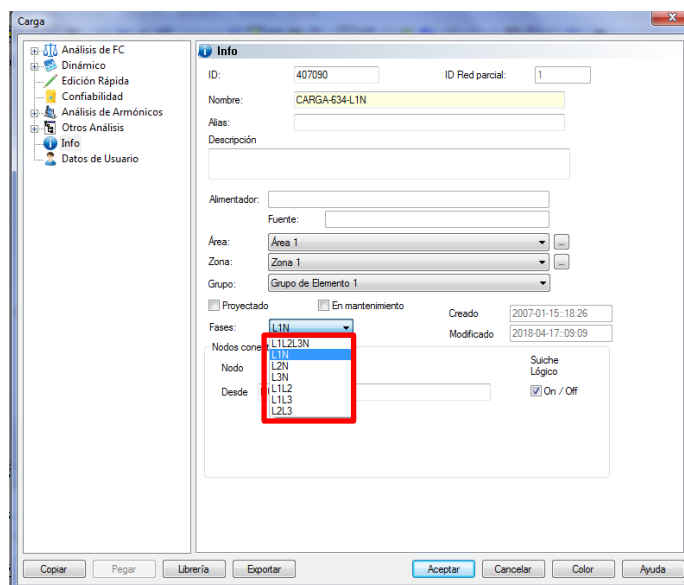


Ilustración 5.15 Insertar carga en Neplan (3).

En el caso de que la carga no se comporte de manera constante hay que aplicarle un factor de escalonamiento, para adjudicarlo solamente basta con insertarlo:

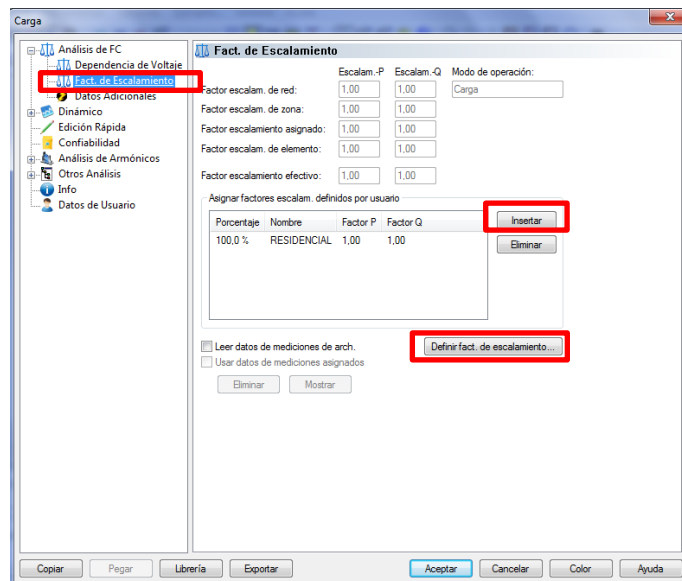


Ilustración 5.16 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (1).

Para crear una curva habría que seleccionar la pestaña de definir factor de escalonamiento:

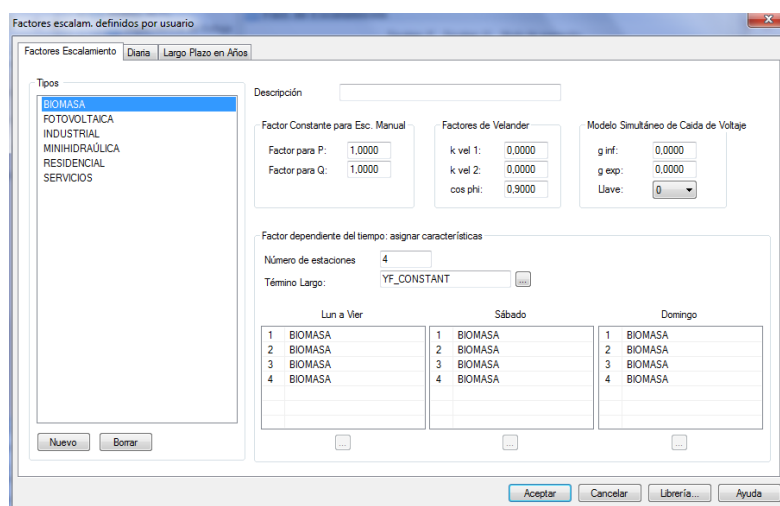


Ilustración 5.17 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (2).

En la ventana que aparece se ajustan los perfiles según estaciones del año y según el día de la semana para cada curva.

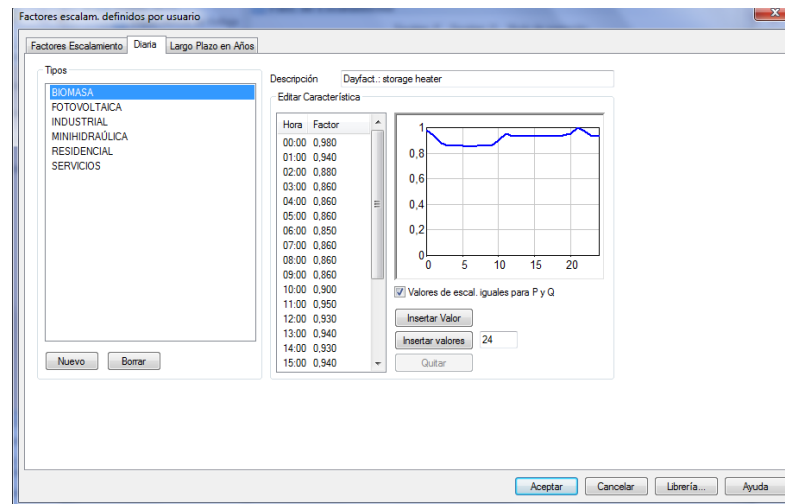


Ilustración 5.18 Insertar curva de escalonamiento en Neplan (3).

En la pestaña diaria se ajusta el factor que multiplicará a la carga para cada hora y se visualiza la forma que tendría la curva.

Posteriormente se ajustan los parámetros para el tiempo de simulación deseado si es para varios días, varias horas, etc.

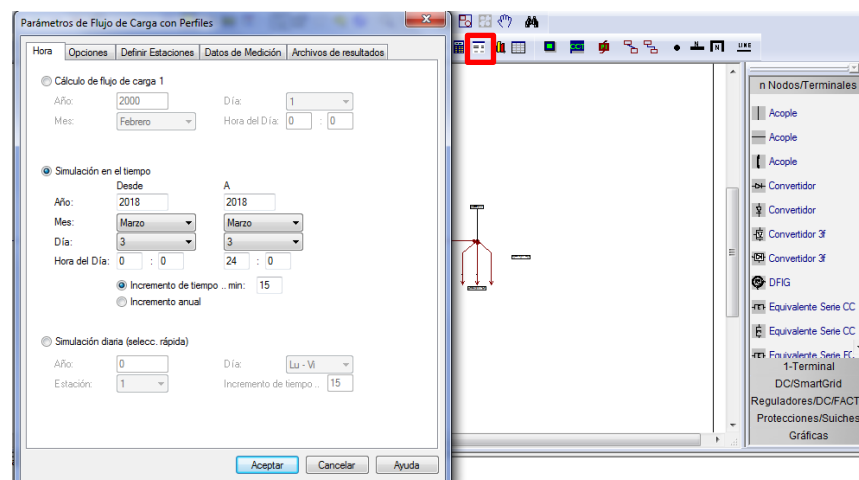
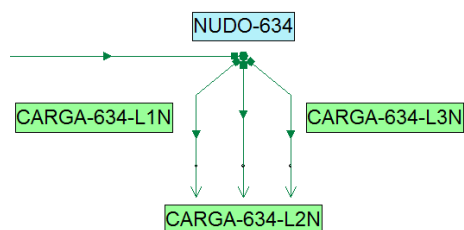


Ilustración 5.19 Parámetros simulación con perfiles de carga.

Las cargas trifásicas se modelan como tres cargas con sus respectivos datos.



Captura de pantalla del software Neplan, ventana 'Carga', pestaña 'Análisis de FC'. El formulario muestra los parámetros de configuración para una carga trifásica.

Parámetros de carga	
Nombre:	W3448341E111
Tipo:	PQ
Unidades:	LV
S...kVA:	194.165
P...kW:	160
Q...kvar:	110
I...A:	700.62
cos(φ):	0.824
E...MWh:	0
Fact. Velander 1:	0
Fact. Velander 2:	0

Valores escalados	
S oper...kVA:	194.165
P oper...kW:	160
Q oper...kvar:	110
I oper...A:	700.62
cos(φ) oper:	0.824
Fact. de escal. efect. para P:	1
Fact. de escal. efect. para Q:	1

Ilustración 5.20 Modelado cargas trifásicas en Neplan.

Las cargas monofásicas simplemente como una carga conectada a un nudo con sus respectivos datos.

Para introducir una carga distribuida línea se divide una línea en dos y se intercala un nudo a mitad de línea donde se introduce la carga. Lo podemos ver en la ilustración 5.21:

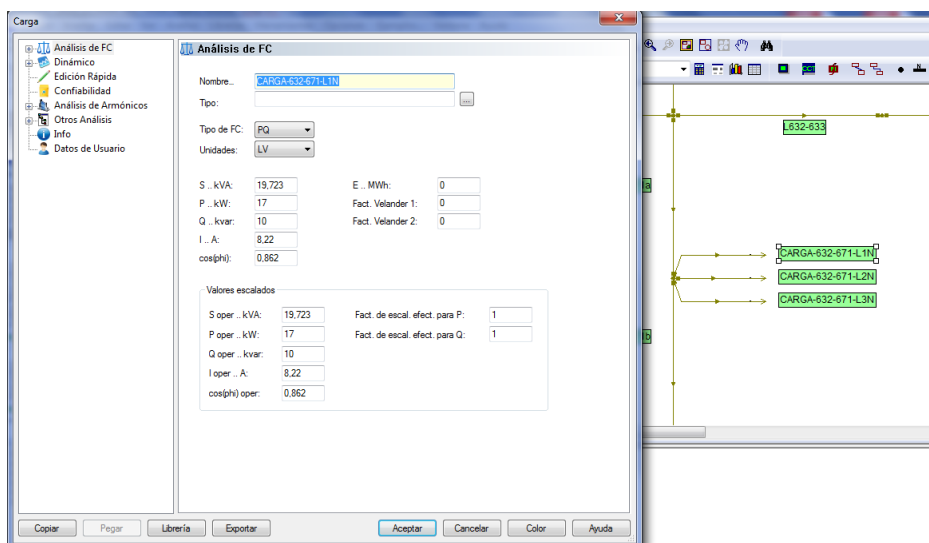


Ilustración 5.21 Ejemplo diseño de carga concentrada 671.

- Condensadores. Lo introducimos desde el panel de elementos situado a la derecha de la pantalla de inicio.

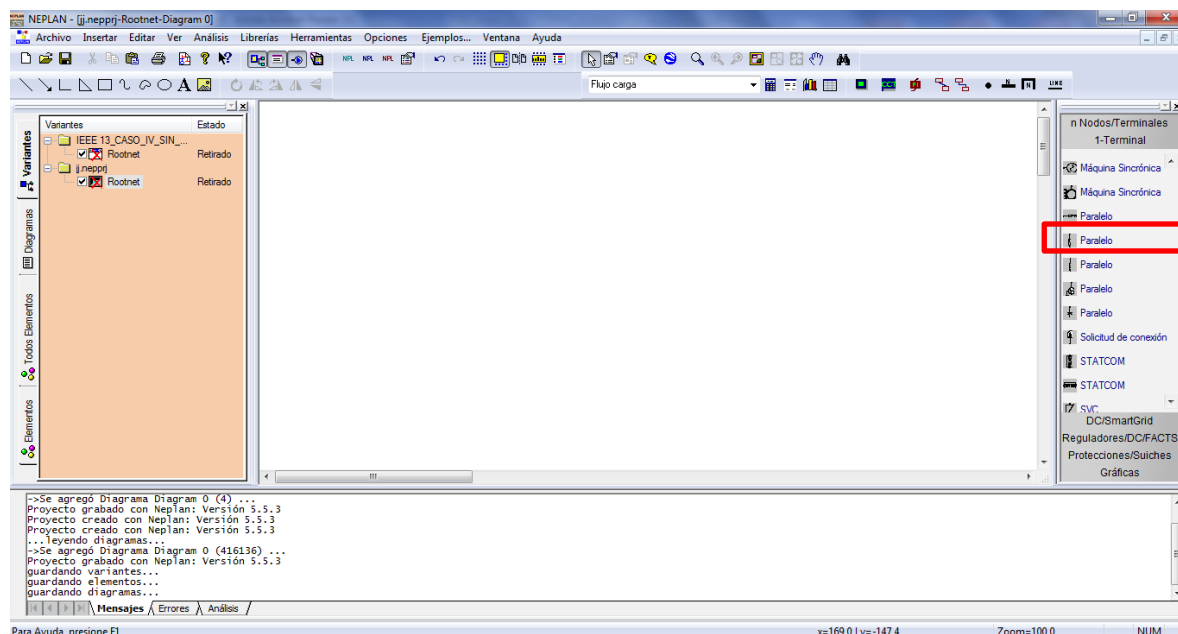


Ilustración 5.22 Insertar condensadores en Neplan (1).

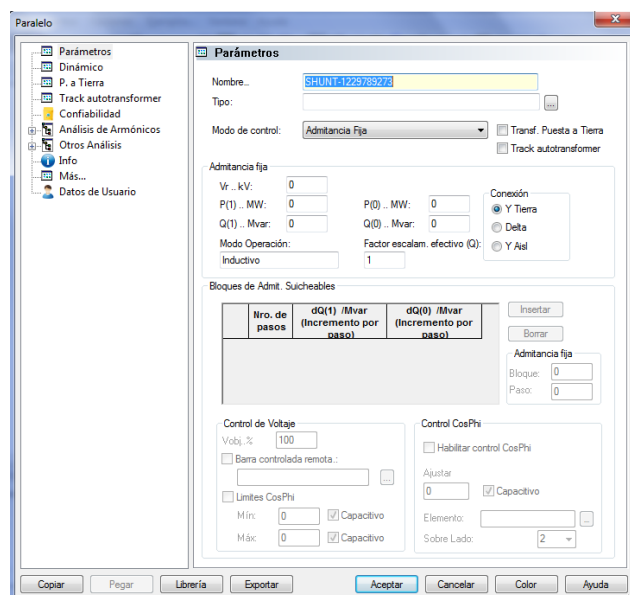


Ilustración 5.23 Insertar condensadores en Neplan (2).

Los parámetros a introducir más relevantes serían:

- V_r , tensión nominal de operación.

- $P(1)$, se introduce en el caso de que la batería tuviera una parte resistiva.

- $Q(1)$, potencia reactiva de secuencia positiva. Si se introduce negativo será capacitivo y en el cuadro de modo de operación se cambiará automáticamente.

- $P(0)$ y $Q(0)$, son los valores de potencia en secuencia 0. Según Neplan, para cargas asimétricas no debe introducirse estos valores pues se calculan automáticamente.

-Modo de conexión, que puede ser de tres formas: estrella con neutro a tierra, triángulo y estrella sin neutro.

-Al igual que todos los elementos, en la pestaña info habría que introducir las fases a las que se conecta.

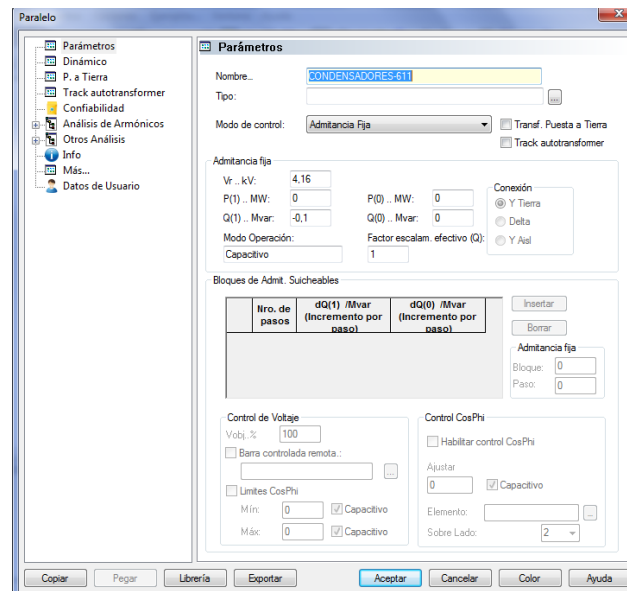


Ilustración 5.24 Ejemplo diseño de condensadores shunt 611.

- Regulador de tensión. Lo introducimos desde el panel de elementos situado a la derecha de la pantalla de inicio.

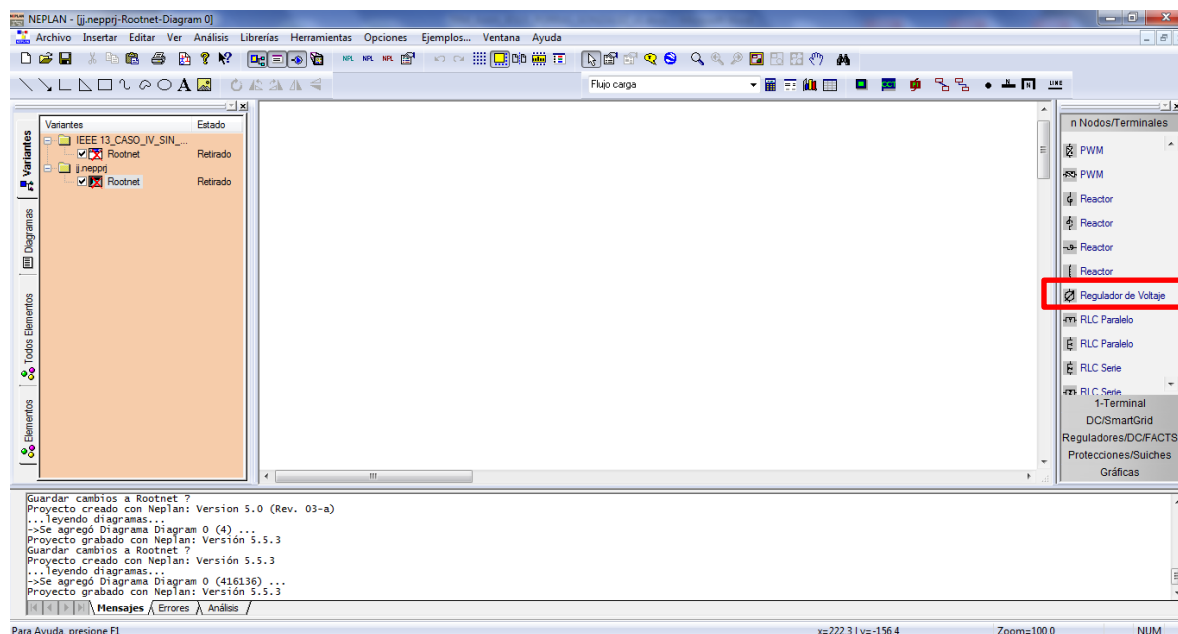


Ilustración 5.25 Insertar regulador de tensión en Neplan (1).

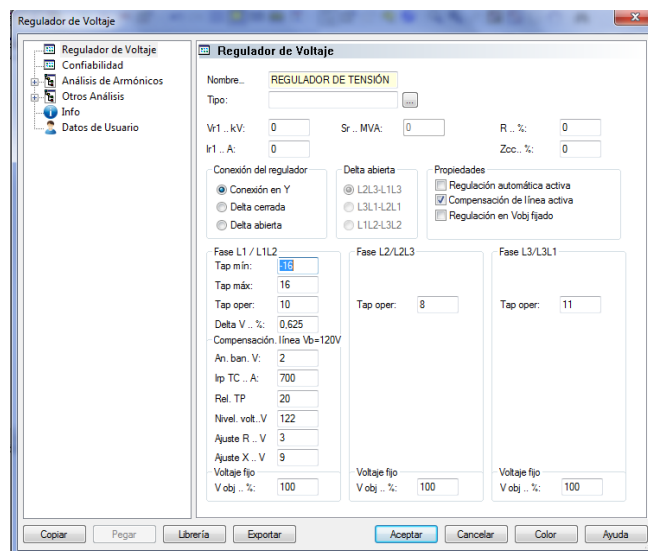


Ilustración 5.26 Ejemplo diseño de regulador de tensión.

Los parámetros a introducir más relevantes serían:

- Elegir la conexión según las especificaciones que se requieran.
- Elegir el tipo de regulación según especificaciones que se requieran.
- Tap min, ajuste del tap mínimo del transformador.

- Tap oper, ajuste nominal del tap según especificaciones del modelo.
- Tap max, ajuste del tap máximo del transformador.
- Delta V, magnitud del cambio de tensión por paso de tap en el lado de ubicación del tap (lado de regulación). Este valor se debe dar en % con respecto a la tensión nominal del lado de ubicación del tap. Son válidos valores negativos, en ese caso los tap se invertirán.
- An.ban.V, correspondiente al ancho de banda en voltios.
- Irp TC, intensidad máxima que soporta el lado primario.
- Rel. TP, relación de transformación.
- Nivel volt, nivel de tensión según las especificaciones del modelo.
- Ajuste de R y X, valores de resistencia e impedancia según especificaciones del modelo.
- Vobj, voltaje de ajuste del nudo controlado en % de la tensión nominal. El valor debe estar entre Vmin y Vmax. El transformador regulará la tensión a este valor.
- Equivalente de red. Para el caso de redes de distribución hay que introducir un equivalente de red o red de potencia infinita sino Neplan no deja simular. Si se conocen los datos se pueden introducir, aún así no es necesario porque el mismo programa hace el cálculo y asigna valores de manera autónoma.

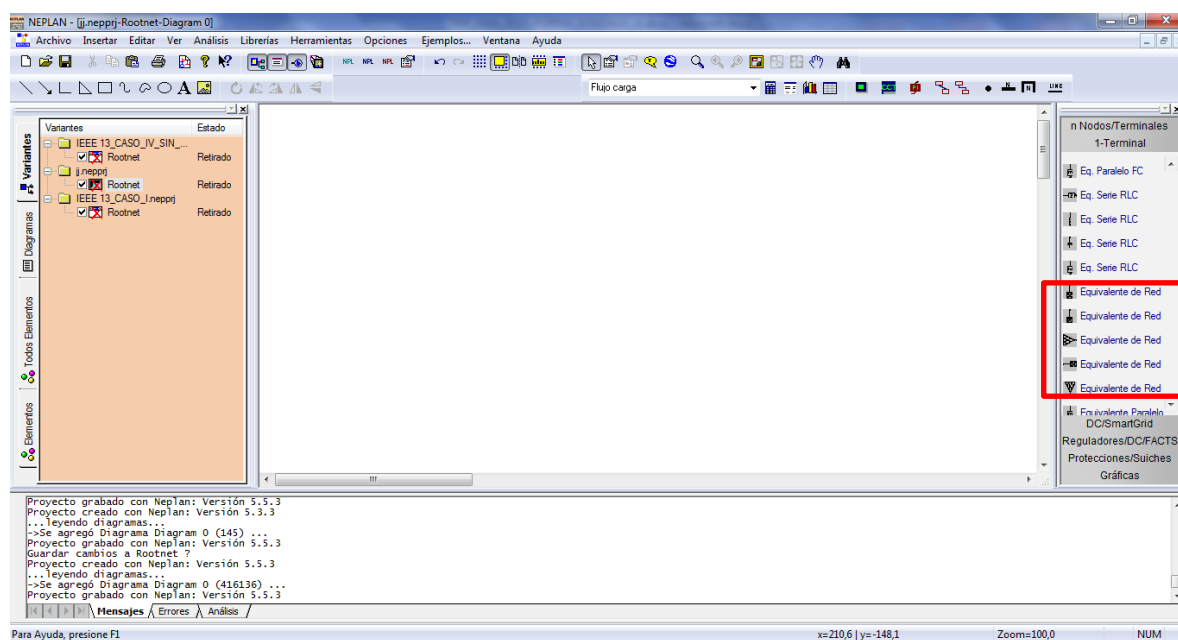


Ilustración 5.27 Insertar equivalente de red en Neplan.

Cualquiera de los que se muestran en la ilustración son válidos, solamente cambia el tamaño a efectos de dibujo y la orientación.

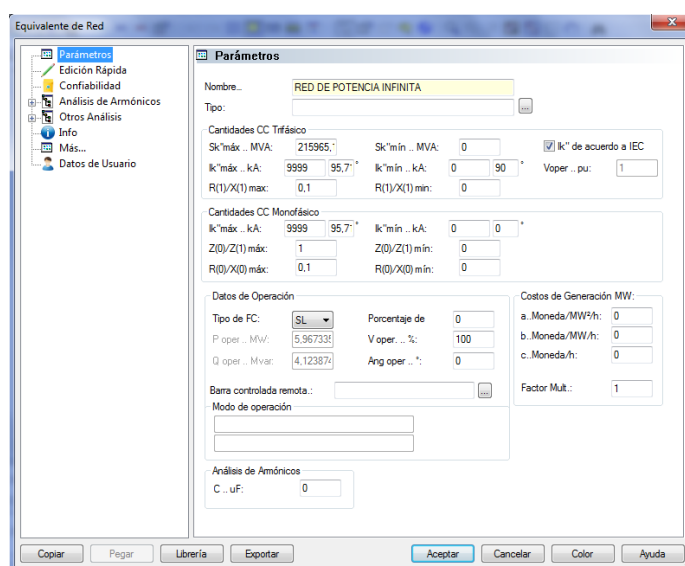


Ilustración 5.28 Ejemplo diseño equivalente de red.

Los parámetros más importantes son:

- $S_{k''max,min}$. Potencia de cortocircuito simétrica inicial máxima y mínima.

- $I_{k''max,min}$ corriente de cortocircuito simétrica inicial máxima y mínima.

- I_k ” de acuerdo a IEC, indica si la potencia y corriente de cortocircuito simétrica inicial se ha calculado según la norma IEC.

- $R(1)/X(1)_{\max, \min}$. Relaciones máxima y mínima de la resistencia de secuencia positiva a la reactancia de secuencia positiva de la red.

- $Z(0)/Z(1)_{\max, \min}$. Relaciones de la máxima y mínima impedancia de secuencia cero a la impedancia de secuencia positiva.

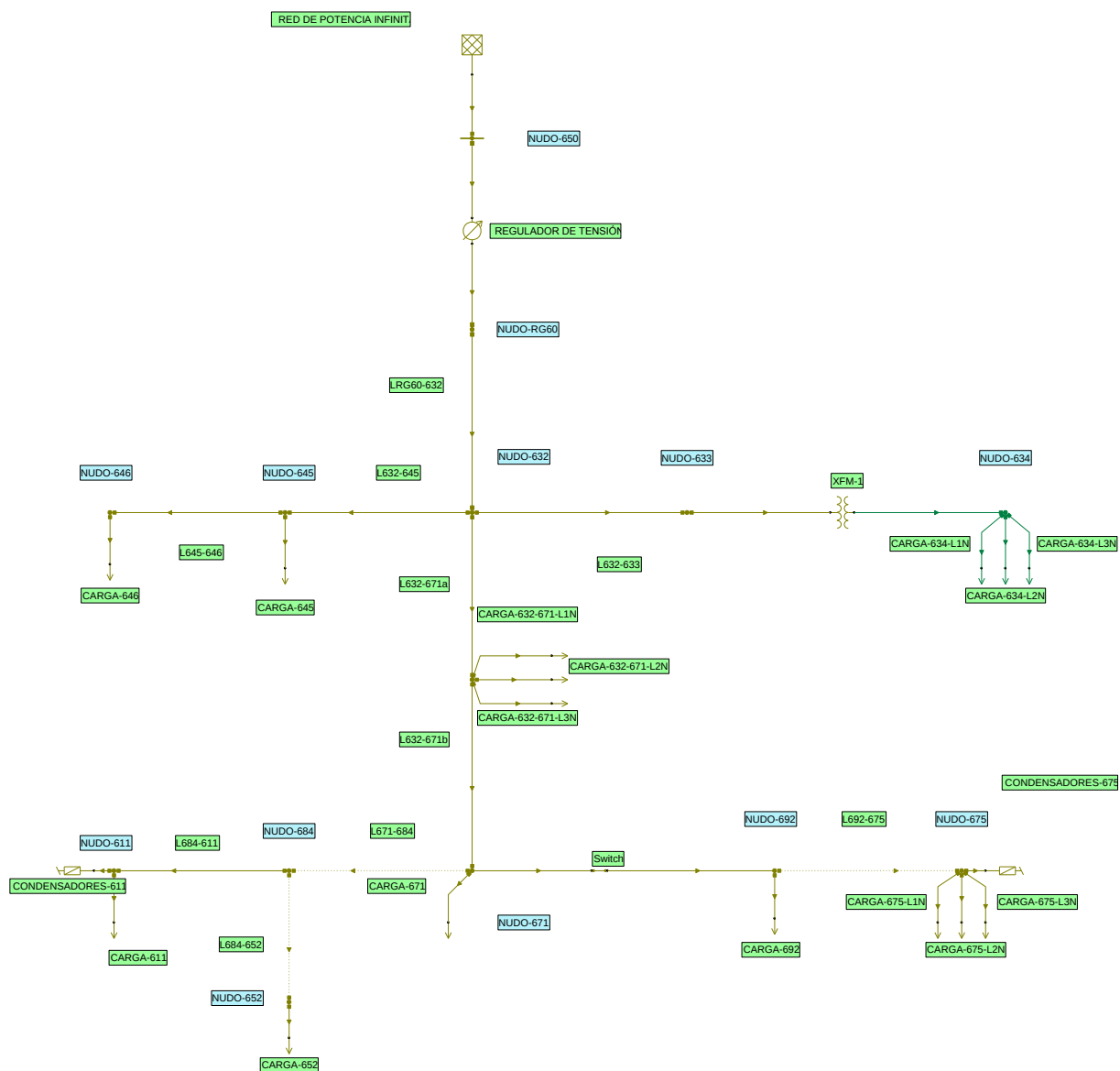
- $R(0)/X(0)_{\max, \min}$. Relaciones de la máxima y mínima de la resistencia de secuencia cero a la reactancia de secuencia positiva.

-Tipo de FC, se refiere al tipo de nudo del que se va a tratar, en su caso se puede elegir entre nudo slack o nudo PQ.

- V_{oper} , magnitud de tensión en % con respecto a la tensión nominal.

- P, Q_{oper} . Potencia entregada por la red que el caso de nudo slack se calcula automáticamente.

Ilustración 5.29 Red de distribución IEEE-13 en Neplan.



6. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Incluir la demanda de energía limpia y de bajo costo, confiabilidad de la red, reducción de la pérdida de potencia y mejora del perfil de tensión son los ejes principales de utilizar estas energías alternativas.

6.1 Caso I: red desequilibrada IEEE-13.

En este apartado analizaremos los resultados obtenidos con Neplan y los compararemos con la solución que dicta IEEE. El método para resolver el flujo de carga utilizado es el de suma de potencias que se ha explicado en apartados anteriores. En Neplan es “Caída de voltaje”, es el único que permite el cálculo por fases. El error de convergencia que permitimos es de $1e-012$ y el número máximo de iteraciones de 2000. Además habrá que seleccionar la opción de red asimétrica.

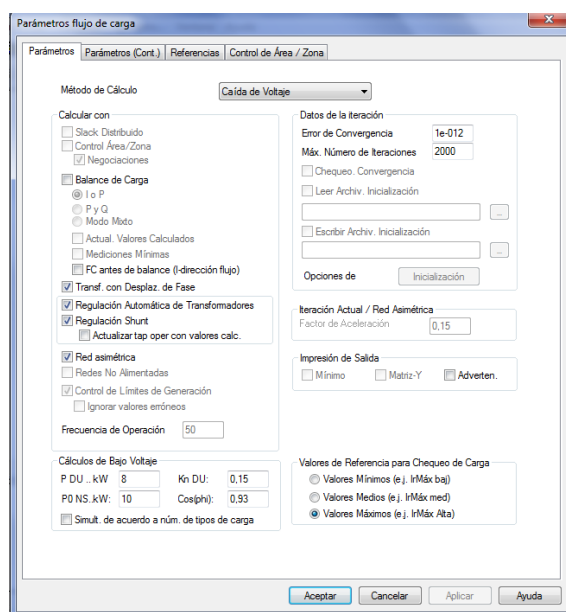


Ilustración 6.1 Parámetros de simulación para el flujo de carga.

En primer lugar se mostrarán los resultados obtenidos para los nudos:

Nudo	NEPLAN									IEEE									Errores					
	Fase A			Fase B			Fase C			Fase A			Fase B			Fase C			Fase A		Fase B		Fase C	
	Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)		Tensión (kV)	Desfase (°)	Tensión (kV)	Desfase (°)	Tensión (kV)	Desfase (°)
650	2,402	0		2,402	240		2,402	120		2,402	0		2,402	240		2,402	120		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
632	2,452	-2,49		2,503	238,28		2,444	117,83		2,452442	-2,49		2,502884	238,28		2,4437948	117,83		0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%
633	2,445	-2,56		2,498	238,23		2,437	117,82		2,445236	-2,56		2,4983202	238,23		2,4375496	117,82		0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%
634	0,275	176,77		0,283	57,78		0,276	297,34		0,275465	176,77		0,283169	57,78		0,2760196	297,34		0,17%	0,00%	0,06%	0,00%	0,01%	0,00%
645	-	-		2,481	238,1		2,439	117,85		-	-		2,4810258	238,1		2,439231	117,86		-	-	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%
646	-	-		2,476	238,02		2,434	117,9		-	-		2,4767022	238,02		2,4341868	117,9		-	-	0,03%	0,00%	0,01%	0,00%
671	2,378	-5,3		2,529	237,65		2,349	116,02		2,37798	-5,3		2,5290658	237,66		2,3486756	116,02		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%
680	2,378	-5,3		2,529	237,65		2,349	116,02		2,37798	-5,3		2,5290658	237,66		2,3486756	116,02		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%
684	2,373	-5,32		-	-		2,344	115,92		2,3734162	-5,32		-	360		2,3438716	115,92		0,02%	0,00%	-	-	0,01%	0,00%
611	-	-		-	-		2,339	115,77		-	-		-	360		2,3390676	115,78		-	-	-	-	0,00%	0,01%
652	2,36	-5,25		-	-		-	-		2,359965	-5,25		-	360		-	-		0,00%	-	-	-	-	-
692	2,377	-5,3		2,529	237,65		2,348	116,02		2,37798	-5,31		2,5290658	237,66		2,3484354	116,02		0,04%	0,19%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%
675	2,362	-5,55		2,534	237,48		2,344	116,04		2,362367	-5,56		2,5348306	237,48		2,3438716	116,03		0,02%	0,18%	0,03%	0,00%	0,01%	0,01%

Tabla 6.1 Comparación de resultados de nudos IEEE y Neplan.

Como se puede observar los errores son mínimos ya que ninguno supera el 1 %, cabe destacar que el error relativo se ha hecho tomando como referencia los valores de IEEE. Por ello tomamos los resultados dados por Neplan como válidos y podemos probar con distintos modelos.

A continuación, las pérdidas totales en la red se muestran en la siguiente ilustración:

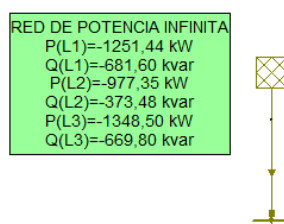


Ilustración 6.2 Pérdidas en la red para el caso I.

Y comparando los resultados obtenidos por Neplan con los datos proporcionados por IEEE:

	FASE A		FASE B		FASE C	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
NEPLAN	1251,44	681,6	977,35	373,48	1348,5	669,8
IEEE	1251,398	681,57	977,332	373,418	1348,461	669,784

Tabla 6.2 Comparación de resultados de pérdidas totales IEEE y Neplan. Caso I.

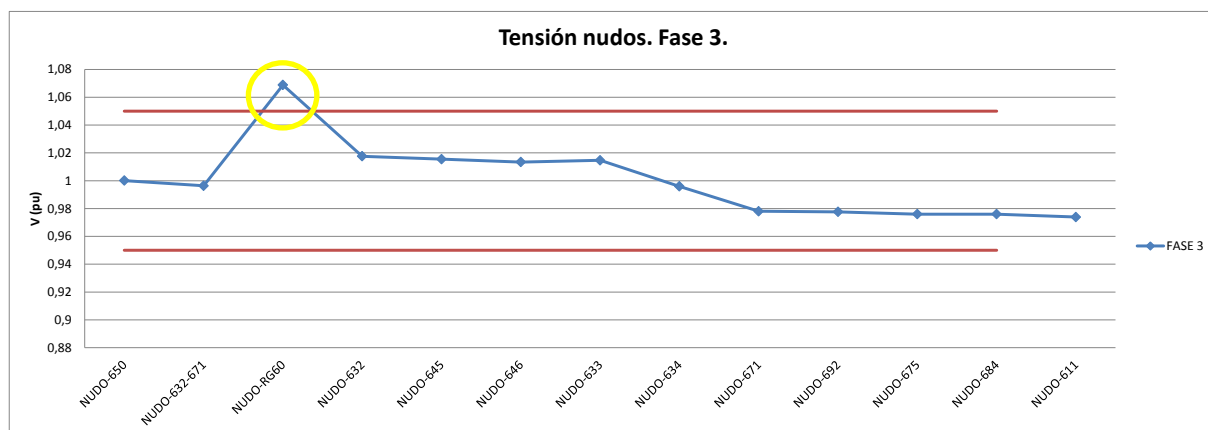
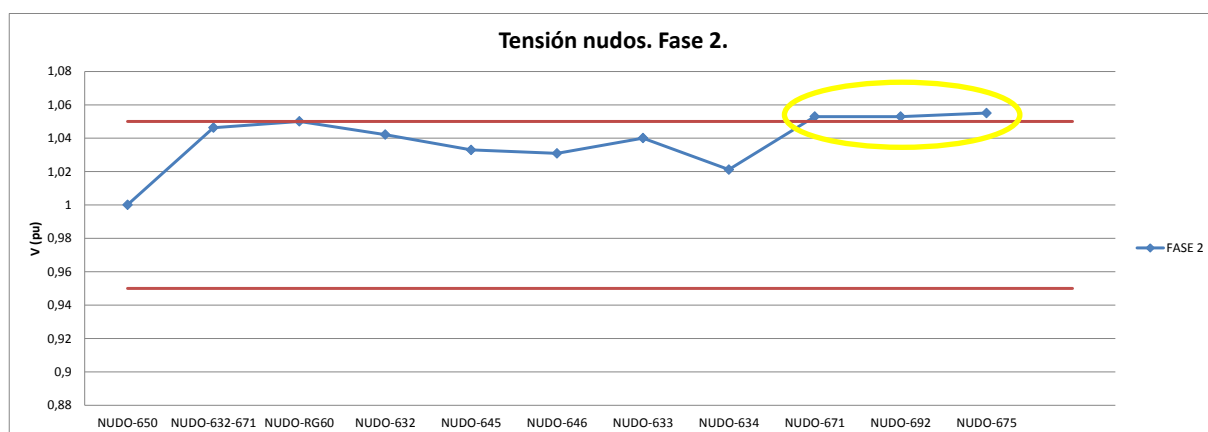
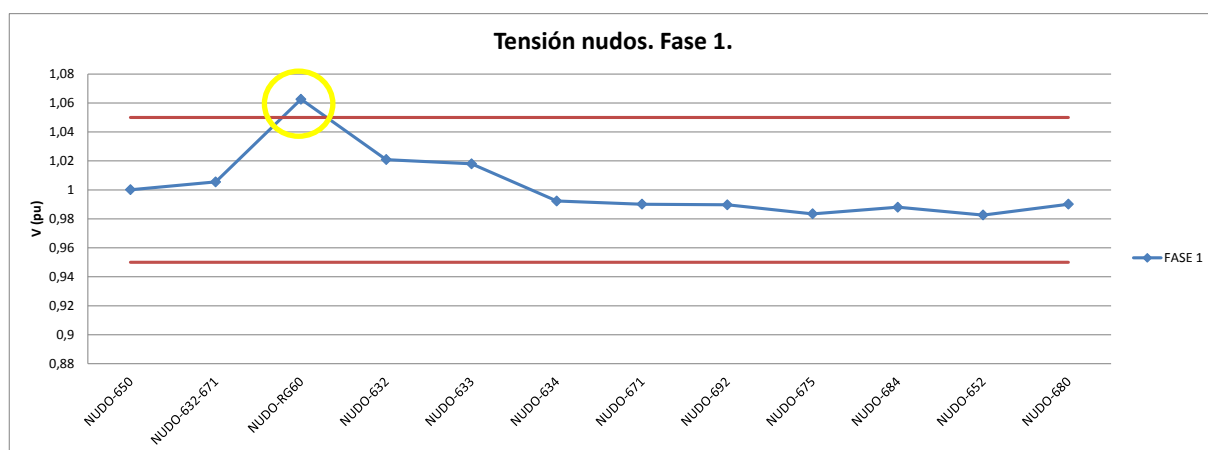
En la tabla siguiente se muestran los valores en por unidad de cada tensión de fase por nudo:

	L1	L2	L3
NUDO-650	1,0000928	1,0000928	1,0000928
NUDO-632-671	1,00550546	1,04630858	0,99634557
NUDO-RG60	1,06254655	1,0500558	1,06879193
NUDO-632	1,02091072	1,04214499	1,01757985
NUDO-645	-	1,03298511	1,01549806
NUDO-646	-	1,03090332	1,01341627
NUDO-633	1,01799621	1,0400632	1,01466534
NUDO-634	0,99232078	1,02118829	0,99592921
NUDO-671	0,9901002	1,05297031	0,9780258
NUDO-692	0,98968384	1,05297031	0,97760945
NUDO-675	0,98343846	1,0550521	0,97594401
NUDO-684	0,98801841	-	0,97594401
NUDO-611	-	-	0,97386222
NUDO-652	0,98260575	-	-
NUDO-680	0,9901002	1,05297031	0,9780258

Tabla 6.3 Tensión en cada nudo en pu. Caso I.

En la tabla se observa que se encuentran valores muy próximos al límite aceptable superior de 1,05 o ligeramente superior a este valor. Esto nos da una idea de que la red está muy limitada y a la vez conseguida, por ello en los siguientes casos se harán modificaciones para que no ocurra este hecho e intentar mejorar dicha red mediante generación distribuida.

En la gráfica siguiente se muestra los valores de tensión en cada nudo por fase y se podrá ver con mayor claridad cuales son los nudos y fases donde no se cumplen los límites:

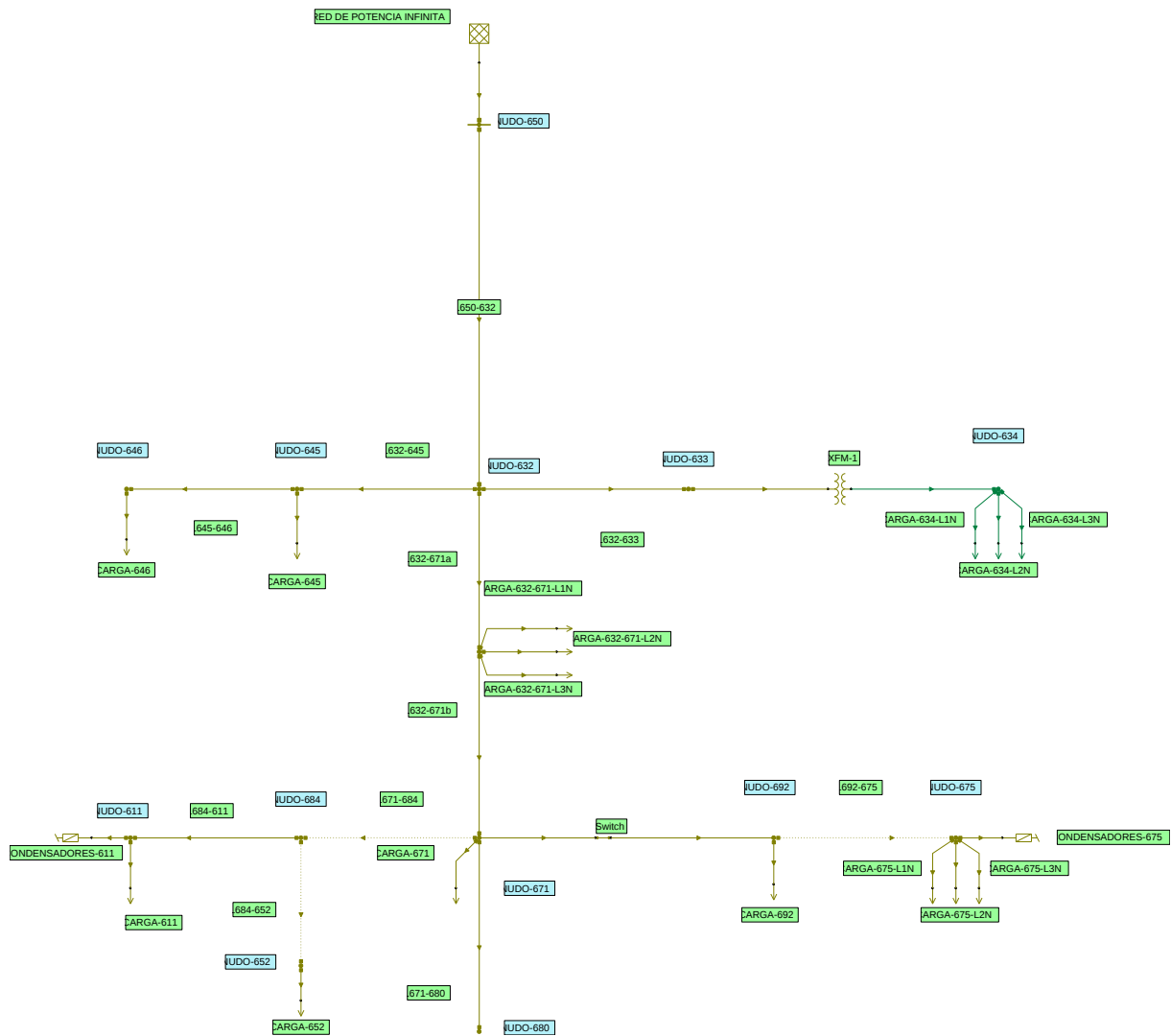


Gráfica 6.1 Tensión en cada nudo en pu. Caso I.

6.2 Caso II: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado sin generación distribuida).

Una vez se comprueba que los resultados obtenidos de nuestro modelo y los admitimos como válidos para la solución aportada por IEEE en los siguientes casos probaremos distintos puntos en los que se introducirá generación distribuida. Antes de esto es conveniente eliminar el regulador de tensión, esto es porque el perfil de

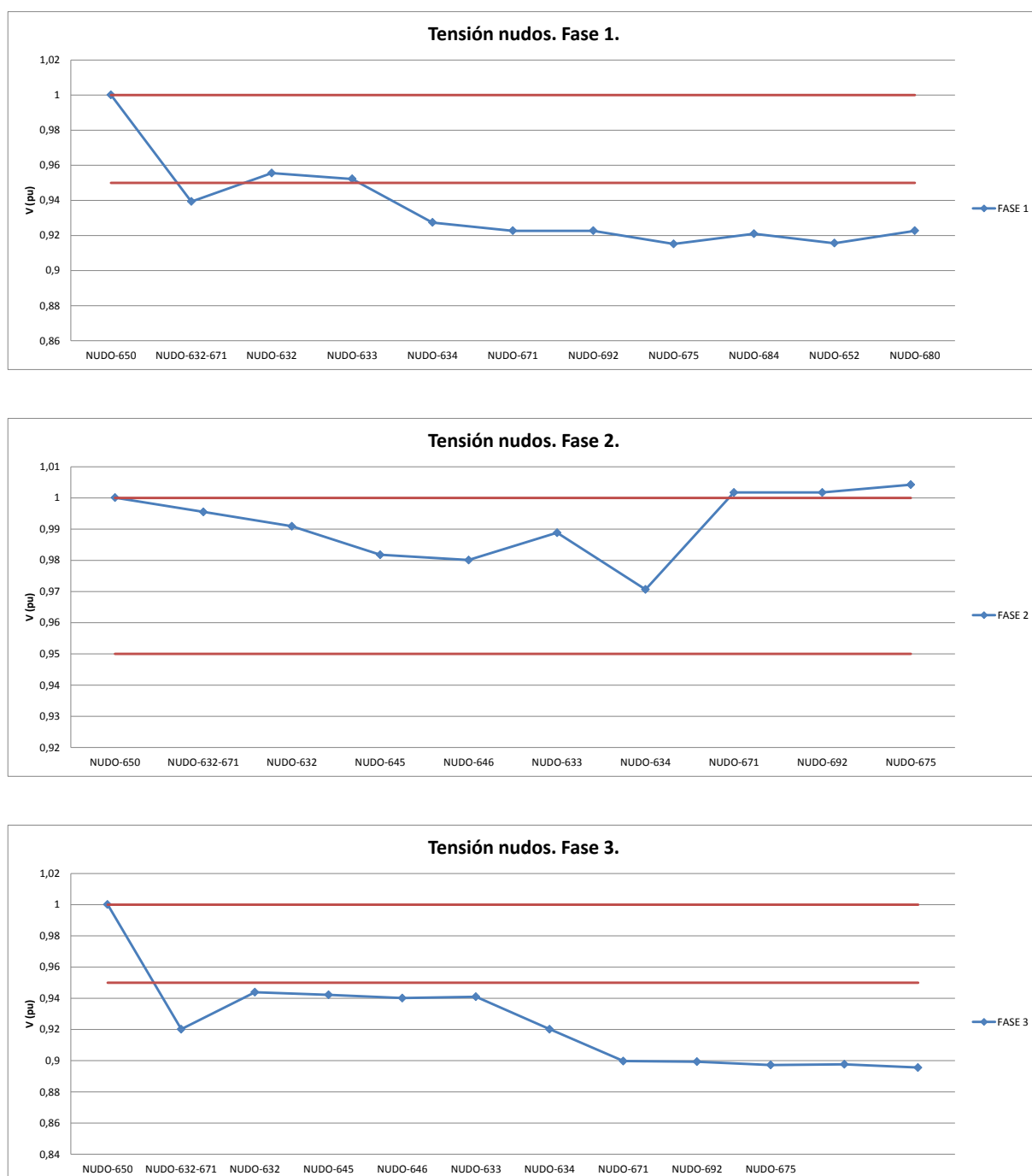
La red en este caso queda con la siguiente distribución:



A continuación se muestra la tabla con los valores de tensión y su gráfica con la modificación citada anteriormente:

	L1	L2	L3
NUDO-650	1,0000928	1,0000928	1,0000928
NUDO-632-671	0,93930448	0,99551286	0,92015199
NUDO-632	0,95554245	0,99093291	0,94388442
NUDO-645	-	0,98177303	0,94221898
NUDO-646	-	0,9801076	0,94013719
NUDO-633	0,95221159	0,98885112	0,94096991
NUDO-634	0,92736887	0,97067014	0,92015199
NUDO-671	0,92265014	1,00175823	0,89975043
NUDO-692	0,92265014	1,00175823	0,89933407
NUDO-675	0,91515569	1,00425638	0,89725228
NUDO-684	0,92098471	-	0,89766864
NUDO-611	-	-	0,89558685
NUDO-652	0,91557205	-	-
NUDO-680	0,92265014	1,00175823	0,89975043

Tabla 6.4 Tensión en cada nudo en pu. Caso II.



Gráfica 6.2 Tensión en cada nudo en pu. Caso II.

En comparación con el caso I la tensión cae en todos los nudos, mientras que en el caso anterior la mayoría de las tensiones son mayores de 1 pu y en este caso la mayoría están por debajo del límite inferior de 0,95, además los nudos más alejados de la subestación son los que representan las mayores caídas. Neplan nos avisa en el panel de que se han superado estos límites inferiores y sus valores en algunos nudos:

Límites Inferiores de Voltaje Excedidos			
NUDO-671 (ID=186)	u% = 89,96	Área 1	Zona 1
NUDO-684 (ID=195)	u% = 89,75	Área 1	Zona 1
NUDO-692 (ID=189)	u% = 89,95	Área 1	Zona 1
NUDO-675 (ID=192)	u% = 89,72	Área 1	Zona 1
NUDO-611 (ID=198)	u% = 89,54	Área 1	Zona 1
NUDO-680 (ID=204)	u% = 89,96	Área 1	Zona 1
Límites Superiores de Voltaje Excedidos			

Ilustración 6.4 Límites inferiores de tensión excedidos Neplan. Caso II.

En este caso las pérdidas en la línea son las siguientes:

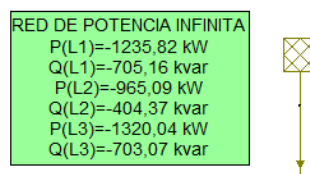


Ilustración 6.5 Pérdidas en la red para el caso II.

FASE A		FASE B		FASE C	
P (kW)	Q (kVar)	P (kW)	Q (kVar)	P (kW)	Q (kVar)
1235,82	705,16	965,09	404,37	1320,04	703,7

Tabla 6.5 Pérdidas totales. Caso II.

Para este caso las pérdidas por potencia activa se reducen.

6.3 Caso III: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado con generación distribuida).

Una vez hemos conseguido que la red no esté dentro de los valores límites lo que se pretende es introducir GD con la idea de mejorar el perfil de tensión. A continuación se definen los nudos a introducir GD. Los nudos 671, 675 y 634 se consideran para la conexión de generación distribuida puesto que la salida de dicha generación es equilibrada y se conectará en estos nudos que tienen las tres fases completas, además estos nudos son los que presentan las mayores cargas conectadas y repercutirá más positivamente en la reducción de pérdidas que si se conecta en otros nudos. En la red, los nudos 611, 652, 645 y 646 son monofásicos por lo que no es posible la GD al ser la salida de esta trifásica. El nudo 632 es trifásico pero está muy cerca de la subestación y no podemos considerar su conexión puesto que la tensión se mantiene prácticamente igual a la de esta. Los nudos 680 y 633 tampoco se consideran porque no hay carga conectada. El nudo 692, aunque sea trifásico, presenta la carga más pequeña con respecto a las anteriores y tampoco se considerará. Además los nudos 671 y 675 son los que están más alejados de la subestación y los que mayor caída de tensión presentaban.

En este caso se realizará un flujo de cargas estático por lo que la tecnología de generación distribuida que utilizaremos carecerá de sentido indicar que tipo es puesto que los generadores se modelan como PQ donde el rango de potencias será el siguiente: 13,8 kVA, 100 kVA, 300 kVA, 600 kVA, 1 MVA y 2 MVA. El factor de potencia considerado será de 0,98 basándonos en lo citado en la referencia [12]. La generación distribuida considerada se modela con la misma potencia para cada nudo. El hecho de tomar estos valores de potencia es por ser valores normalizados de los equipos en el mercado como ya se anticipaba en la introducción, son equipos de tamaño limitado.

Lo primero es añadir a la red la generación distribuida en los nudos indicados, por lo que la red queda de la siguiente forma:

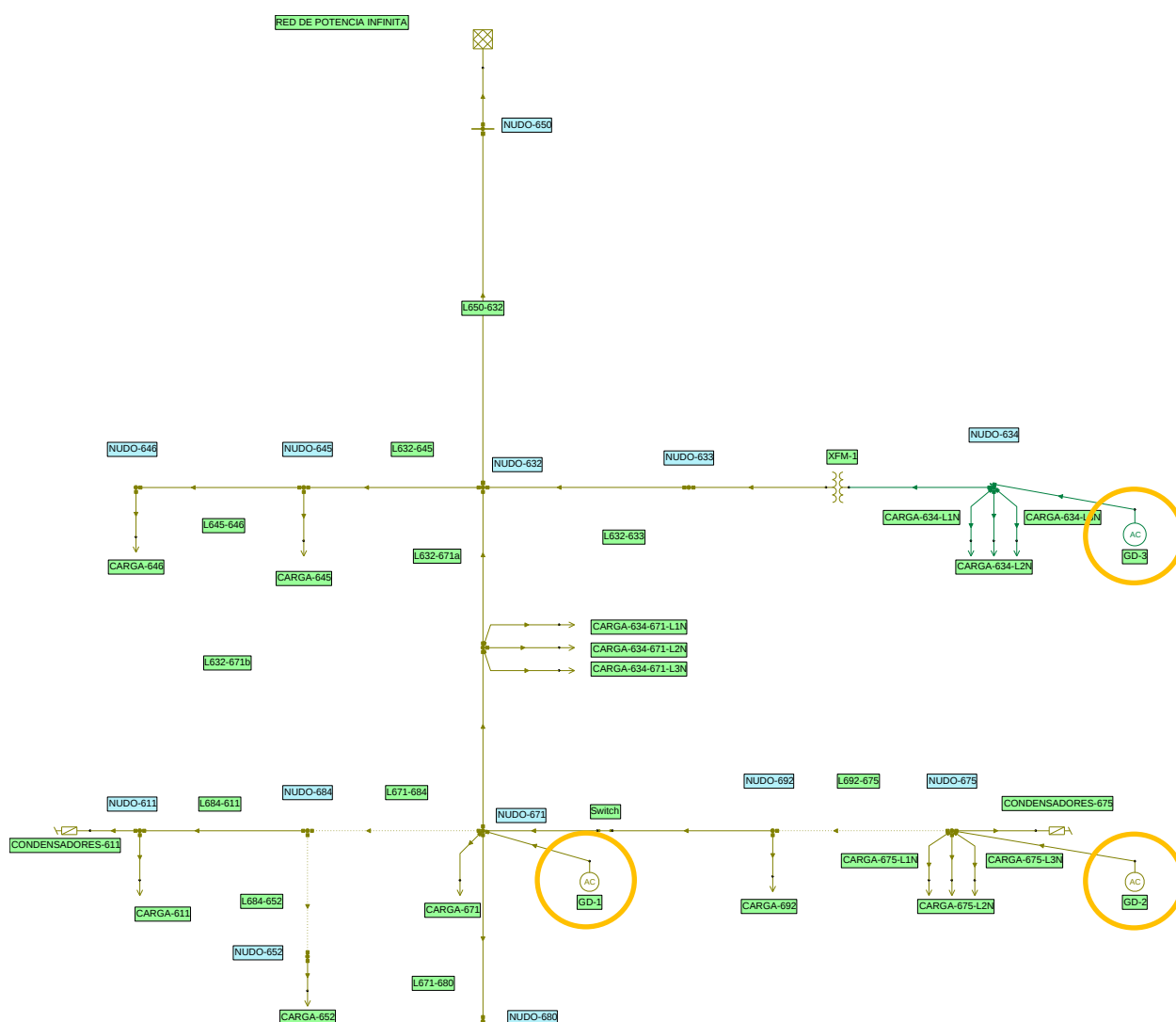


Ilustración 6.6 Red de distribución IEEE-13. Caso III.

Los generadores se modelan como PQ con los valores de potencia y factor de potencia indicados previamente. El modelado de la generación distribuida queda de la siguiente forma:

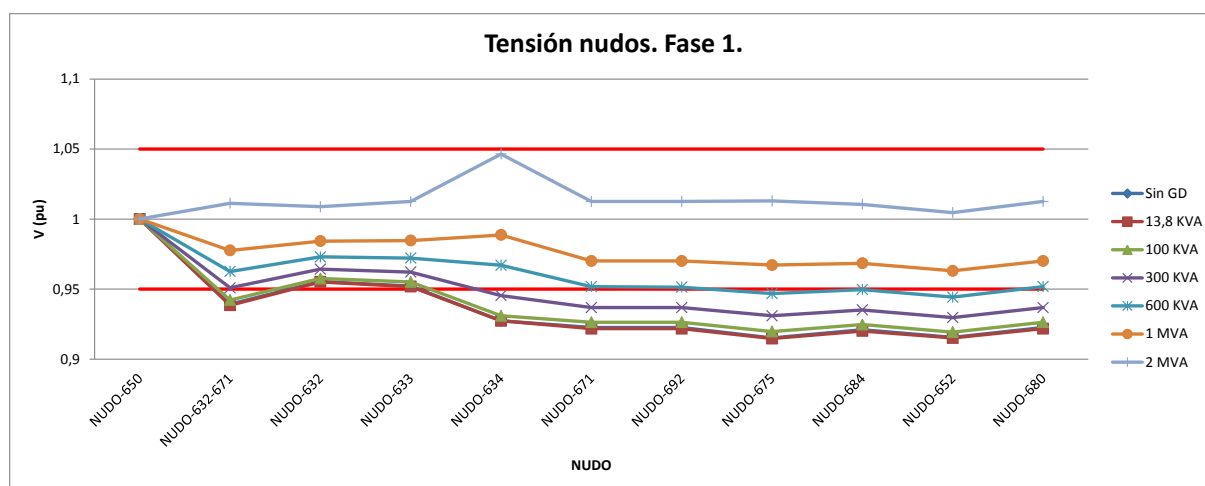
Ilustración 6.7 Modelado de generación distribuida. Caso III.

Aparece ahora el concepto de penetración de la generación distribuida que no es más que el cociente entre la potencia instalada en generación distribuida y la potencia total instalada en el sistema. Para la potencia total de la red y los niveles considerados se tienen los siguientes niveles de penetración:

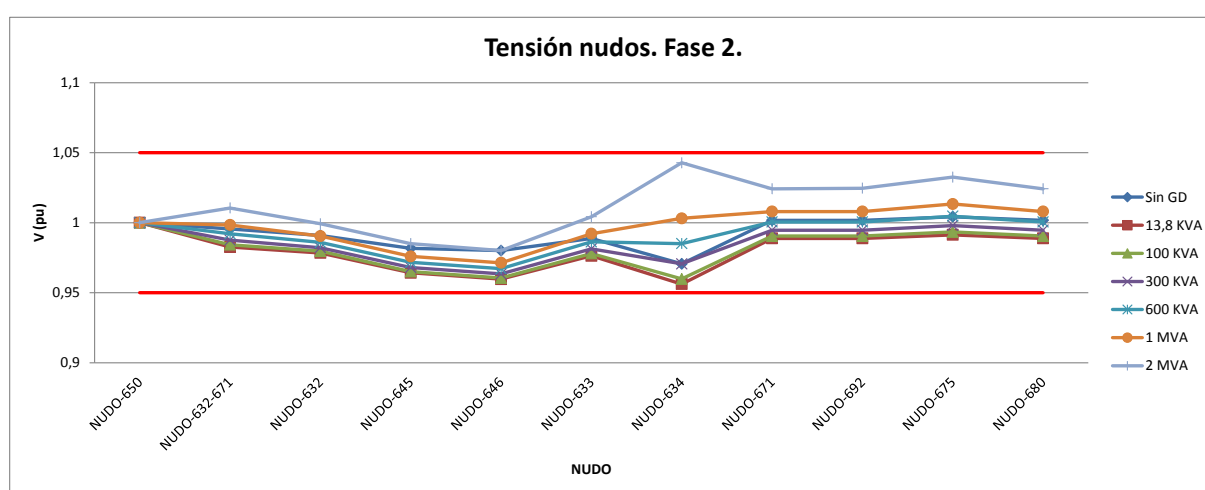
Potencia total red (kVA)	4054					
GD (kVA)	13,8	100	300	600	1000	2000
Nivel de penetración	0,34%	2,47%	7,40%	14,80%	24,67%	49,33%

Tabla 6.6 Niveles de penetración de GD.

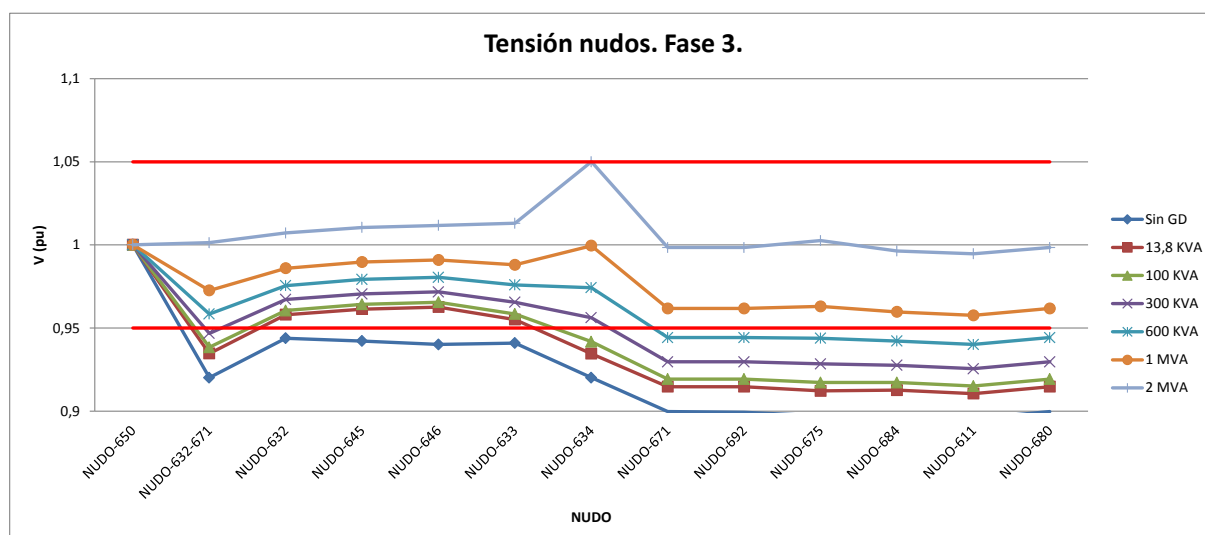
En primer lugar se muestran los resultados de la tensión obtenida en los nudos para cada uno de los niveles de generación simulados:



Gráfica 6.3 Tensión para la fase 1 en cada nudo en pu. Caso III.



Gráfica 6.4 Tensión para la fase 2 en cada nudo en pu. Caso III.

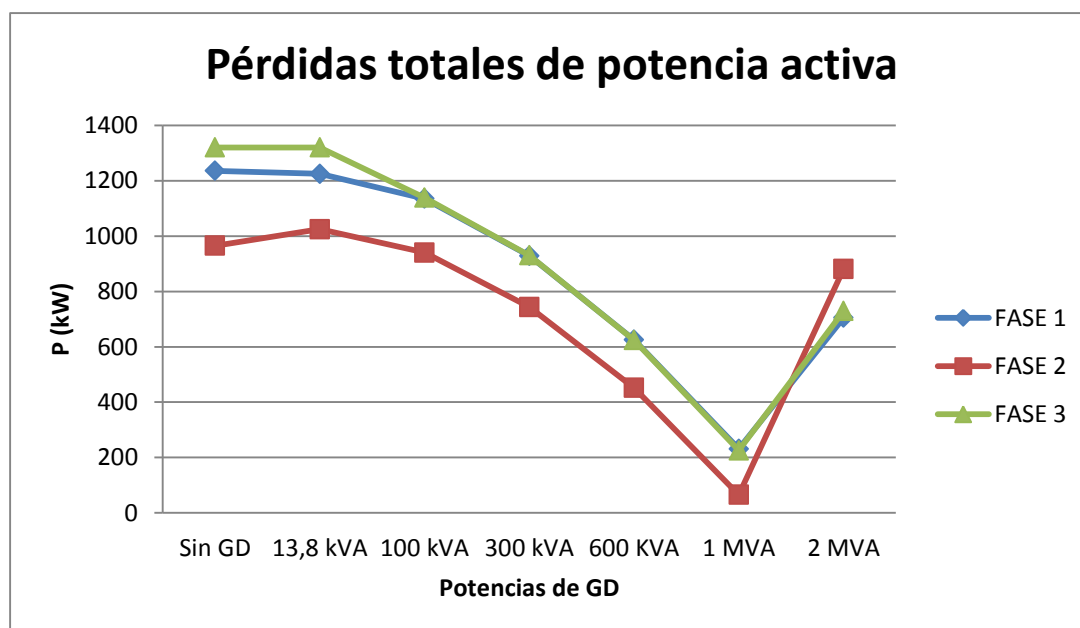


Gráfica 6.5 Tensión para la fase 3 en cada nudo en pu. Caso III.

Se puede observar como el perfil de tensión mejora con la introducción de generación distribuida en todos los nudos. Cabe destacar que para el último modelo

simulado de 2 MVA, en el nudo 634 para las tres fases la tensión se sitúa muy próxima al límite superior. Esto es porque es un nudo de baja tensión y la carga conectada es muy pequeña en comparación a lo que se está generando. Ya que la carga es de 400 kW y se inyectan 980 kW.

Del mismo modo podemos visualizar las pérdidas totales de la red para cada simulación:



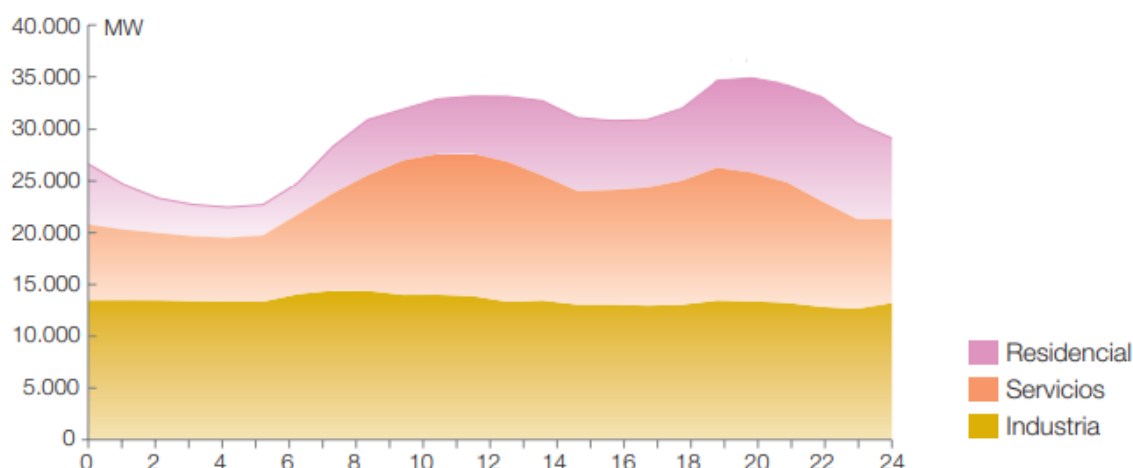
Gráfica 6.6 Pérdidas totales de potencia activa. Caso III.

Como se observa en la gráfica 6.6, las pérdidas de potencia activa disminuyen desde el caso en que la red no tiene generación distribuida a medida que vamos aumentando la potencia que se inyecta. Pero cuando se pasa a la simulación de 2 MVA, las pérdidas en el sistema empiezan a incrementarse, esto es porque se ha superado el nivel de penetración de GD que admite la red, por lo que para 1 MVA en cada GD con un nivel de penetración de alrededor del 25 % es lo que admite la red. O lo que es lo mismo, se inyecta más de lo que se consume.

6.4 Caso IV: red desequilibrada IEEE-13 (con regulador de tensión eliminado con generación distribuida con análisis dinámico en el tiempo).

En este último caso se pretende simular el impacto que tendrían las GD según tipología para el nivel de potencia admitido en el caso III y a lo largo de un día cualquiera ya que fotovoltaica y biomasa no generan de la misma manera para un día

cualquiera. Es por ello que consideramos una serie de factores de escalonamiento que nos permiten simular el comportamiento de distintas cargas a lo largo de un día y distintos comportamientos de generación según tecnología. Basándonos en [13] hemos simulado perfiles de carga que se aplicarán a distintas cargas siendo estos, industrial, comercial y servicios.



Gráfica 6.7 Consumos horarios para un día de invierno en España según REE.

La gráfica anterior lo que pretende es dar una idea de como son los consumos de distintos consumidores como son el residencial, servicios o industria a lo largo del día. Por lo que nos servimos de ella para ver como sería el perfil de consumo según la hora del día de cada consumidor, es decir, no tenemos en cuenta los valores de potencia que se muestran en ella. A continuación se obtiene el perfil de cada consumidor que se va a utilizar en Neplan para los factores de escalonamiento.

Las curvas de factor de escalonamiento funcionan de la siguiente manera: si nos fijamos en la ilustración 6.7 se pueden ver dos columnas que son hora y factor. A la carga de Neplan que le asignemos la curva de escalonamiento lo que hace es multiplicar el valor de P y Q de la carga para cada hora por su factor. Esto es, a modo de ejemplo, siguiendo con el ejemplo de la ilustración 6.7, para la hora 00:00 tenemos un factor de 0,84 si una carga es de 100 kW y 100 kVAr, para la hora 00:00 pasaría a tener 84 kW y 84 kVAr y así sucesivamente para cada hora.

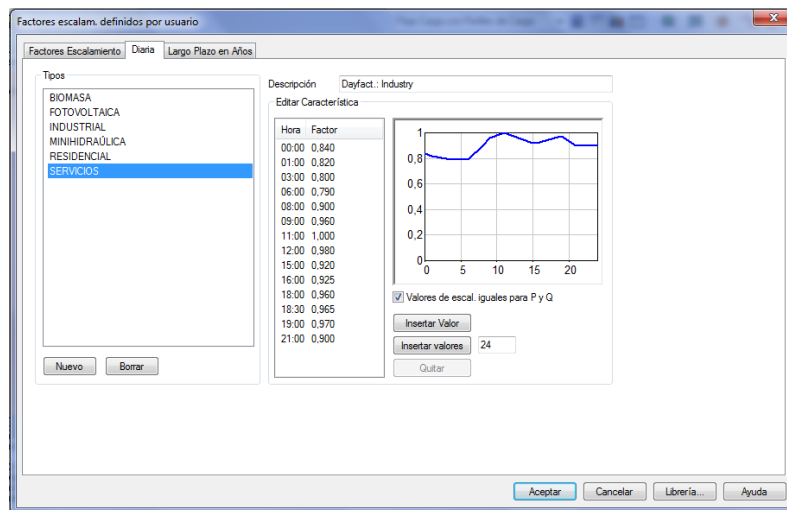


Ilustración 6.8 Curva de factores de escalonamiento para sector servicios.

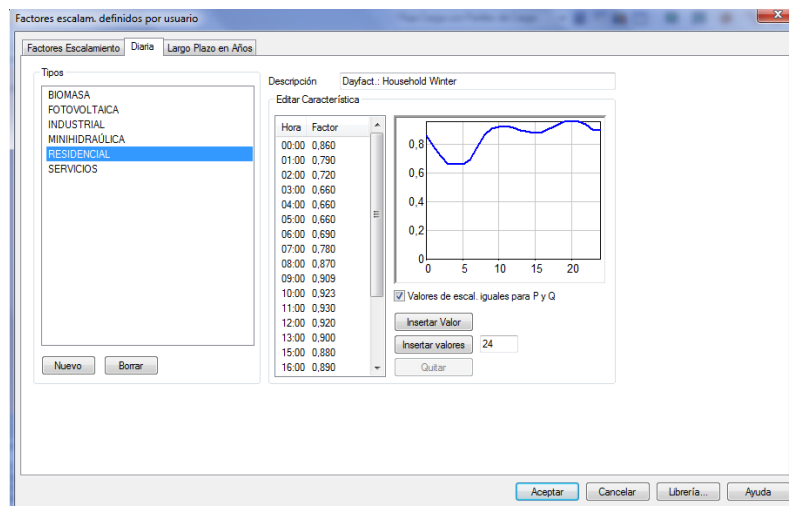


Ilustración 6.9 Curva de factores de escalonamiento para sector residencial.

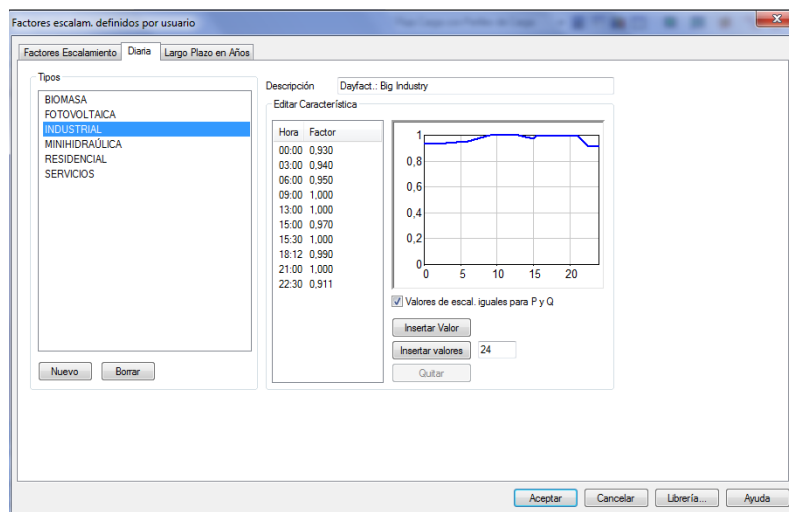


Ilustración 6.10 Curva de factores de escalonamiento para sector industrial.

De acuerdo con lo anterior asignamos a cada carga un perfil que elegimos arbitrariamente. En la siguiente tabla se recoge el perfil que se ha asignado a cada carga de la red:

Carga	Tipo	P (kW)	Q(kVAr)	Perfil
634	Trifásica	400	290	Servicios
645	Monofásica	170	125	Residencial
646	Monofásica	230	132	Industrial
652	Monofásica	128	86	Servicios
671	Trifásica	1155	660	Industrial
675	Trifásica	843	462	Industrial
692	Monofásica	170	151	Residencial
611	Monofásica	170	80	Residencial
632-611	Trifásica	200	116	Servicios

Tabla 6.7 Perfil de carga asignado a cada carga.

Las cargas que están marcadas corresponden a los nudos donde se va a introducir GD. Los perfiles que se han asignado a cada carga han sido de forma arbitraria, aunque cabe descartar que a las cargas mayores se les ha asignado perfil industrial. En el nudo 634 se coloca generación fotovoltaica al ser un núcleo de servicios con menor potencia, mientras que en los nudos 671 y 675 se colocará biomasa ya que se puede actuar directamente sobre ella aportando una potencia más o menos constante durante todo el día y al ser estos dos nudos de perfil industrial que funcionarán durante todo el día lo hace idóneo.

Para la generación nos hemos basado en las curvas de generación de un día cualquiera en REE, en concreto para el día 3 de marzo de 2018. No obstante el visualizar estas curvas solo nos sirve para darnos una idea como generan a lo largo de un día dado tipologías como fotovoltaica y biomasa. A partir de dicha visualización asignamos unos perfiles de generación para las curvas de escalonamiento.

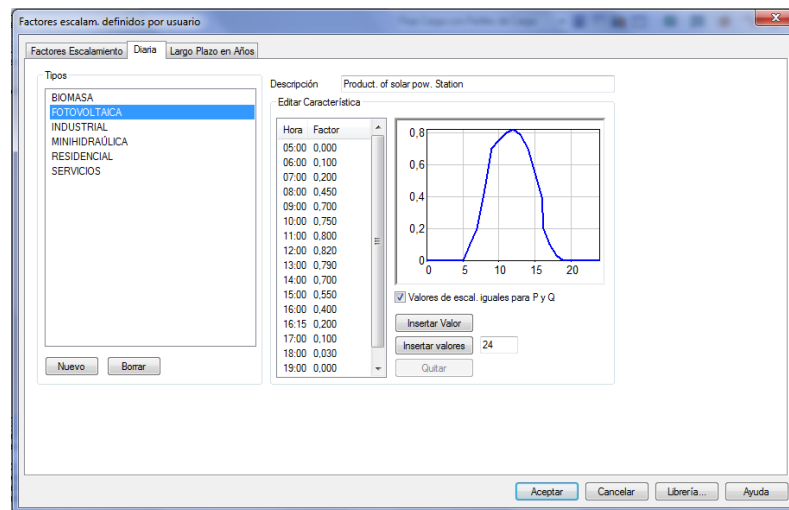


Ilustración 6.11 Curva de factores de escalonamiento para generación fotovoltaica.

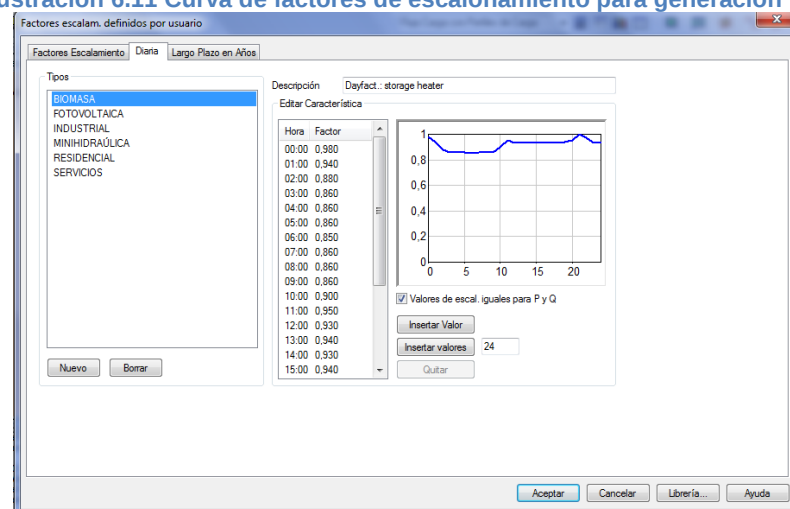
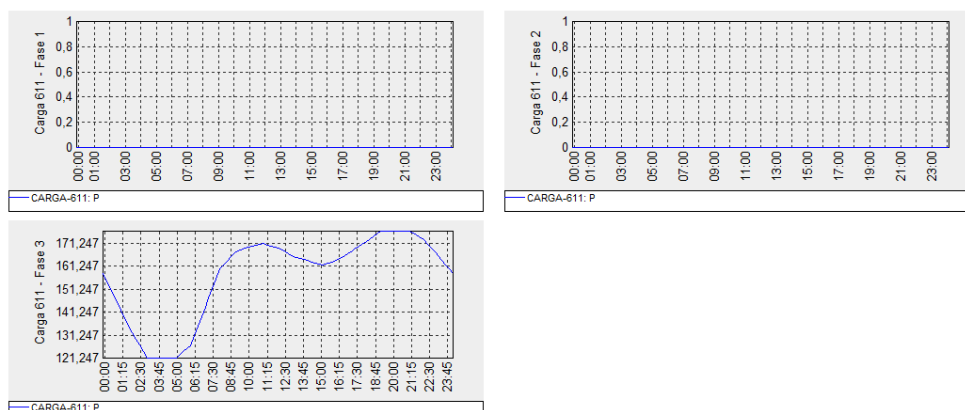


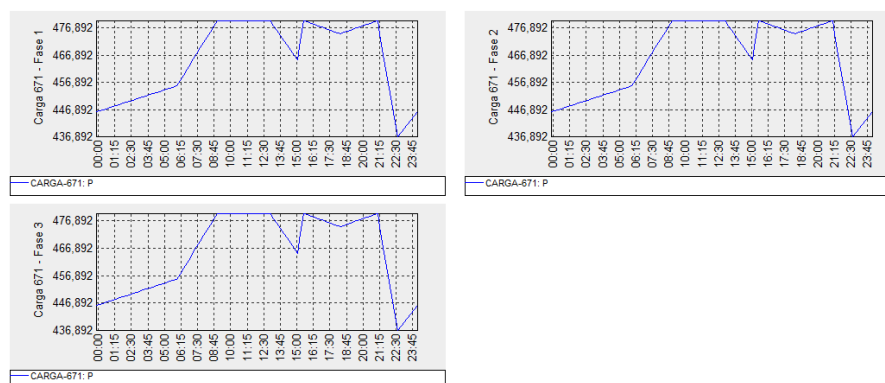
Ilustración 6.12 Curva de factores de escalonamiento para generación con biomasa.

Vemos como se comporta la red en el caso de que no se tenga GD y el regulador de tensión haya sido eliminado.

Podemos visualizar como se presentan las cargas por fase para cada hora del día, en la siguientes gráficas se presentan ejemplos:

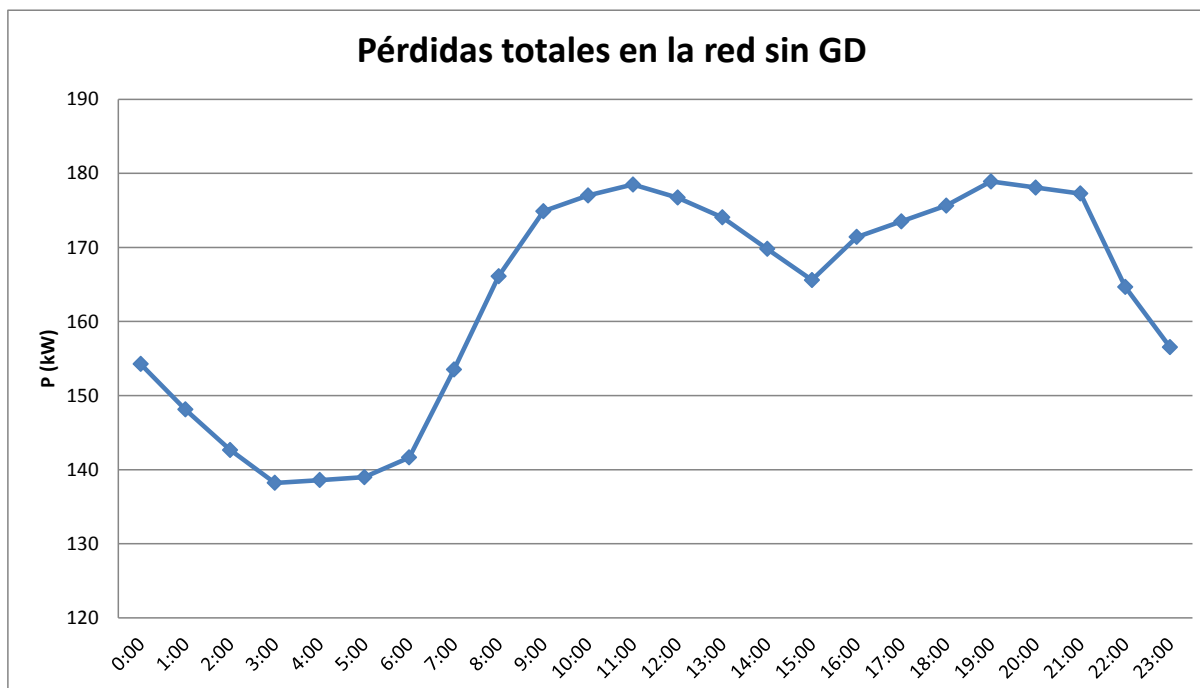


Gráfica 6.8 Ejemplo carga monofásica en kW en Neplan. Caso IV.



Gráfica 6.9 Ejemplo carga trifásica equilibrada en kW en Neplan. Caso IV.

Las pérdidas totales de la red se presentan en la siguiente gráfica:

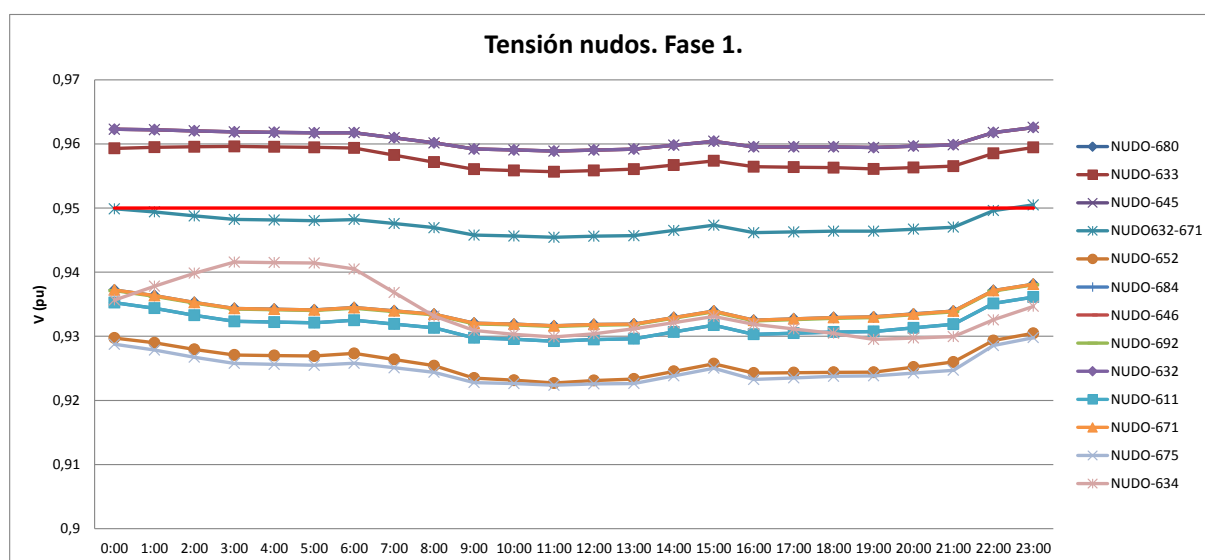


Gráfica 6.10 Pérdidas de potencia activa sin GD. Caso IV.

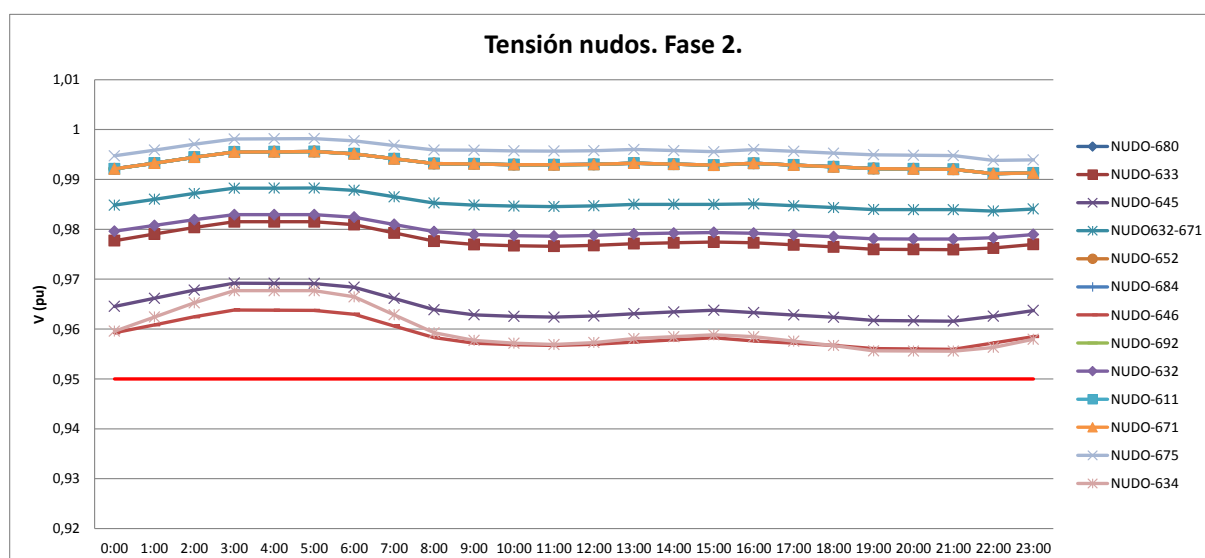
Se observa que las mayores pérdidas se presentan en las 9:00 y las 21:30, que coincide con las mayores horas de consumo. También durante estas horas es cuando más se puede aprovechar la energía del sol por lo que puede ser interesante utilizar GD mediante la tipología de fotovoltaica.

Si a la curva de la gráfica 6.10 le aplicamos un método de interpolación para obtener la ecuación de la curva y a esta le aplicamos la integral entre los límites horarios se obtienen unas pérdidas aproximadas de 2171,82 kWh.

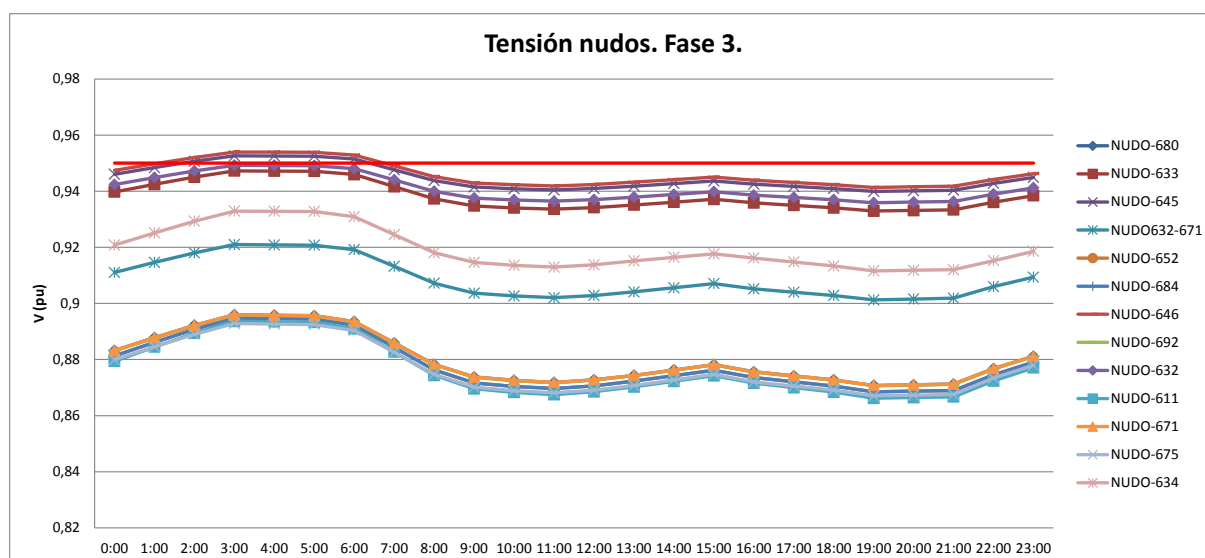
A continuación se presenta el perfil de tensión de cada nudo:



Gráfica 6.11 Tensión para la fase 1 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.



Gráfica 6.12 Tensión para la fase 2 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.

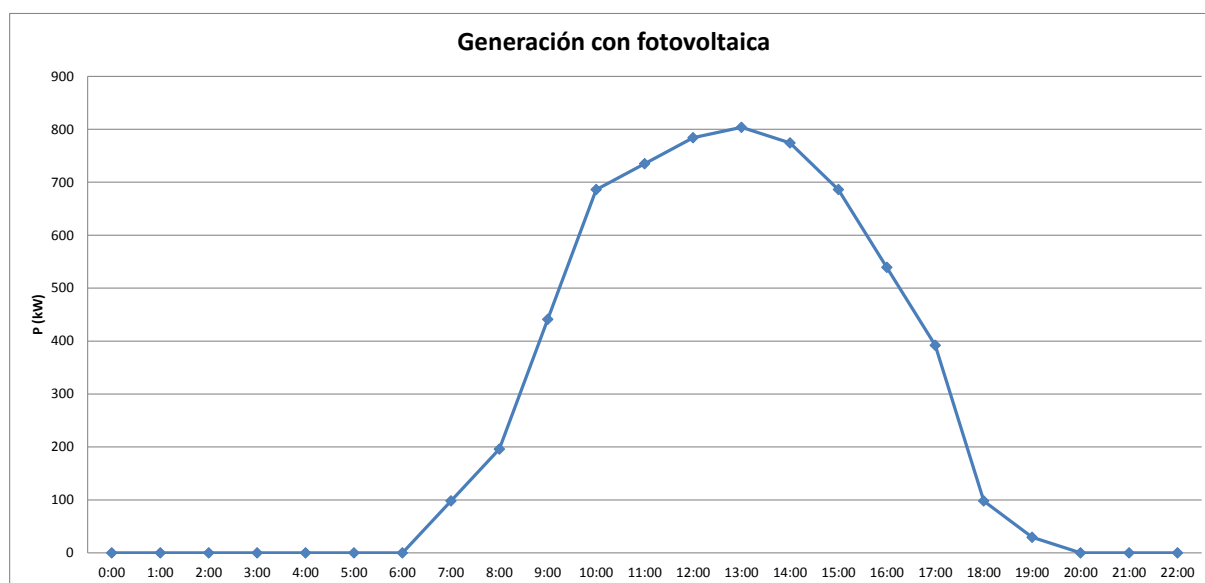


Gráfica 6.13 Tensión para la fase 3 en cada nudo en pu sin GD. Caso IV.

Para las horas que se ha comentado previamente, son también las horas en las que en las que se producen mayores caídas de tensión en los nudos y como se comprobó en los casos anteriores, los valores en por unidad de las tensiones que llegan a alcanzarse están por debajo de 0,95 pu en algunas horas.

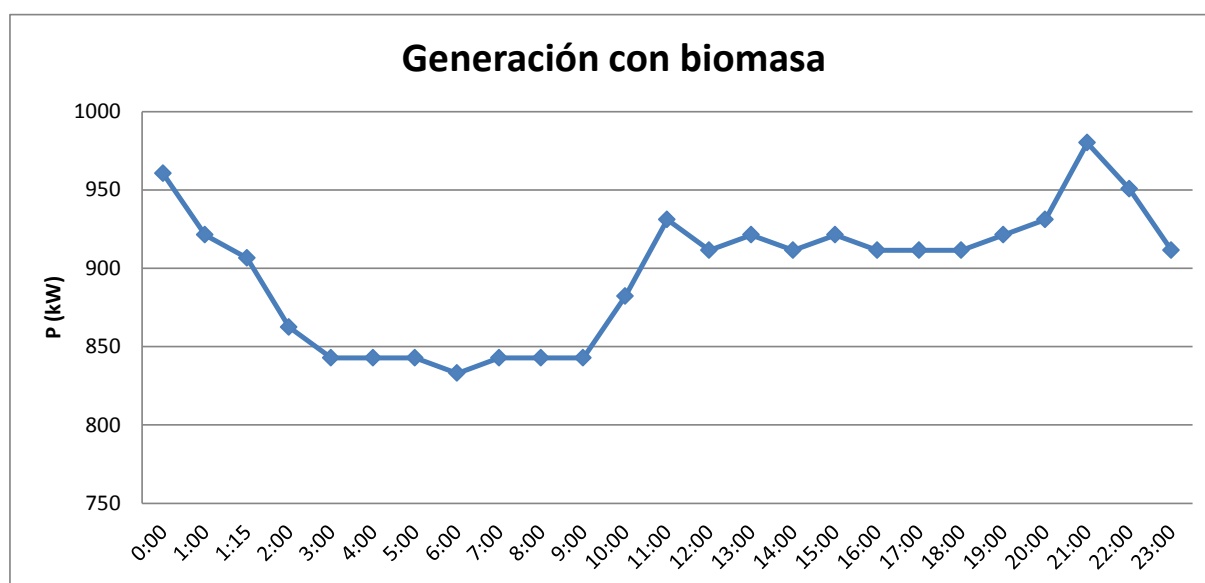
Vamos a introducir GD en la red, como se trató en casos anteriores se llegó a la conclusión de que cada tipología se modela con potencia 1 MVA y factor de potencia 0,98 y en los nudos que se justificó previamente. Con este factor de potencia se cumple lo que se especifica en el artículo 7 del RD 413/2014 [14] que regula la actividad de producción a partir de renovables e indica que el factor de potencia debe mantenerse entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. La tipología que se va a utilizar será para el nudo 675 fotovoltaica y para los nudos 671 y 634 biomasa. Estas tipologías también se han elegido arbitrariamente, no obstante se ha elegido biomasa para los nudos de mayor carga puesto que al ser perfiles industriales, por la noche consumirán energía y con la tipología fotovoltaica no podemos generar por la noche. En la siguiente gráfica se muestra como se comporta la generación de cada tipo para un día cualquiera.

La generación a lo largo del día para la potencia indicada previamente de la tipología fotovoltaica se presenta de la siguiente forma:



Gráfica 6.14 Generación con fotovoltaica. Caso IV.

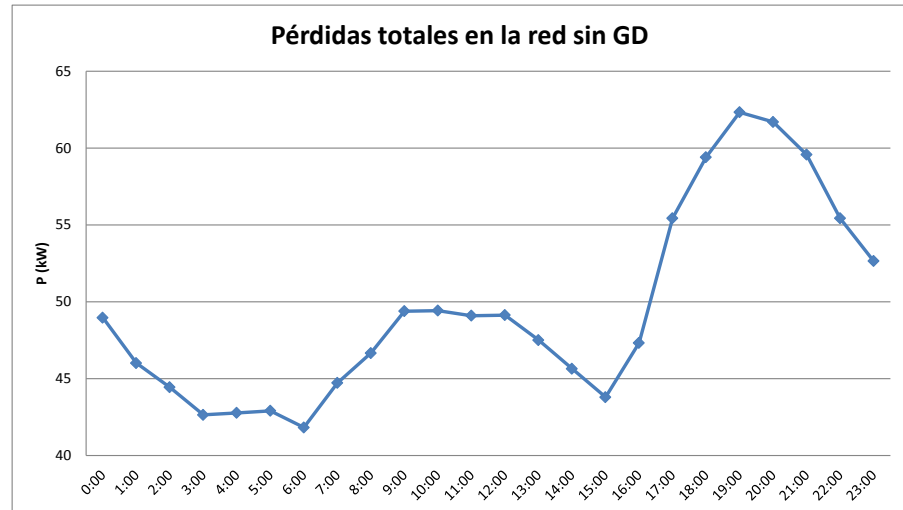
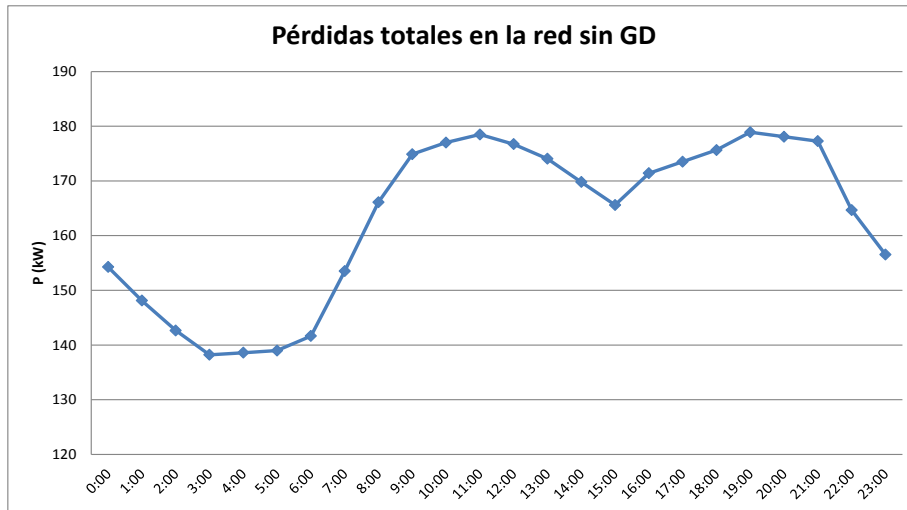
Para el caso de la biomasa queda de la siguiente forma:



Gráfica 6.15 Generación con biomasa. Caso IV.

La biomasa se comporta de manera mas o menos constante a lo largo del tiempo. Ya que no se tiene dependencia de factores climatológicos como es la fotovoltaica y generará mayor cantidad de energía cuando se desee. La generación fotovoltaica alcanza sus valores máximos en torno a mediodía pues son las horas de mayor irradiación solar.

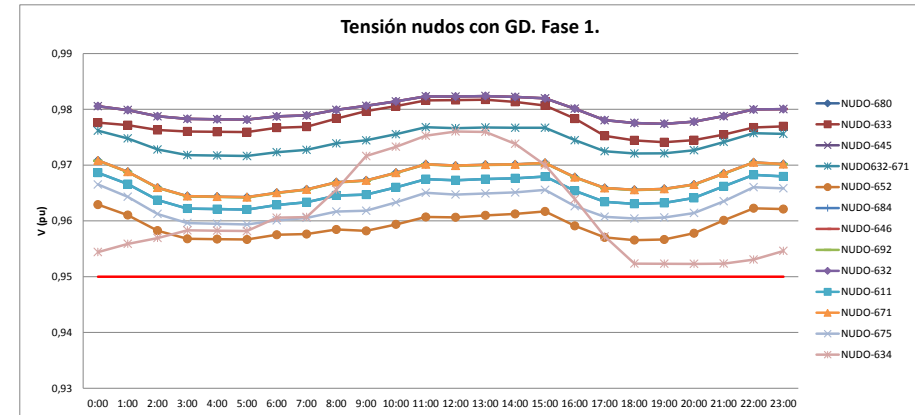
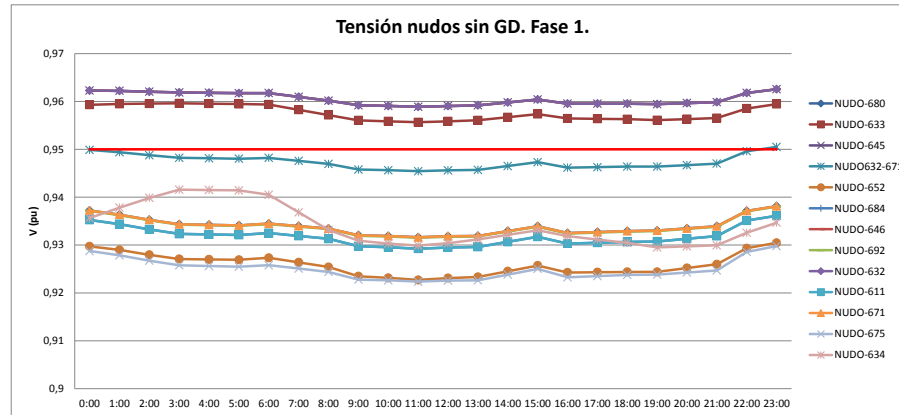
Observamos ahora las pérdidas totales en la red por hora:



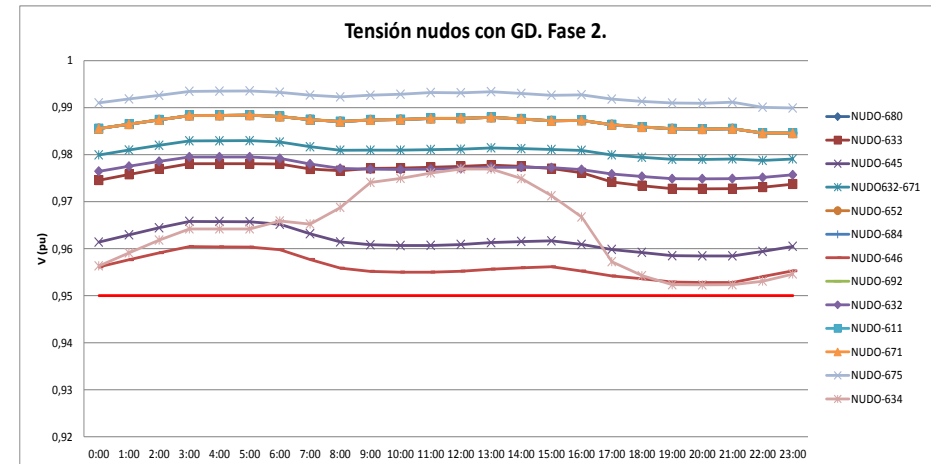
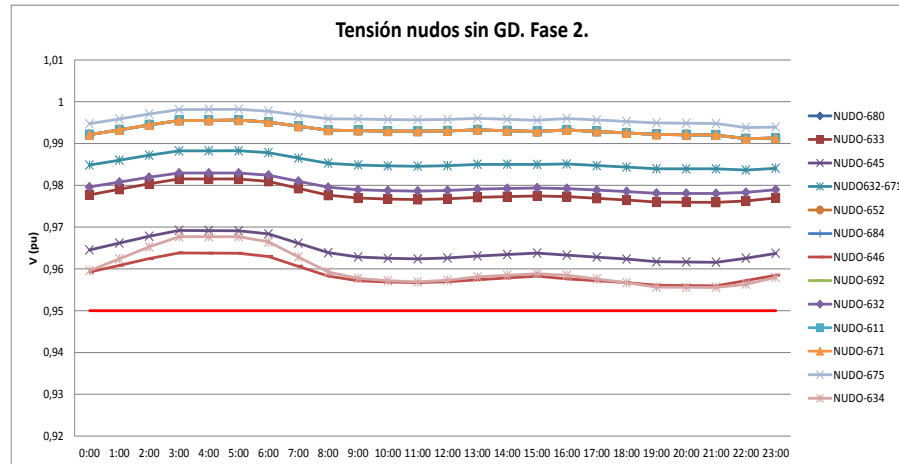
Gráfica 6.16 Comparación de pérdidas de potencia activa con GD. Caso IV.

Se observa como en el caso con GD la curva de pérdidas es más reducida además se observa que en las horas en las que funciona la generación fotovoltaica se reducen notablemente las pérdidas. Si, como anteriormente, aplicamos un método de interpolación para obtener la función que rige la curva y la integramos entre los rangos horarios. Se obtienen unas pérdidas de 1064,16 kWh. Es decir, el uso de GD hace que se reduzcan las pérdidas casi a la mitad en estas condiciones.

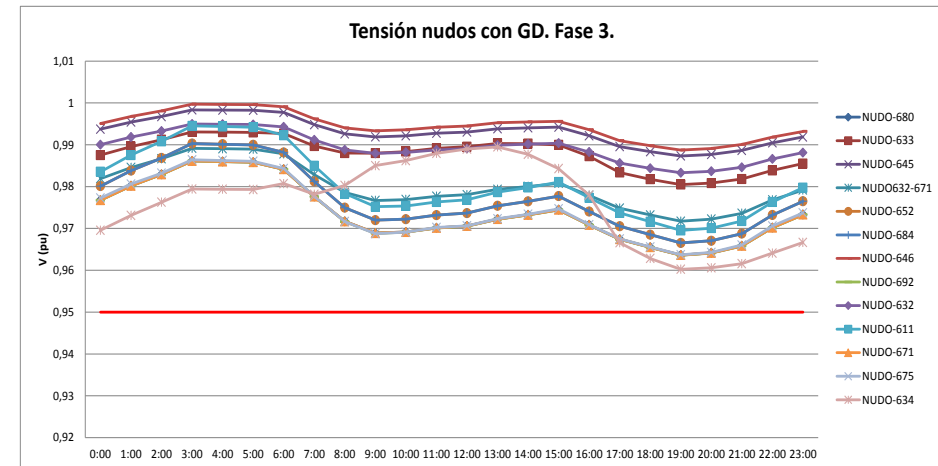
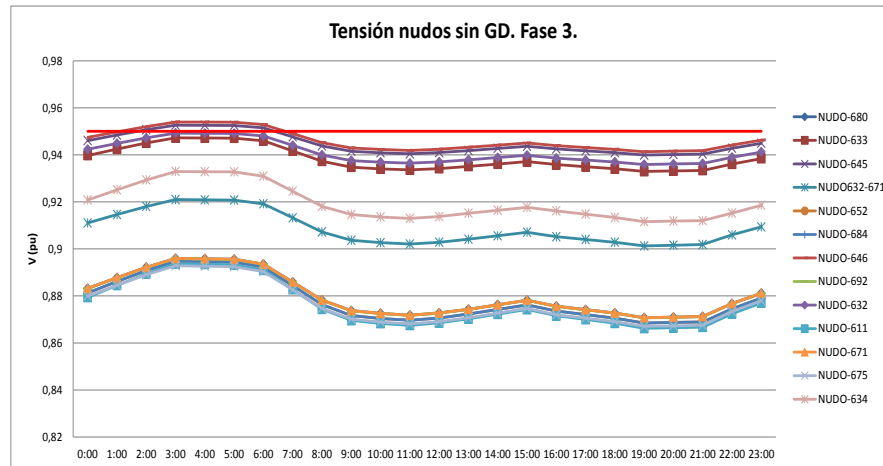
Se muestran en la siguiente gráfica los perfiles de tensión de cada nudo:



Gráfica 6.17 Comparación de tensiones en los nudos para fase 1 en kV. Caso IV.



Gráfica 6.18 Comparación de tensiones en los nudos para fase 2 en kV. Caso IV.



Gráfica 6.19 Comparación de tensiones en los nudos para fase 3 en kV. Caso IV.

Se observa como para las 3 fases en nudo se mejoran los niveles de tensión, siendo las gráficas de la izquierda el caso en el que tenemos GD y las de la derecha el caso en el que no. Con GD se ha conseguido que en las horas de mayor consumo donde se producían las mayores caídas de tensión mejorarlas notablemente.

7. CONCLUSIONES

7.1 Resumen

La primera parte de este trabajo se centró en ver como Neplan es capaz de darnos resultados precisos y correctos mediante la comparación de los resultados que ofrece IEEE para la red de distribución de 13 nudos. Lo posterior fue hacer una modificación en la red propuesta, quitando el transformador de regulación y observando como se producían caídas de tensión en los nudos que posteriormente se intentan corregir a partir del efecto que tiene introducir generación distribuida en los nudos en los que es posible. Después de verificarse esto se procedió a ver cuales eran los niveles de penetración de GD que soportaba la red viendo hasta donde era capaz de disminuir las pérdidas a razón del aumento de potencia inyectada mediante GD.

En la segunda parte se hizo el análisis de como se comportaba la red (con el regulador de tensión eliminado) a lo largo de 24 horas con GD y sin ella. Se puede ver el efecto que esta tecnología tiene tanto disminuyendo las caídas de tensión como minimizando notablemente las pérdidas.

Como se citó en la introducción nos íbamos a centrar en los perfiles de tensión y en las pérdidas de la red. Y en los anteriores apartados se han obtenido mejoras considerables en ambas cosas ya que en el caso de las pérdidas se reducen notablemente y los perfiles de tensión mejoran los valores dentro de los valores aceptables en por unidad.

7.2 Conclusión

Uno de los aspectos más importantes de la generación distribuida es el uso de energías renovables para la producción, reduciendo así lo negativo de los impactos ambientales. Además de contribuir al camino de los conceptos tan enlazados como son economía, sostenibilidad y eficiencia. Pero también presenta una serie de problemas como por ejemplo la alta inversión inicial, riesgos tecnológicos, requiere mayor control y monitorización, los aspectos legales y el poder afectar a la seguridad del sistema y la calidad del servicio.

Lo que se ha podido ver en este trabajo es como se cumplen las premisas que se aventuraban sobre los efectos en la red de distribución. Si que es cierto que usar GD implica operación más compleja, afecta a la confiabilidad del sistema al depender de recursos como el sol o la lluvia. También se puede dar lugar a cambios en el sistema de protección. No obstante si se produce disminución en la capacidad de carga de las líneas de transmisión, esto es porque la generación distribuida supe la parte de potencia que se necesita, disminuyendo así la intensidad y hace que la caída de tensión de la subestación a los nudos sea menos. Se disminuyen pérdidas, se mejora la tensión y en definitiva mejoras en la calidad de potencia de la red. Pero todos estos efectos tienen dependencia de la tecnología a utilizar, la ubicación en la red y sobre todo las características propias de la red.

La conexión de generación distribuida debe de fomentarse aunque la conexión tenga complejidad en la operación del sistema y requiera de acciones para reducir los efectos negativos pero por todas las ventajas que se han mencionado lo hace necesario.

La generación distribuida también puede servir como una copia de seguridad de la red, actuando como una fuente de emergencia para los servicios públicos en el caso de un desastre natural. Y al producir energía localmente, los sistemas de GD pueden reducir la demanda en las horas punta en áreas específicas y aliviar la congestión en la red principal.

La generación distribuida reduce la cantidad de energía que se pierde en la transmisión ya que se genera más cerca de los núcleos de consumo, a veces dentro del mismo edificio. Esto también reduce la cantidad de líneas que habría que construirse disminuyendo con ello el gasto.

Finalmente, dado que la energía distribuida tiende a provenir de fuentes renovables, es buena para el medioambiente. Usar más energías renovables significa reducir las emisiones. Y reducir las emisiones hace que el mundo sea un lugar más agradable para todos nosotros.

7.3 Evaluación y perspectiva renovable

Las siguientes conclusiones se basan en lo descrito en capítulos anteriores:

- La mayoría de los países del mundo están invirtiendo en la alternativa de generación de energía (recurso de energía renovable) que es una fuente inagotable en una escala de tiempo humana, limpia, libre de contaminación y respetuosa del medio ambiente.
- Los combustibles fósiles, carbón, gas, nuclear, etc. no están presentes en todos los países de el mundo, casi cada lugar tiene acceso a la luz del sol, el viento, el agua y la energía geotérmica de la tierra, aprovechar estas fuentes de energía renovable es lo que la mayoría de los países necesita.
- Los precios de los combustibles fósiles se disparan debido a que las reservas existentes se estan consumiendo, lo que está llevando a las empresas a usar productos más caros y procesos de extracción peligrosos para recuperar estos recursos limitados.
- Además, los conflictos en todo el mundo han limitado el suministro los flujos de petróleo y gas dando lugar a frecuentes picos de precios. Las fuentes de energía renovables no enfrentan estos mismos problemas. Fuentes ilimitadas como la solar el poder del viento nunca sufrirán derrames, fugas, recursos agotamiento o contaminación de la tierra. La energía renovable se puede implementar casi en todas partes y sin la necesidad de costosas líneas eléctricas distribuyendo la energía ya que son capaces de entregar energía directamente al consumidor final.
- La energía renovable también es más económica y viable que otras fuentes de generación de energía. Se estima que como resultado de la implantación de energía renovable de lugar a la creación de numerosos empleos.
- La inversión puede ser menor implementando GD que crear nuevas infraestructuras de líneas para solo una zona de la red.

7.4 Impactos de la GD en una red de distribución

Como se ha venido redactando , los resultados obtenidos con Neplan muestran como los impactos de la GD depende de factores como: nivel de penetración de la red, la condición de la carga en la red y la longitud de transmisión.

La integración de GD puede:

-Mejorar los perfiles de tensión, de hecho se ha demostrado como cuando los niveles de tensión estaban por debajo de 0.95 pu para algunas fases, el uso de GD ha dado lugar a que suban por encima este valor, considerándolo como aceptable.

-Minimiza notablemente las pérdidas mediante la inyección de potencia activa, ya que es capaz de reducir el flujo de potencia en algunas líneas haciendo que éstas no vayan tan cargadas, o lo que es lo mismo, disminuyendo su porcentaje de uso. Como se ha visto en el caso donde se analiza un día para las horas de sol de mayor generación se reducen las pérdidas. Y para el caso estático se reducen conforme se aumenta la inyección de potencia hasta cierto nivel de penetración.

-Causa aumento de tensión en la red si la potencia de generación es mayor que la carga en el punto de acoplamiento entre ellas.

-Minimiza la caída de tensión creada por la perturbación de la red.

8. BIBLIOGRAFÍA

[1] Armando A. Ledo Castro. (2013). *Detalles sobre Gestión y Operación de la Red, Asimetría Peninsular y Conexiones Internacionales de España*. 19/11/2013, de REE Sitio web: <http://www.eoi.es/blogs/armandoalejandroledo/2013/11/19/detalles-sobre-gestion-y-operacion-de-la-red-asimetria-peninsular-y-conexiones-internacionales-de-espana/>

[2] Sonia Aggarwal and Mike O'Boyle. (2017). *How To Make Grid Modernization Pay Off*. 13/03/2017, de NewEnergyNwes Sitio web: https://newenergynews.blogspot.com/2017/03/todays-study-how-to-make-grid_13.html

[3] Lucian Ioan Dulau. Mihail Abrudean. Dorin Bica. (2013). *Effects of distributed generation on electric power systems*, de Procedia Technology Sitio web: www.sciencedirect.com

[4] Yasin Kabalci. (2016). *A survey on smart metering and smart grid communication*, de ScienceDirect Sitio web: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115014975>

- [5] Cristián Marcelo Muñoz Montecinos. (1989). *Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución*, de Pontificia Universidad Católica de Chile Sitio web: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/munoz.pdf>
- [6] Puthireddy Umapathi Reddy, Sirigiri Sivanagaraju, Prabandhamkam Sangameswararaju. (2012). *POWER FLOW ANALYSIS OF THREE PHASE UNBALANCED RADIAL DISTRIBUTION SYSTEM*. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*
- [7] J. B. V. Subrahmanyam, C. Radhakrishna. (2010). *A Simple Approach of Three phase Distribution System Modeling for Power Flow Calculations*, de World Academy of Science, Engineering and Technology
- [8] Shodhgana. (2010). *Load flow method for unbalanced systems*. 2010, de A reservoir of Indian theses Sitio web: <http://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/11434/4/chapter-iii.pdf>
- [9] Gabriel Ángel Gutiérrez Monsalve. (2008). *ESTUDIO COMPARATIVO SOBRE Metodologías de flujo de potencia en sistemas de distribución*, de Universidad tecnológica de Pereira facultad de ingenierías programa de ingeniería eléctrica Sitio web: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/1049/62131G984.pdf?sequence=3>
- [10] "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE). Sitio web: <https://www.ieee.org>
- [11] IEEE 13 Node Test Feeder. 1992, de IEEE Power Engineering Society Sitio web: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [12] Akinyemi Ayodeji Stephen. (2015). *Assessment of Renewable Energy Resources and the Impacts of Distributed Generation on Power Quality in a Distribution Network*, de University of Cape Town Sitio web: https://open.uct.ac.za/bitstream/item/14604/thesis_ebe_2015_akinyemi_ayodeji_stephen.pdf?sequence=1
- [13] Red Eléctrica de España. (2010). *Guía de consumo inteligente*. Sitio web: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf
- [14] RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.