



Universidad  
**LOYOLA**

**Universidad Loyola Andalucía  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Grado en Ingeniería Electromecánica**

**Trabajo Final de Grado**

**Estudio del impacto de la generación distribuida en  
redes de distribución de media tensión**

**Alejandro Morales Velasco**  
amoralesvelasco@al.u Loyola.es

**Dirección:**

**D. Lázaro Alvarado Barrios**

**Junio 2020**



# Agradecimientos

A mis padres, por acompañarme y animarme a seguir adelante en los peores momentos, durante todo el largo camino que ha sido la carrera.

A Lázaro por enseñarme el fascinante mundo que puede ser la Ingeniería Eléctrica y ser casi como un padre dentro de Loyola.

A las personas que se cuentan con los dedos de una mano, que me han acompañado en los buenos y malos momentos de la vida con una sonrisa o una palabra de ánimo.



# Resumen

El aumento de de la demanda de energía eléctrica y el inminente problema con el medio ambiente debido al cambio climático, esta llevando a los científicos y expertos pensar en una remodelación de las redes eléctricas. Estos sistemas han funcionado de forma descendente y unidireccional desde la creación de la corriente alterna y todas las redes eléctricas mundiales adoptaron esta estructura. Hoy en día, debido al incremento de los recursos de generación de energía renovable que se conectan en media y baja tensión, las redes eléctricas están variando su estructura.

En el futuro, los recursos de Generación Distribuida podrían trabajar codo con codo con un ejercito de sensores creando redes inteligentes muy eficientes que organicen la generación de energía de la forma mas eficiente y con menos pérdidas.

En este trabajo, se va a estudiar cómo los recursos de Generación Distribuida pueden variar el comportamiento de la corriente en la red. Las simulaciones de este estudio se van

a realizar en el software llamado DlgSILENT PowerFactory siguiendo una metodología cuyo propósito es arrojar información destacable sobre este comportamiento.

# Abstract

The rise of electric energy demand and the immediate problem with the environment due to the climate change, is forcing the scientists and experts to rethink the structure of electrical network. These systems have been working downwards and unidirectionally since the creation of AC current and all the global electrical networks adopted this structure. Now because of the increasing number of renewable energy resources which are connected at mid and low voltage, the electrical networks are changing their shapes.

In the future, the Distributed Energy Resources (DERs) would work side by side with lots of sensors creating ultra efficient smart grids that organise the generation of energy in the most efficient and lossless way.

In this project, it is going to be studied how the DERs change the behaviour of the current in the network. The simulations of the study are going to be done in a software called DIgSILENT PowerFactory by following a methodology which purpose is to throw out some remarkable information about

this behaviour.



# Índice general

<b>Agradecimientos</b>	<b>I</b>
<b>Resumen</b>	<b>III</b>
<b>Abstract</b>	<b>V</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>VIII</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>XI</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	3
1.3. Estructura . . . . .	4
<b>2. Estado del Arte sobre el impacto de la generación distribuida en redes de distribución de media tensión</b>	<b>5</b>
2.1. Concepto de Generación Distribuida . . . . .	5
2.1.1. Energía Hidroeléctrica (Minihidráulica) . . . . .	8
2.1.2. Energía Solar Termoeléctrica . . . . .	11
2.1.3. Generadores alimentados por biomasa . . . . .	13
2.1.4. Energía Eólica . . . . .	14
2.1.5. Energía Fotovoltaica . . . . .	14
2.2. Impacto de la Generación Distribuida . . . . .	15
2.2.1. Impacto sobre las tensiones . . . . .	16
2.2.2. Impacto sobre las corrientes, pérdidas y protecciones . . . . .	18
2.2.3. Impacto sobre la calidad de la red . . . . .	20
<b>3. Modelado de redes</b>	<b>22</b>
3.1. Modelado del sistema de distribución . . . . .	22
3.1.1. Transformador . . . . .	23

3.1.2. Motor . . . . .	26
3.1.3. Generador . . . . .	28
3.1.4. Generador Fotovoltaico . . . . .	29
3.1.5. Baterías . . . . .	30
3.1.6. Líneas Eléctricas . . . . .	31
<b>4. Caso de estudio</b>	<b>34</b>
4.1. Red propuesta . . . . .	34
4.2. Modelado de la red utilizando DIgSILENT PowerFactory . . . . .	36
4.3. Validación de la red . . . . .	40
<b>5. Metodología propuesta para el estudio de la GD</b>	<b>44</b>
5.1. Definición de escenarios . . . . .	44
5.1.1. Nivel de Penetración . . . . .	45
5.1.2. Nivel de Dispersión . . . . .	46
5.1.3. Prioridad y Despacho de instalación de la GD . . . . .	47
5.2. Resultado de la simulación de los escenarios . . . . .	48
5.2.1. Nivel de Penetración . . . . .	48
5.2.2. Nivel de Dispersión . . . . .	53
5.2.3. Prioridad y Despacho de instalación de la GD . . . . .	57
<b>6. Conclusiones</b>	<b>62</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>66</b>

# Índice de figuras

1.1. <i>Generación distribuida</i> . . . . .	2
1.2. <i>Smartgrid</i> . . . . .	2
1.3. <i>Curva de demanda de Red Eléctrica Española</i> . . . . .	3
2.1. <i>Modelo de red eléctrica tradicional</i> . . . . .	6
2.2. <i>Modelo de una central de agua fluyente</i> . . . . .	9
2.3. <i>Modelo de una central de embalse</i> . . . . .	10
2.4. <i>Central de bombeo de Cortes-La Muela, en Valencia</i> . . . . .	10
2.5. <i>Modelo de central de cilindro parabólico</i> . . . . .	11
2.6. <i>Centrales de heliostatos PS10 y PS20 de Abengoa, Sanlúcar la Mayor</i> . . . . .	12
2.7. <i>Captadores de disco parabólico</i> . . . . .	12
2.8. <i>Modelo de central de concentradores lineales de Fresnel</i> . . . . .	13
2.9. <i>Generadores eólicos</i> . . . . .	14
2.10. <i>Campo fotovoltaico “Copper Mountain Solar Pharm”, en EEUU</i> . . . . .	15
3.1. <i>Modelo de Transformador ideal</i> . . . . .	23
3.2. <i>Modelo de Transformador real incluyendo pérdidas Joule y de Dispersión</i> . . . . .	24
3.3. <i>Modelo de Transformador real completo</i> . . . . .	25
3.4. <i>Modelo equivalente en T de un Transformador</i> . . . . .	26
3.5. <i>Modelo equivalente aproximado en L de un Transformador</i> . . . . .	26
3.6. <i>Modelo de un Motor parado</i> . . . . .	27
3.7. <i>Modelo en T de un Motor girando</i> . . . . .	28
3.8. <i>Circuito equivalente aproximado de un Motor girando</i> . . . . .	28
3.9. <i>Modelo de Generador Síncrono</i> . . . . .	29
3.10. <i>Modelo de Célula Fotovoltaica</i> . . . . .	30
3.11. <i>Modelo de Batería</i> . . . . .	31
3.12. <i>Modelo de Línea Corta</i> . . . . .	32
3.13. <i>Modelo de Línea de longitud Media</i> . . . . .	32
4.1. <i>Diagrama unifilar de la Red</i> . . . . .	34
4.2. <i>Pantalla principal del software DlgSILENT PowerFactory</i> . . . . .	36

4.3. Zona de trabajo del software . . . . .	37
4.4. Pestaña de elementos de una red . . . . .	38
4.5. Pestaña de simulación . . . . .	39
4.6. Unifilar en DIgSILENT . . . . .	39
4.7. Número de iteraciones del flujo de carga . . . . .	40
4.8. Unifilar de la red tras correr el flujo de carga . . . . .	40
4.9. Resultados de la red tras la simulación . . . . .	41
4.10. Resultados de las barras tras la simulación . . . . .	42
4.11. Pérdidas en las líneas . . . . .	42
4.12. Gráfico de las tensiones en las Barras . . . . .	43
5.1. Unifilar del escenario inicialmente planteado . . . . .	46
5.2. Unifilar de la red utilizada para estudiar la Penetración . . . . .	48
5.3. Niveles de tensión con GD buscando FDP=1 . . . . .	50
5.4. Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1 . . . . .	50
5.5. Potencia circulando por las líneas 3-4 y 4-5 en el escenario Ideal . . . . .	51
5.6. Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal . . . . .	51
5.7. Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	52
5.8. Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	53
5.9. Unifilar con todas los generadores conectados . . . . .	53
5.10. Niveles de tensión con GD buscando FDP=1 . . . . .	54
5.11. Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1 . . . . .	55
5.12. Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal . . . . .	55
5.13. Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	56
5.14. Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	57
5.15. Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal . . . . .	57
5.16. Niveles de tensión con GD buscando FDP=1 . . . . .	58
5.17. Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1 . . . . .	59
5.18. Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	60
5.19. Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u. . . . .	60
5.20. Unifilar del comportamiento ideal . . . . .	61
6.1. Comparativa de las pérdidas en los escenarios de Penetración y Dispersión . . . . .	63

# Índice de tablas

4.1. Información de las Cargas . . . . .	35
4.2. Información de las Líneas . . . . .	35
5.1. Nivel de Penetración de la GD . . . . .	46
5.2. Nivel de Dispersión de la GD . . . . .	47
5.3. Nivel de Dispersión de la GD . . . . .	47
5.4. Potencia activa generada por los generadores en los distintos escenarios	49



# Capítulo 1

## Introducción

Este capítulo introductorio constará de tres partes bastante diferenciadas. Primero se hablará de la motivación de este trabajo, argumentando brevemente porqué se ha decidido tomar este rumbo. Posteriormente, se explicarán los objetivos que se pretenden alcanzar con este estudio y por último se mostrará la estructura que compone el trabajo.

### 1.1. Motivación

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia se encuentran frente a un paradigma nunca antes visto. Con la creciente penetración de la generación de energía mediante recursos renovables que se conectan a unos niveles mas bajos de tensión, los ingenieros de redes deben plantearse las soluciones ingenieriles que deben tomarse para poder adaptarlas a un nuevo horizonte.

La conexión de recursos de generación de energía agua abajo en puntos de media y baja tensión, se cree que suponen una importante mejoría en cuanto al perfil de tensiones de las Barras o nudos y un significativo descenso en las pérdidas. Pero también supone un rediseño de las protecciones de las redes, que no están preparadas para flujos bidireccionales de corriente.

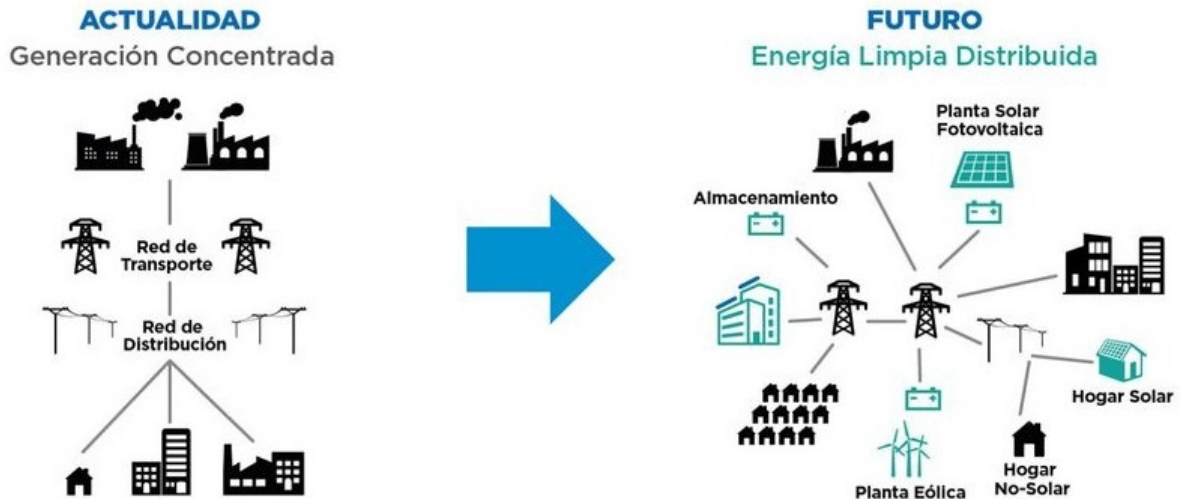


Figura 1.1: *Generación distribuida*

Investigadores de todo el mundo se están planteando cómo serán las redes del futuro, pudiéndose combinar este modelo de generación de energía, conocido como generación distribuida, con modelos de redes inteligentes o “*Smartgrids*” [1].

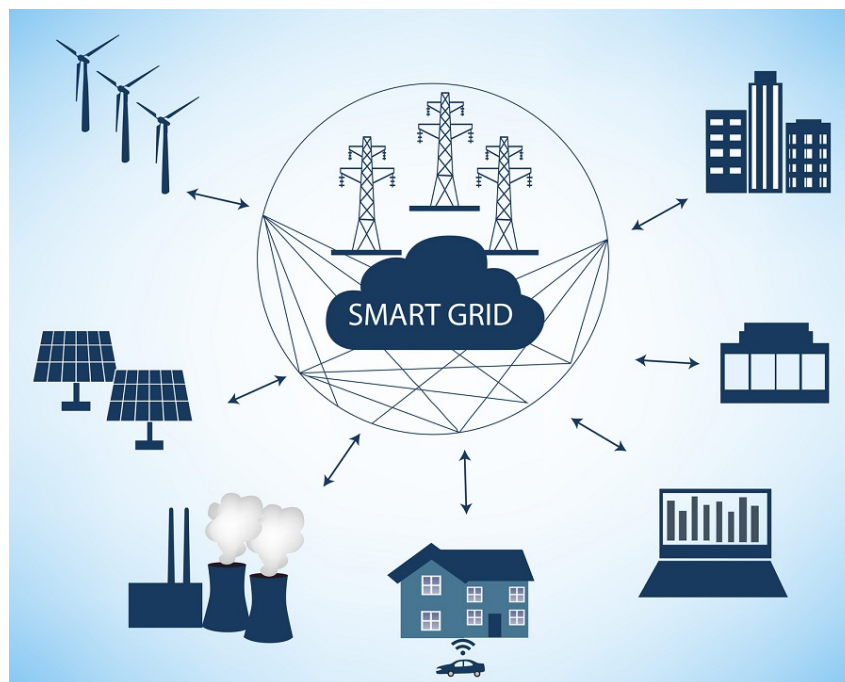


Figura 1.2: *Smartgrid*

La combinación de ambos modelos [2], podría desembocar en redes muy eficientes capaces de generar la potencia justa adecuada a la demanda de forma instantánea, trabajando con todos los generadores de la red en conjunto.



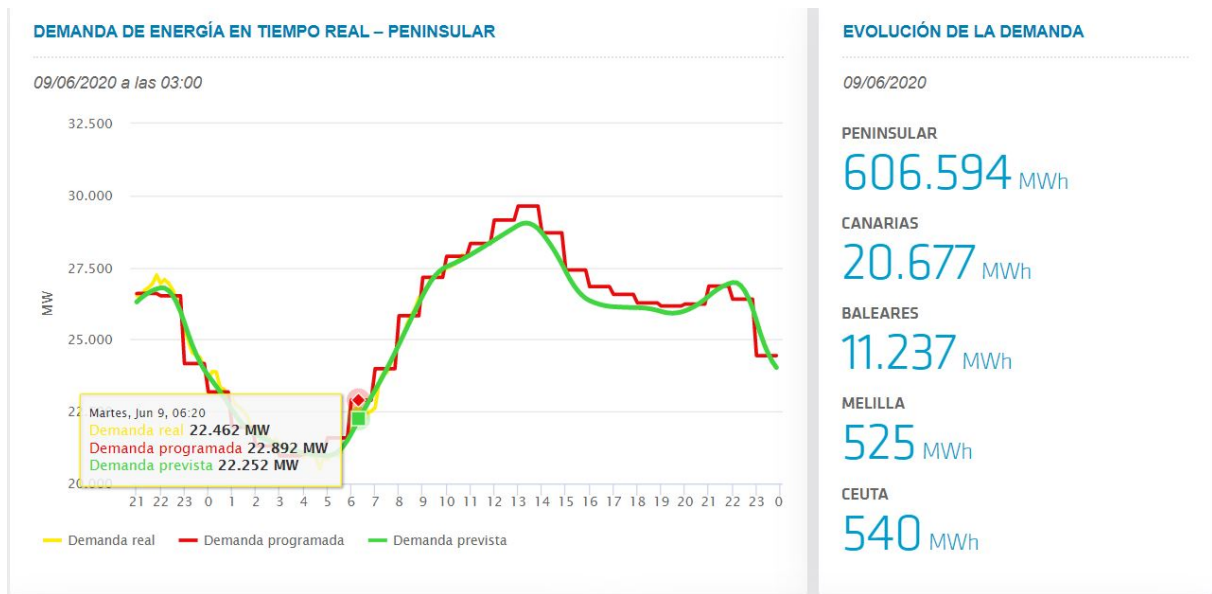


Figura 1.3: Curva de demanda de Red Eléctrica Española

Esa futura red que trabaja de forma inteligente con el conjunto de sus generadores, principalmente conectados en media y baja tensión como recursos de generación distribuida, podrían hacer que las curvas de demanda, como la que se muestra en la Figura 1.3, fueran mucho más precisas evitando la fluctuación de valores entre las potencias previstas y programadas y la potencia que finalmente es consumida.

Por la concurrencia de todos esos factores resulta bastante interesante intentar comprender los efectos que producen estos recursos de generación distribuida sobre las redes, ya que parece que las redes eléctricas están tomando el camino de la descentralización para así poder suplir la demanda energética.

## 1.2. Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es comprender si la metodología tomada para la el estudio del impacto de la generación distribuida arroja datos sustanciales. Aplicando esta metodología se busca lo siguiente:

- Comprender los efectos que la generación distribuida tiene sobre una red de media tensión.
- Ver si es rentable económicamente la aplicación de generación distribuida a las redes y de que forma es más óptima su integración.

- Estudiar las posibles medidas que habría que tomar a la hora de dicha implementación.

### **1.3. Estructura**

El trabajo constará de las siguientes partes:

- Un breve estudio sobre en que consiste la generación distribuida y un repaso de los métodos que existen actualmente para la generación de energía en esos niveles, métodos principalmente renovables.
- Un estudio del impacto que tiene la integración de recursos de generación distribuida a nivel eléctrico.
- Un repaso de como se modelan eléctricamente los elementos que componen una red eléctrica.
- La presentación de la red de estudio y del software utilizado para las simulaciones que se van a realizar.
- Explicación de la metodología que se va a seguir para las simulaciones.
- La exposición de los datos obtenidos tras la realización del estudio.
- Unas conclusiones personales sobre la información que el estudio ha arrojado sobre los efectos de la generación distribuida y sobre la metodología utilizada.

# Capítulo 2

## Estado del Arte sobre el impacto de la generación distribuida en redes de distribución de media tensión

En este capítulo, se analizará el concepto de generación distribuida, explorando algunas definiciones dadas por los expertos y dando algunos apuntes de los métodos que se utilizan para la generación energía en este modelo.

Posteriormente, se estudiarán ciertos impactos que el modelo de generación distribuida puede en las redes, concretamente, el impacto sobre las tensiones, sobre las corrientes y todo lo que deriva de la variación de las mismas y por último, el impacto sobre la calidad de la red.

### 2.1. Concepto de Generación Distribuida

Desde la introducción de la corriente alterna en los sistemas eléctricos y la posibilidad de transferir energía a grandes distancias, el sistema unidireccional y descendente ha dominado los sistemas de generación y suministro eléctrico. Este modelo se define de la siguiente manera [3]:

- Los grandes generadores producen energía a cierta tensión
- Ésta es elevada y enviada a través de las líneas de transporte y distribución
- Finalmente, la energía llega al consumidor a la tensión adecuada.

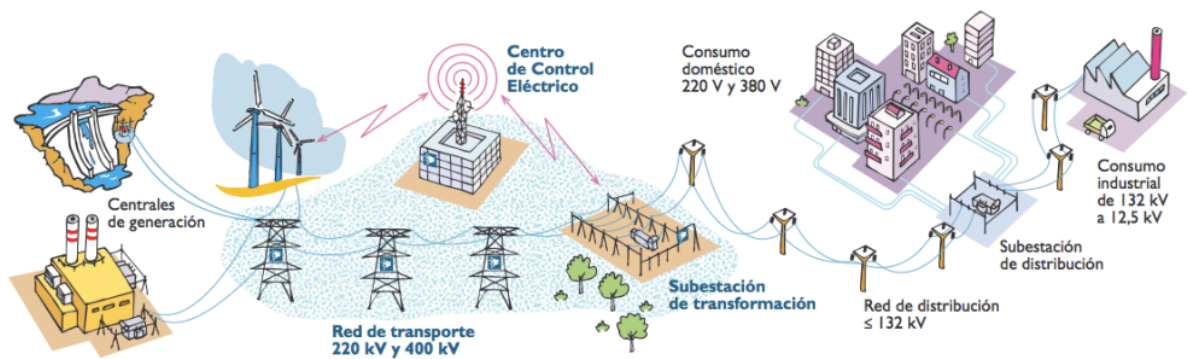


Figura 2.1: *Modelo de red eléctrica tradicional*

Hoy, este modelo centralizado de sistemas de potencia se está viendo alterado, como consecuencia del aumento de métodos de generación de energía eléctrica conectados en el nivel de las redes de distribución a media tensión [4]. Incluso, se multiplican las situaciones en las que son los propios consumidores, los que inyectan energía a la red a través de métodos de generación como la fotovoltaica [5].

Los investigadores están de acuerdo que la generación distribuida, a la que a partir de ahora llamaremos GD, va a ser una parte importante de las redes eléctricas del futuro; por ello ya se está trabajando y estudiando Para comprobar en que medida esto puede afectar a la estructura de las mismas [6]. En el futuro, las redes de distribución estarán equipadas con métodos de comunicación inteligentes que permitirán un mejor control y coordinación de las redes y de los pequeños generadores conectados en media y baja tensión, que actúen de forma inteligente al unísono para así abastecer la demanda de energía de forma instantánea [7].

Cuando se habla de GD existe bastante discrepancia a la hora de ofrecer una definición concreta, puesto que se trata de un término relativamente nuevo y los expertos aun no terminan de alcanzar un consenso en torno a su definición. Los distintos autores y organismos que se refieren a ésta comparten elementos comunes en sus definiciones, pero discrepando en algunos aspectos.

A continuación, se muestran algunas de las definiciones que se pueden encontrar en la literatura:

- **Ackermann, 2001** [8]: los autores, en este artículo, definen la GD como cualquier fuente de potencia eléctrica conectada a la red de distribución o al nivel del consumidor. Además, no impone ningún límite en la potencia a la que estas fuentes pueden generar. En vez de eso, organizan las fuentes por categorías en función de la potencia que son capaces de generar:

- Micro generación distribuida: 1W <5kW;
- Pequeña generación distribuida: 5kW <5MW;
- Mediana generación distribuida: 5MW <50MW;
- Gran generación distribuida: 50 MW <300MW;

Por otro lado, los autores sugieren que en función al uso del recurso de GD, se le debería agregar un apellido. Por ejemplo, si la potencia generada por el recurso es usada en la red local, se le puede llamar generación distribuida “incrustada” (*Embedded distributed generation*).

- **Willis & Scott, 2000** [9]: En su trabajo, los autores definen la GD como aquella que incluye la aplicación de pequeños generadores (15kW a 10MW), dispersados a lo largo del sistema eléctrico. Por lo general, se encuentran cerca del consumidor o en redes aisladas.

Dentro de la definición de GD, los autores añaden otro concepto, el de “Generación Dispersa”, que atribuyen a los pequeños recursos de generación que podemos encontrar por ejemplo en particulares o pequeñas empresas y que generan poca potencia (“10 kW a 250kW”).

Por otro lado, aceptan que la GD, se puede producir tanto por recursos renovables como no renovables.

- **International Energy Agency** [10]: La Agencia Internacional de la Energía describe a la generación distribuida como aquellas plantas que generan energía pegado a los consumidores. Parte de ella es usada por los propios consumidores mientras que el exceso se vuelca en la red de distribución.

Las tecnologías normalmente utilizadas para la GD consistirían en motores, pequeñas y micro turbinas, celdas de combustible o sistemas fotovoltaicos, excluyendo sistemas eólicos, ya que, a día de hoy, no se suelen usar de forma local en los hogares.

- **Papermans, 2002** [11]: Se define la GD como generación eléctrica a pequeña escala. También comentan que, pese a ser un concepto nuevo para muchos autores de economía en redes eléctricas, en los inicios era un recurso, debido a que las redes en corriente continua no podían transmitir a larga distancia, por tanto se generaba a pequeña escala y en el ámbito del consumidor.

En GD, existen diversos métodos de obtención de energía eléctrica a pequeña o mediana escala. No es objetivo de este trabajo, el estudio exhaustivo de las distintas

tecnologías que existen para producir energía. Pero, si daremos unas pinceladas sobre el funcionamiento de las mismas y de cómo operan.

Actualmente, vivimos en una sociedad en la que están sucediendo muchos cambios como reacción a la posible catástrofe que puede suponer para la humanidad el cambio climático; en consecuencia la gran mayoría de países están tomando medidas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En los últimos 25 años, se han ido sucediendo cumbres del clima en las cuales los países asistentes han ido estableciendo una hoja de ruta para evitar una subida drástica de la temperatura media global, intentando reducir lo máximo posible los efectos del cambio climático. La producción de energía por métodos renovables es uno de los pilares importantes de estas medidas. Por tanto, nos centraremos en los distintos métodos renovables que existen para trabajar en GD.

### **2.1.1. Energía Hidroeléctrica (Minihidráulica)**

La obtención de energía aprovechando la energía potencial almacenada en grandes saltos de agua, lleva entre nosotros desde el principio de la generación eléctrica. Ya en la antigüedad, se utilizaba la energía hidráulica de los ríos a través de molinos para diversos usos, tales como la molienda del trigo o el regadío. No fue hasta 1878 que el ingeniero británico William G. Armstrong realizara el primer esquema de una central hidroeléctrica [12].

Uno de los primero en aprovechar esta tecnología para la generación de energía eléctrica fue Nikola Tesla, quien instaló su primer generador eléctrico de corriente alterna en las cataratas del Niágara en el año 1893 [13] y desde entonces, alrededor del mundo se ha utilizado la energía hidroeléctrica como base de muchos sistemas eléctricos.

Países como Brasil o China poseen una gran potencia hidroeléctrica instalada, basando una parte importante de su producción en dicha tecnología. Cabe destacar que la central hidroeléctrica más grande del mundo, la Presa de las Tres Gargantas situada en el río Yang-Tze, se localiza en China con una potencia instalada de 22,5 GW [14].

Las centrales hidráulicas que generan una potencia mayor a 100 MW y son gestionadas por el Operador del Sistema de Transporte, no se consideran agentes en la GD [15]. Es por ello, que para nuestro estudio nos centraremos en las minihidráulicas, con potencias inferiores a unos 20 MW, las cuales se pueden conectar en media tensión.

Existen básicamente tres métodos de obtención de energía hidroeléctrica [16]:

**Centrales de agua fluyente.** Éstas aprovechan la energía que lleva el agua al fluir por el cauce del río, transformándola con pequeñas turbinas adyacentes al mismo. Este método de obtención de energía no supone un gran impacto en el medio ambiente, debido a que, al no existir un gran almacenamiento de agua, apenas produce efecto sobre el ecosistema del río. Estas suelen producir la energía a través de turbinas Franklin.



Figura 2.2: *Modelo de una central de agua fluyente*

**Centrales de embalse.** Un embalse artificial de agua, generado por una presa, permite el almacenamiento de agua en grandes cantidades, que se pueden ir expulsando de forma controlada en función de la demanda de energía que se le requiera a la central en cada momento o del volumen de llenado de la misma. Este tipo de centrales tienen un gran efecto en el medio ambiente, incluso llegando a ser consideradas no renovables. Por lo general, estas instalaciones, poseen una gran capacidad de producción de energía eléctrica llegando muchas de ellas a los miles de MW.

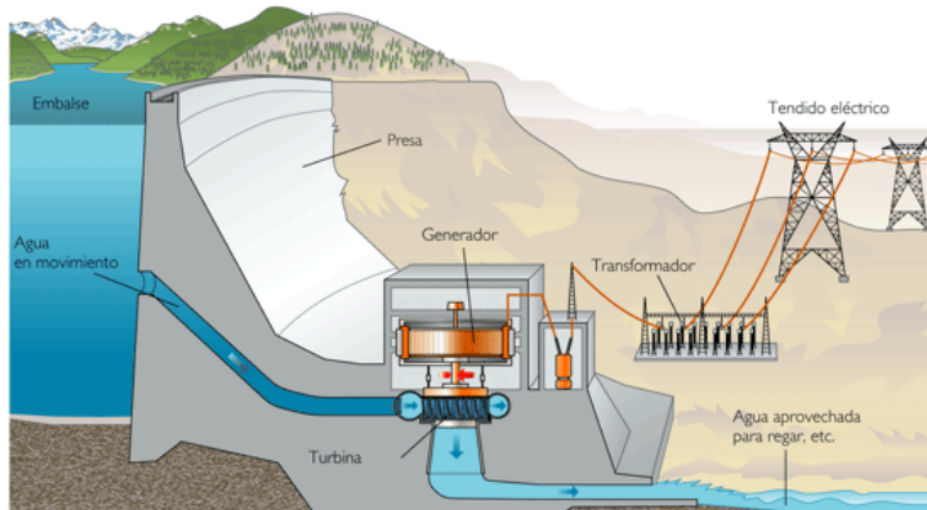


Figura 2.3: *Modelo de una central de embalse*

**Centrales de bombeo.** Estas centrales, aprovechan las horas en las que la energía eléctrica es más barata para bombear agua desde un río hacia un reservorio que se encuentra a gran altura por encima del cauce. Cuando la energía está más cara, liberan el agua almacenada, devolviéndola a su cauce y produciendo energía. Tanto estas centrales como las de embalse, dependiendo de la altura del salto de agua, utilizarán un tipo de turbina u otro. En el caso de que la caída de agua sea grande, utilizarán turbinas Pelton.



Figura 2.4: *Central de bombeo de Cortes-La Muela, en Valencia*



## 2.1.2. Energía Solar Termoeléctrica

Las centrales termosolares, aprovechan la componente directa de la radiación solar para concentrarla en un punto por el que circula un fluido que se calienta, transfiere ese calor al agua y esta se evapora moviendo así una turbina y produciendo electricidad [17]. Estas plantas, se componen de dos sistemas principalmente; Un sistema que refleja la radiación solar directa y la concentra en un punto al cual se le llama absorbedor o receptor, que es por donde circula el fluido que se calienta [18].

Existen 4 tecnologías distintas de captación solar, con sus ventajas y desventajas y son las siguientes:

**Centrales de canal parabólico [19].** Estas se componen de un concentrador con forma de cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa en su foco geométrico. En dicho foco, se coloca el tubo absorbente que absorbe la radiación solar, transfiriéndola al fluido de trabajo que se utilice. Estas centrales poseen un sistema de seguimiento que hacen que el cilindro vaya siguiendo los movimientos del sol. En este caso se mueven tanto el captador como el receptor.

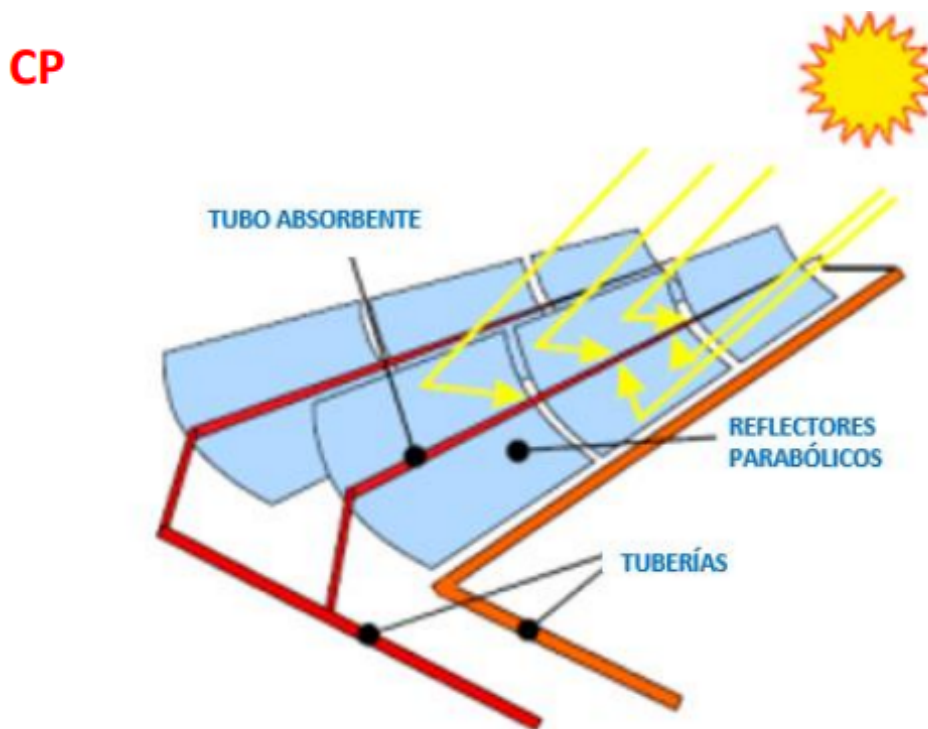


Figura 2.5: Modelo de central de cilindro parabólico

**Centrales de heliostatos y receptor central [20].** A diferencia de las de canal parabólico, en estas centrales, el concentrador está separado del receptor. Los con-

centradores son unos heliostatos situados en el suelo que van girando, siguiendo al sol, concentrando su radiación en el receptor que se encuentra en lo alto de una torre por donde transcurre el fluido. En este caso, el concentrador se mueve, pero el receptor se encuentra fijo.



Figura 2.6: Centrales de heliostatos PS10 y PS20 de Abengoa, Sanlúcar la Mayor

**Centrales de disco parabólico [21].** Estas son similares a las de canal parabólico pero el concentrador es un disco que concentra la radiación en un punto en el que se encuentra un motor Stirling que produce la electricidad. No tienen ningún uso industrial y en el seguimiento al sol se mueven tanto el concentrador como el receptor.



Figura 2.7: Captadores de disco parabólico

**Central de concentrador lineal de Fresnel [22].** Las centrales de concentrador lineal se parecen a las de cilindro parabólico, con la diferencia de que utilizan varios concentradores lineales colocados de tal forma que tengan la forma de una parábola. En este caso, sólo los concentradores se mueven siguiendo al sol.

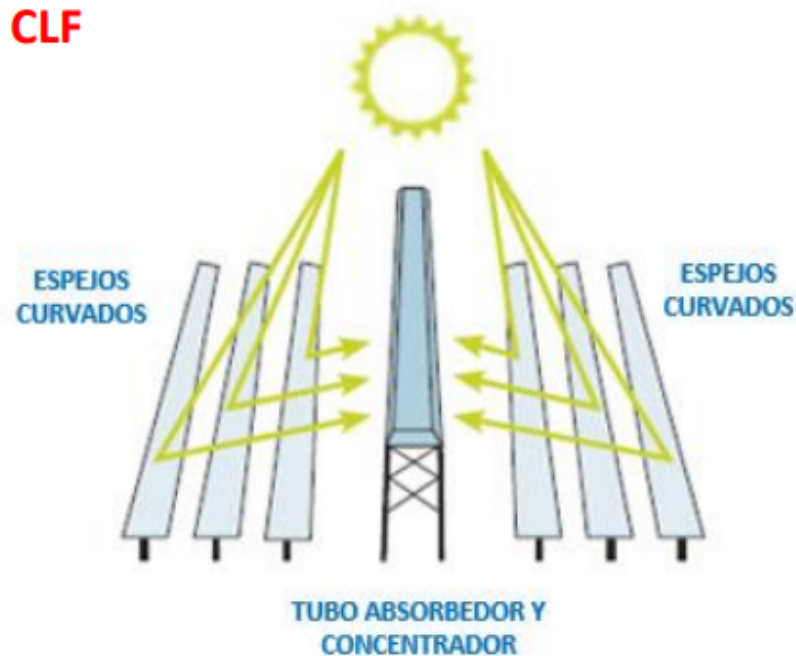


Figura 2.8: *Modelo de central de concentradores lineales de Fresnel*

### 2.1.3. Generadores alimentados por biomasa

La biomasa, es todo aquello que se puede utilizar como combustible que tenga un origen vegetal o animal. Para ello, existen diferentes medios de obtención de la misma, ya sea a través de cultivos energéticos, aprovechando residuos de podas o aprovechando los deshechos de la industria ganadera [23].

Los beneficios de la biomasa son, entre otros, que se trata de un recurso renovable gestionable, además de que tiene la capacidad de dar valor a los residuos, evitando así su desperdicio [24]. La biomasa, aun considerándose un recurso renovable, si emite CO<sub>2</sub> a la atmósfera, pero se puede considerar que supone un saldo 0, debido a que ese mismo CO<sub>2</sub> que se emite es el que han absorbido las plantas para crecer.

### 2.1.4. Energía Eólica

Al igual que la energía del agua, la energía del viento se ha aprovechado para diferentes usos desde hace siglos. Desde los molinos que se usaban para moler el trigo, aquellos con los que se peleaba el célebre Don Quijote, hasta su uso en Asia para el regadío o en la navegación a vela, hemos sabido siempre aprovechar dicha energía.



Figura 2.9: *Generadores eólicos*

Actualmente, la tecnología eólica es una tecnología muy madura con una fiabilidad bastante importante y siendo además una de las mas baratas en relación €/KWh [25]. En España, según datos de Red Eléctrica Española, la energía eólica supone el 23 % del total de la potencia instalada en el país, lo que supone que sea el método renovable de generación de energía que más aporte al mix energético español [26].

### 2.1.5. Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica, al igual que la termosolar, genera electricidad aprovechando la energía que recibe del sol; pero en vez de calentar un fluido, lo hace mediante el efecto fotovoltaico [27]. Al igual que la eólica, la generación fotovoltaica es un método muy maduro de generación energía y es el que mas al alza se encuentra actualmente, debido a su bajo precio, su versatilidad y su sencillez de instalación.



Figura 2.10: *Campo fotovoltaico “Copper Mountain Solar Farm”, en EEUU*

Para la generación distribuida, la fotovoltaica puede ser uno de los agentes más importantes, debido a que se pueden conectar a la red a varios niveles de tensión. Ya sea en media o en baja tensión, va a ser crucial para el mix energético del mañana [27].

La unidad básica fotovoltaica es una celda, hecha de cristal de silicio dopado [28]. Las celdas se conectan entre ellas para formar paneles, los cuales, a su vez, se conectan entre ellos en serie o paralelo para conseguir así la potencia requerida. Estos paneles trabajan normalmente a una tensión de 12V en corriente continua, por tanto, es necesario el uso de inversores para así poder volcar la energía a las redes.

Como todas las tecnologías renovables, la fotovoltaica depende de la disponibilidad del recurso para así poder operar. Por tanto, en ciertos momentos es necesario el uso de baterías para así poder aumentar las horas de uso de dicha tecnología. Además, la localización es bastante importante para poder aprovechar el mayor tiempo posible el apoyo energético de la tecnología fotovoltaica.

## **2.2. Impacto de la Generación Distribuida**

La inclusión de la GD en las redes tiene a la par ciertas ventajas, así como un considerable número de inconvenientes que habrá que considerar a la hora de evolucionar hacia su generalización. Dentro del gran número de ventajas, a continuación, se mencionan algunas de las más importantes [29]:

- La más destacada, y mas si la totalidad de esta GD se realiza a través de generación renovable, es la importante reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Reducción de las pérdidas de potencia a lo largo de las líneas, debido a la menor distancia entre la generación de energía y su consumo.
- Mejora de la fiabilidad de las redes. Cuantos más puntos de generación cercanos a los consumidores haya, mayor velocidad de respuesta existirá en situaciones de caídas de ciertos tramos de la red a la hora de mantener el suministro.
- Alivio de la congestión de la red, puesto que el mayor número de centrales de generación junto con su cercanía al consumidor, siempre que se encuentren trabajando de forma sincronizada, podrán reducir la carga en ciertos puntos de la red.

Sin embargo, a pesar de que existan todas estas ventajas a la hora de trabajar con GD, un mal dimensionamiento de la red o la mala ubicación de los recursos de GD, podría llevar consigo un gran número de inconvenientes [29, 30]. En este capítulo, estudiaremos tres casos del impacto que puede tener la evolución de las redes hacia este modelo. El impacto sobre las tensiones, sobre la corriente, las pérdidas que se pueden generar y las protecciones y por último, el impacto sobre la calidad de la energía.

### **2.2.1. Impacto sobre las tensiones**

El nivel de las tensiones a en los nudos de una red deben mantenerse siempre cerca de 1 en p.u. con desviaciones máximas de  $\pm 0,05$  en p.u., ya que tanto el sistema de potencia como los equipos aguas abajo en la zona de consumo únicamente funcionarán de forma adecuada si el perfil de tensión se mantiene dentro de un rango. Además, cabe distinguir que el comportamiento de las redes en cuanto a perfiles de tensión es muy distinto en función de si nos encontramos en redes de distribución o en media tensión y en baja tensión.

En redes de transporte y distribución, que operan en alta tensión, el valor resistivo de la impedancia de la línea es prácticamente despreciable en comparación con el de la inductancia. Sabiendo esto y tomando en consideración que las tensiones, como ya hemos mencionado con anterioridad, operan en torno a 1 en p.u. y suponiendo que las diferencias de ángulo entre dos nudos adyacentes son pequeñas; podemos concluir que la potencia activa en las líneas depende del ángulo entre tensiones y que la potencia reactiva depende de la diferencia entre los valores de tensión [31].

Sin embargo, cuando nos vamos a niveles de media y baja tensión (menores a 66 kV), lo dicho anteriormente deja de ser cierto, debido a que el valor resistivo de la inductancia de la línea deja de ser despreciable. Por tanto, hay que empezar considerar una mayor interacción entre la potencia reactiva y el ángulo de entre tensiones y entre la potencia activa y la diferencia entre sus valores. Estas consideraciones, hacen que el estudio de las redes en media y baja tensión resulte más complicado que la simple utilización del flujo de carga. Puesto que la GD se conecta en media y baja tensión, controlar los perfiles de tensión en estas redes supone un reto [32].

Tradicionalmente, el control de la tensión en media y baja tensión se ha venido realizando de dos maneras [33]:

- Mediante el control de la tensión de entrada en la subestación utilizando transformadores reguladores de tensión.
- Mediante el control de la potencia reactiva a lo largo del sistema, utilizando condensadores y resistencias colocados en paralelo, condensadores en serie y otros métodos.

Al incluir la GD, esta puede afectar en dos maneras:

- Si la GD se encuentra operando en coordinación con los requerimientos de las cargas cercanas, es decir, incrementa o reduce su producción en función a si incrementa o se reduce la demanda de las cargas. En este caso, la GD limita los niveles mínimos y máximos de tensión en los que se trabaja, en comparación a si se trabajara sin ella [34].
- Si la GD no se encuentra operando en coordinación con los requerimientos de las cargas cercanas. Esto ocurre cuando, en vez de trabajar para suplir la demanda de las cargas cercanas, la GD trabaja para aportar energía hacia el conjunto global de la red, es decir, trabajando junto con el mercado eléctrico y aportando energía cuando se le requiere independientemente de la disponibilidad del recurso natural que utiliza para producir electricidad [35]. En este caso, ocurre todo lo contrario al supuesto anterior y la GD incrementa los valores máximos y mínimos de tensión que se podrían tener si este recurso no estuviera trabajando.

En realidad, el valor mínimo no aumenta, debido a que se supone que en los supuestos en los que la demanda es mínima, la GD no esta trabajando. Es en los casos de mayor demanda, en los que si se necesita que esta trabaje y es donde podemos apreciar un claro aumento de los valores máximos de tensión.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la inclusión de la GD puede suponer un reto a la hora del control tradicional de las tensiones. Por ejemplo, durante los periodos en los que nos podemos encontrar unos niveles altos de carga en la red, dependiendo del punto en el que se encuentre la GD conectada, pueden existir unos valores mas altos de tensión que los que se podría esperar en una situación normal de trabajo. Estos valores incluso podrían superar los límites de sobretensión, provocando daños a la línea. Por tanto, el control clásico de las redes de media y baja tensión, utilizando transformadores reguladores de tensión, no sea el mas correcto.

La solución posible a tales problemas podría ser mediante el control inteligente de redes, para así prever y ajustar los valores de tensión en la subestación y en el recurso de GD para evitar situaciones desfavorables. Además, se puede controlar localmente el nivel de tensión en los puntos de conexión de GD, mediante la variación del factor de potencia. Esto se utiliza en la actualidad en los proyectos de energía eólica en los que a través de los convertidores electrónicos se controla dinámicamente la tensión [36].

### **2.2.2. Impacto sobre las corrientes, pérdidas y protecciones**

Como hemos visto en el apartado anterior, la introducción de la GD en las redes puede provocar un aumento en los niveles de tensión en ciertas barras. Lo mismo ocurre con los niveles de corriente que circulan por las líneas adyacentes a los puntos de conexión de dicho recurso. Con ello se produce una serie de impactos en parámetros de las redes asociados a la corriente, tales como el mal funcionamiento de las protecciones o el aumento de las pérdidas en las líneas.

Muchos sistemas de distribución, especialmente en zonas rurales, funcionan de manera radial, es decir, existe una fuente, por lo general una subestación, y de ella salen de forma radial las líneas [32]. Se utiliza esta estructura por su simpleza, debido a que son líneas que parten todas de un mismo punto y van abasteciendo aguas abajo a cada una de las cargas . Debido a que el sistema es tan simple, la forma de protegerlo frente a faltas y sobrecargas es más barata y sencilla. Al incluir la GD en estos sistemas radiales, surgen problemas de operación.

El elemento básico de protección frente a sobrecargas en las líneas es el fusible, el cual, determina las características del resto de protecciones de la misma. Protecciones tales como los interruptores automáticos y magnetotérmicos, se diseñan acorde con el fusible utilizado en la línea. El propósito de estos dispositivos es situarlos de tal forma



que se minimice la afectación al consumidor en caso de una falta.

En sistemas radiales, el despeje de las faltas se puede realizar mediante la apertura de un interruptor automático ya que solo existe una fuente que pueda contribuir a una falta. Si se incluye la GD, la línea posee ahora mas de una fuente que puede aportar corriente al sistema, provocando que la apertura del interruptor automático no ayude a disipar la falta a tiempo. Por tanto, en este caso se requerirá que la GD se desconecte de la línea cuando se detecte una falta [37], para que el sistema vuelva a actuar de forma radial y se disipe de la forma correcta.

Otro de los problemas que no puede aportar la GD, es que ciertas faltas puedan pasar desapercibidas por los sistemas de protección, siendo ya detectadas demasiado tarde. Los interruptores automáticos están diseñados para detectar faltas a una cierta distancia, lo que se conoce como “el alcance del dispositivo”. Dicho alcance viene determinado por la corriente de cortocircuito mínima que puede detectar el aparato. Cuando se conecta un recurso de GD aguas abajo, nos podemos encontrar que la corriente aportada, pueda enmascarar ciertas faltas, haciendo que los sistemas de protección no las detecten, y causen daños a las líneas.

Por otro lado, la penetración de GD puede provocar también un aumento de las pérdidas. Este aumento, se puede ver reflejado en las redes de distribución de diversas maneras. Éste depende de diversos factores:

- **La estructura de la red y la situación de la GD dentro de la misma**

Las pérdidas, en redes eléctricas, van muy asociadas a la distancia que la corriente tiene que recorrer para hasta llegar a la carga, por tanto, cuanto más cerca esté el recurso de las cargas, menores serán las pérdidas. También, como ya hemos explicado en apartados anteriores, debido a que dependiendo de si nos encontramos en redes de alta tensión o en redes de media y baja tensión, el valor resistivo de la impedancia de la línea cobra una mayor o menor importancia y a la hora de estudiar las pérdidas, la resistencia es un factor muy importante.

Las líneas de alta tensión al tener, por lo general, una distribución mallada, dependerá de los flujos de corriente por las mallas para conocer el alcance de las pérdidas. Por otro lado, las redes de media y baja tensión tienen tendencia a estar distribuidas de forma radial, lo que hace que, cuanto mas cerca esté el recurso de GD del alimentador, mayores serán las perdidas e irán disminuyendo conforme más cerca se localice la carga [38].

- **Grado de penetración**

En dependencia del grado de penetración de la GD, el valor de las pérdidas puede ser mayor. En una red sin GD, el valor de las pérdidas será menor que si a ésta le incluimos recursos de GD de baja penetración. Al aumentar éste, llega un momento que el valor de las pérdidas alcanzará unos mínimos y después volverá a subir, siguiendo una curva con forma de U.

En definitiva incluir GD a una red conlleva un problema de optimización que se debe realizar, valorando diversos aspectos del impacto que se va a inferir.

### **2.2.3. Impacto sobre la calidad de la red**

Cuando se habla sobre el impacto que la GD puede tener sobre la calidad de la red, existen dos efectos principales que hay que tener en cuenta; las oscilaciones de la tensión y los armónicos. Las oscilaciones en la tensión[39], reflejan la inestabilidad en el valor de la tensión, la cual podemos apreciar, por ejemplo, cuando las bombillas por un instante reducen su luminosidad. En redes de distribución, la causa de este efecto suele ser una variación de la corriente en las cargas; pero existen muchas otras causas que pueden generar oscilaciones en la tensión, relacionadas con la GD:

- El arranque de un gran recurso de GD
- Grandes variaciones de la salida de la GD de forma repentina
- Interacciones entre la GD y el equipo de control de tensión de la interconexión

Los métodos para mitigar este efecto dependerán de muchos factores. Por ejemplo, si en una red hay mucha GD y dicha GD suele tener cambios frecuentes en su salida, algunos consumidores podrán apreciar estas oscilaciones en la tensión. La mejor solución para esto consistiría en que los propietarios de los recursos de GD, reduzcan lo máximo posible las oscilaciones en la salida de los generadores. Las centrales eólicas, son las que mas oscilaciones pueden generar en la tensión debido a las variaciones del viento que se pueden dar.

Por otro lado, la presencia de componentes no lineales, pueden provocar la aparición de armónicos [40]. Su presencia en la red es indeseable por las siguientes razones:

- Los armónicos, generan pérdidas tanto en la red como en los equipos

- Pueden provocar errores de funcionamientos en los equipos de control
- Si los armónicos son de alta frecuencia, pueden reducir la vida útil de equipos eléctricos como motores, transformadores y algunos otros.

Una de las principales causas de la aparición de armónicos en la red como resulta conocido es el uso de la electrónica de potencia en algunos de los recursos de GD, tales como los inversores de la fotovoltaica o los convertidores electrónicos de la eólica. El orden y la magnitud de los armónicos dependerá de la tecnología que utilicen los convertidores electrónicos. Por ejemplo, los PWM (Pulse-Width-Modulators), operando en un rango lineal, introducirán armónicos de alta frecuencia en las líneas[41].

# Capítulo 3

## Modelado de redes

En este capítulo, se estudiarán los modelos eléctricos de los diferentes elementos que componen una red eléctrica. Desde transformadores, motores, generadores o algunos sistemas de generación renovable, a las propias líneas eléctricas que permiten el transporte de la energía a todos los puntos de la red.

### 3.1. Modelado del sistema de distribución

Los sistemas eléctricos, por lo general, son sistemas muy extensos y complejos, por lo que una correcta comprensión de los mismos es necesaria para obtener un buen funcionamiento. Como en todo proceso que tiene unas dimensiones considerables, es crucial disponer de las herramientas idóneas que nos ayuden a entender qué está ocurriendo de una manera simplificada. En este caso, la herramienta para comprender lo que sucede se circunscribe al modelado eléctrico de las redes y sus elementos.

El modelado de las redes se utiliza, principalmente, para calcular tensiones, corrientes y el factor de potencia en cualquier punto de la red. Además, conociendo el valor de estas variables un punto de la línea, se pueden conocer los valores en otros muchos lugares de la misma. Por lo general, estos valores vienen impuestos por la carga, es decir, el lugar de la línea en el que se encuentre la carga conectada poseerá unos parámetros conocidos. Estos parámetros, normalmente son la tensión requerida por la carga, la potencia demandada y el factor de potencia y, a través de cálculos matemáticos, se puede obtener el valor de la corriente en ese punto. Teniendo estos 4 parámetros, se pueden obtener todas las características de la carga.

Comenzaremos este análisis por el elemento más básico de una red, el transforma-

dor, y posteriormente analizaremos otros elementos importantes dentro de las redes tales como motores, generadores, paneles fotovoltaicos, baterías o las propias líneas eléctricas.

### 3.1.1. Transformador

El transformador es un elemento muy importante dentro de los sistemas eléctricos. Es una máquina eléctrica estática cuya función es elevar o reducir la tensión manteniendo constantes la potencia y la frecuencia que circulan a través de él. Los transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos, pero su principio de funcionamiento es el mismo, posee un núcleo ferromagnético que tiene dos devanados de cobre arrollados a él, conocidos como devanado “primario o inductor” y devanado “secundario o inducido”. Este núcleo, es cerrado y común a los dos devanados, lo que favorece la correcta circulación de corriente a través del mismo [42].

El funcionamiento de un transformador tiene como objetivo mantener la potencia constante, hace subir o bajar los valores de corriente, para así bajar o subir la tensión de forma inversamente proporcional, siguiendo el comportamiento definido por la siguiente ecuación:

$$S_n = V_{1n} I_{1n} = V_{2n} I_{2n}$$

Siendo  $S_n$  la potencia que circula a través del transformador,  $V_{1n}$  y  $V_{2n}$  las tensiones de los devanados y  $I_{1n}$   $I_{2n}$  las corrientes que circulan por cada devanado.

Para modelar un transformador, partimos de su modelo ideal, donde no existen pérdidas y únicamente se muestran en el modelo las inductancias que conforman las espiras alrededor del núcleo ferromagnético.

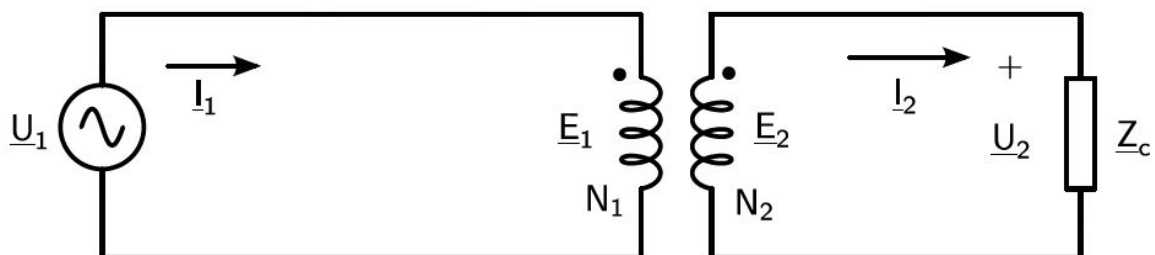


Figura 3.1: Modelo de Transformador ideal

A partir de ahí, pasamos al modelo de transformador real. Cualquier máquina, por muy eficiente que sea, tiene pérdidas de algún tipo. En nuestro caso, podemos diferenciar las pérdidas de la siguiente manera: las que suceden fuera del núcleo ferromagnético y las que son internas al mismo. Dentro de las que podemos llamar pérdidas externas al núcleo encontramos las siguientes:

- **Flujos de Dispersión ( $jX_1, jX_2$ )**

Los flujos de dispersión aparecen en los arrollamientos de los devanados por el mero hecho de circular una corriente por los mismos y se distribuyen por caminos no magnéticos, como, por ejemplo, por el aire. Provocan por tanto unas pérdidas hacia el exterior que se modelan, debido al comportamiento que tienen como una inductancia con el mismo número de espiras que el arrollamiento al que representan.

- **Pérdidas de efecto Joule ( $R_1, R_2$ )**

Las pérdidas por efecto Joule, no son otras que las provocadas por la resistencia del propio conductor de cobre, que se impone al flujo de electrones a lo largo de él, generando pérdidas en forma de calor. Estas pérdidas no son solo las que se dan dentro de los devanados, sino en zonas exteriores también modelándose como resistencias situadas en serie a los devanados.

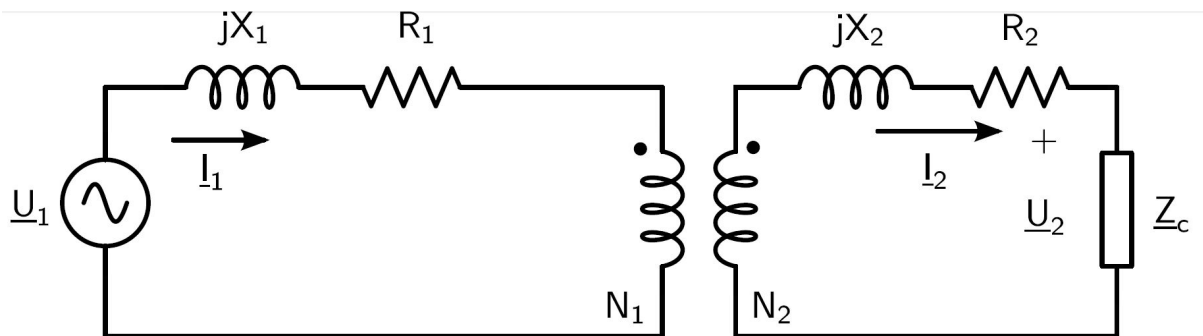


Figura 3.2: *Modelo de Transformador real incluyendo pérdidas Joule y de Dispersión*

Por otro lado, dentro del núcleo, como ya hemos mencionado antes, también se producen ciertas pérdidas asociadas a calor y a los flujos de magnetización.

- **Pérdidas por histéresis ( $jX_\mu$ )**

Las pérdidas por histéresis se producen por efecto de la desmagnetización del núcleo, debido a los ciclos de histéresis. Estas pérdidas se modelan como una inductancia en paralelo al devanado.

- **Pérdidas por corrientes de Foucault ( $R_{fe}$ )**

Las pérdidas por corrientes de Foucault se producen debido a la circulación de corriente alterna por las pequeñas láminas que componen el núcleo. Por efecto Joule generan calor que se transfiere al ambiente. Estas pérdidas se modelan en forma de una resistencia en paralelo al devanado y a la inductancia de las pérdidas por histéresis

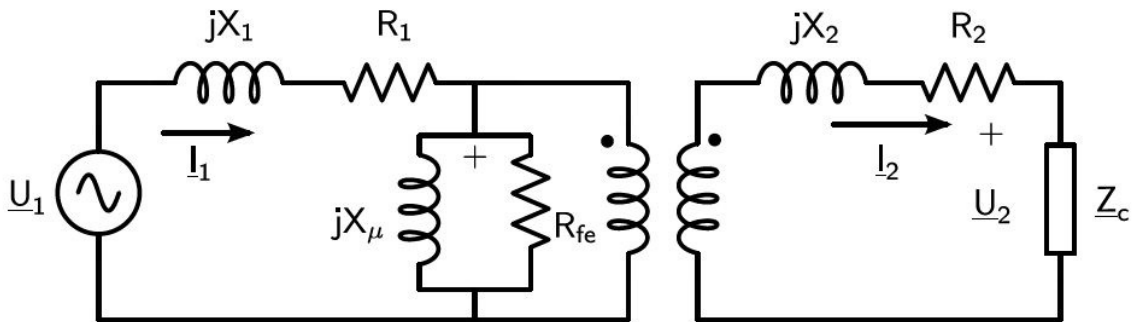


Figura 3.3: *Modelo de Transformador real completo*

Este modelo, por tanto, representa el modelo eléctrico real de un transformador. El problema de este modelo, es que los devanados se encuentran acoplados magnéticamente, complicando así los cálculos a la hora de estudiar lo que sucede dentro del transformador. Para evitar esto, se recurrió a los modelos de magnitudes reducidas, suponiendo que los devanados se encuentra únicamente acoplados eléctricamente. Con esto obtenemos los circuitos equivalentes del transformador, referidos a un devanado u otro. Para obtener dicho tipo de circuitos se hace lo siguiente:

- Se reducen ambos devanados al mismo número de espiras (por lo general se varía el secundario).
- Se sustituye el modelo original, en el que los devanados tenían distinto número de espiras, por el de un transformador equivalente con el mismo número de espiras en el primario, pero igualando el número de espiras del secundario al primario.
- Un factor importante es que, para que el modelo del transformador funcione correctamente, se deben conservar las condiciones energéticas de la máquina.
- Todos los elementos de la máquina se representan igual que en el modelo real, pero con la diferencia de que llevan una pequeña tilde en función a que devanado estén referidos.

Aplicando todo esto, obtenemos finalmente el modelo equivalente en T de un transformador real:

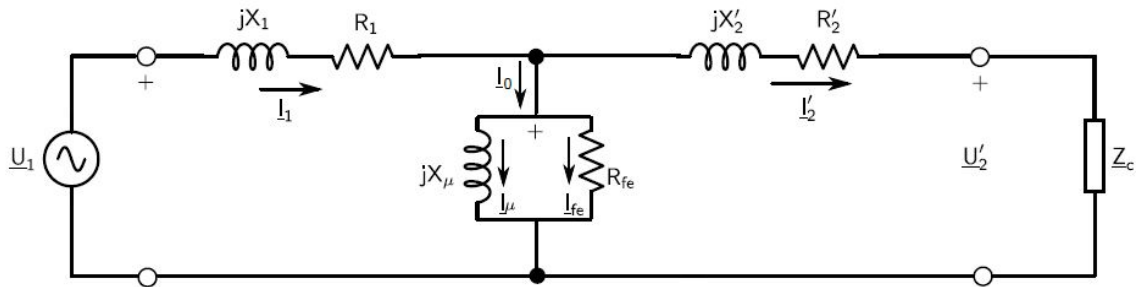


Figura 3.4: Modelo equivalente en T de un Transformador

Teniendo en cuenta ciertas consideraciones, podemos llegar a un modelo mas simplificado pero igual de útil para trabajar con transformadores y obtener resultados relevantes, lo que se conoce como el circuito equivalente aproximado en L:

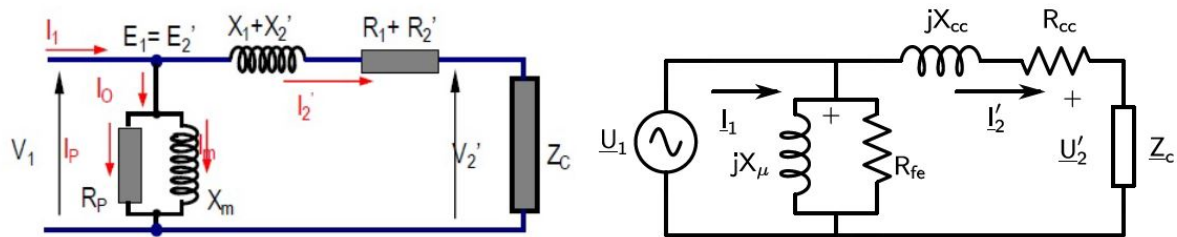


Figura 3.5: Modelo equivalente aproximado en L de un Transformador

Por otro lado, tenemos los transformadores trifásicos, cuyo funcionamiento es igual que el de los monofásicos y por ende, su modelo es también muy similar. De hecho, el circuito equivalente de los transformadores trifásicos es igual que el de los monofásicos, pudiéndose usar tanto el modelo exacto como el aproximado.

### 3.1.2. Motor

El motor eléctrico es una máquina básica en la industria y una gran cantidad de procesos industriales. Además, actualmente gracias a la revolución que se está produciendo en la industria del automóvil con el vehículo eléctrico, no va a quedar ningún campo o sector en el mundo en el que no exista una participación activa del motor eléctrico.

Los motores eléctricos podemos clasificarlos en dos grupos principales, los de corriente continua D/C y los de corriente alterna A/C. Dentro de los motores de corriente



alterna, se pueden realizar también dos diferenciaciones, los motores síncronos y los motores asíncronos. Puesto que un gran porcentaje de los que se usan, por no decir la mayoría, son motores asíncronos, relegando los motores síncronos para su uso en generación de energía, esta va a ser la máquina en torno a la que va a girar el desarrollo de nuestro estudio.

El modelo eléctrico de un motor asíncrono es muy similar al de un transformador [43]. Éste se compone básicamente de los mismos elementos, diferenciando únicamente los circuitos equivalentes en función al estado en el que se encuentre el motor. Mientras que, por un lado, el modelo del estator del motor no varía y su modelo es igual que el del devanado primario de un transformador; por otro lado, el modelo del rotor es el que puede variar en función de si este está parado o girando.

- **Motor parado.** El modelo del rotor se representa igual que el devanado secundario de un transformador cortocircuitado.

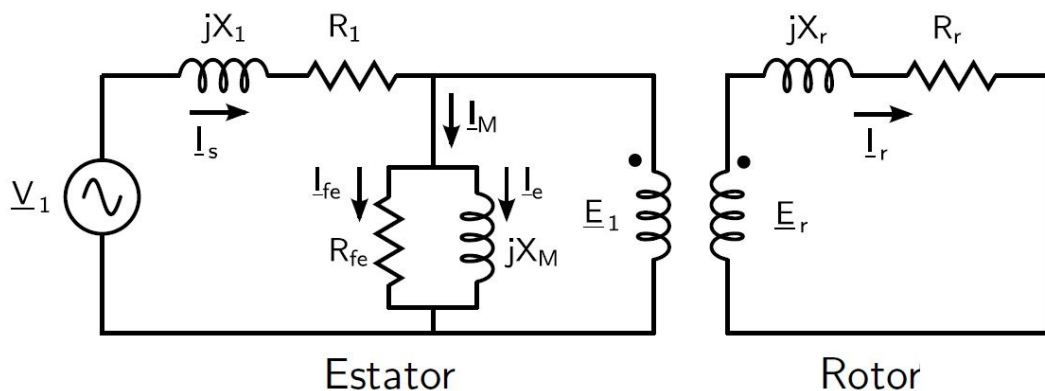


Figura 3.6: Modelo de un Motor parado

- **Rotor girando.** El rotor es una parte móvil que gira, a diferencia del secundario de un transformador, por tanto, la inductancia y la resistencia del rotor dependerán en nuestro caso de un coeficiente de los motores conocido como deslizamiento “s”, que nos indicará la velocidad relativa del rotor con respecto al campo inductor.

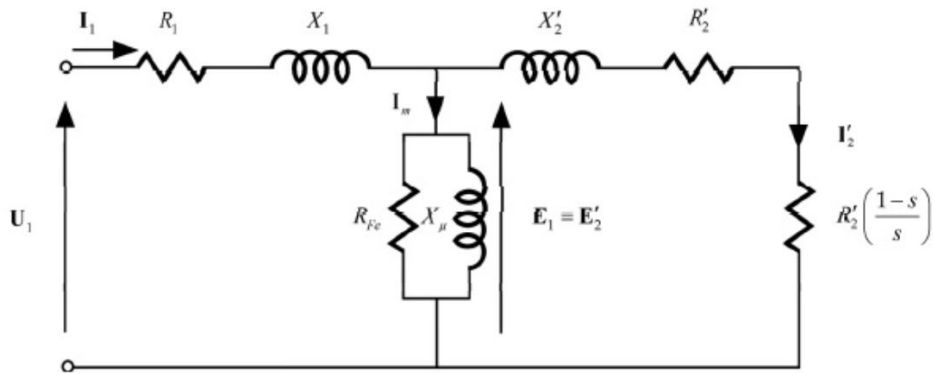


Figura 3.7: Modelo en T de un Motor girando

Al igual que con los transformadores, para simplificar sus representaciones y teniendo en cuenta ciertas consideraciones, podemos expresar el modelo de un motor asíncrono a través de su circuito equivalente aproximado.

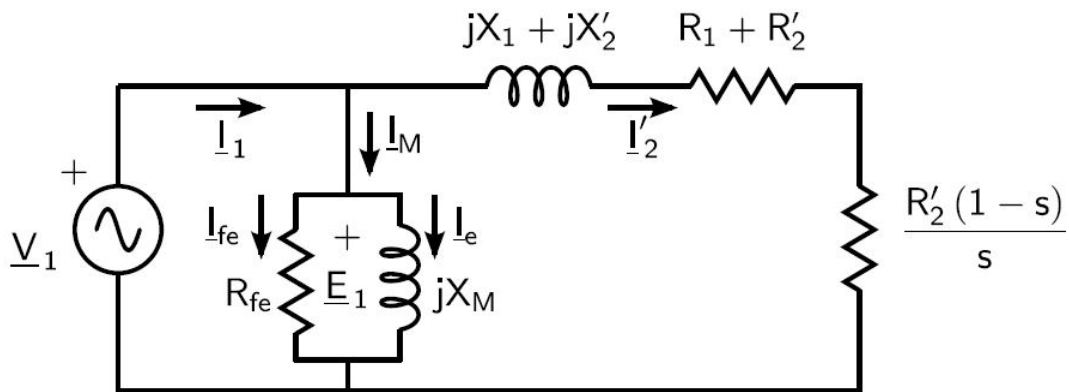


Figura 3.8: Circuito equivalente aproximado de un Motor girando

### 3.1.3. Generador

Un generador eléctrico, basándonos en lo sabido en el apartado anterior, es un motor cuya velocidad de sincronismo es menor que 0, es decir, que la velocidad de giro del rotor es mayor que la del campo inductor, produciéndose así una inducción electromagnética en el rotor. Esta definición nos sirve cuando hablamos de generadores asíncronos, pero, por lo general, no se suelen usar para generar energía eléctrica.

Por lo general, en generación de energía se utilizan generadores síncronos. En su modelado eléctrico podemos apreciar dos componentes principales, la fuerza electromotriz “fem” generada por el rotor y la impedancia del estator. Esta última se compone de la inductancia generada en el bobinado del rotor, la inducción mutua que se produce

entre el estator y el rotor y la resistencia que representa las pérdidas por efecto Joule [].

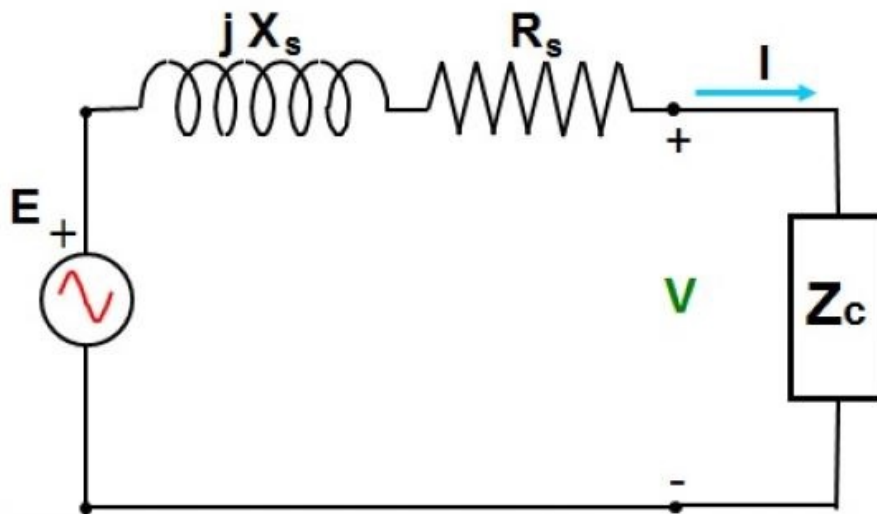


Figura 3.9: Modelo de Generador Síncrono

En la Figura 3.9 podemos ver los componentes mencionados. La  $E$  representa la fem, la  $jX_s$  representa la suma de las dos inductancias y la  $R_s$  modela las pérdidas en el rotor por efecto Joule.

### 3.1.4. Generador Fotovoltaico

Actualmente, los generadores fotovoltaicos suponen una de las principales tecnologías, junto con los generadores eólicos, para la producción de energía limpia. Como ya se explicó en el segundo capítulo de este trabajo, los generadores fotovoltaicos funcionan gracias a el efecto fotoeléctrico que se produce en las células de silicio [44].

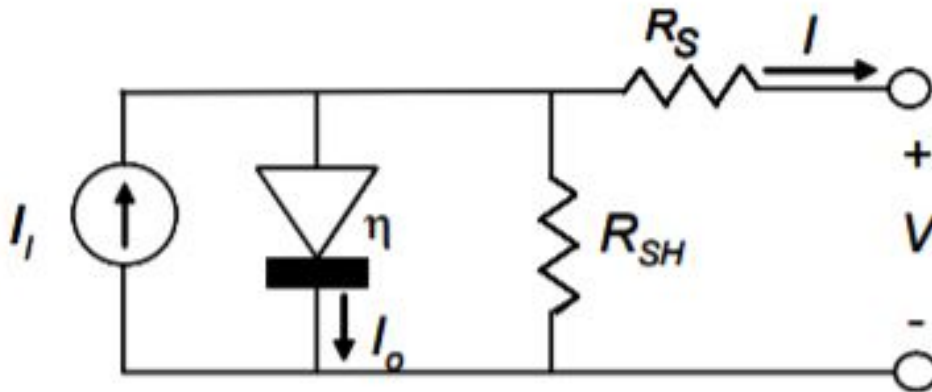


Figura 3.10: Modelo de Célula Fotovoltaica

Como vemos en la Figura 3.10, el modelo de la célula fotovoltaica se compone de los siguientes elementos:

- Un generador de corriente  $I_i$  que depende de la irradiancia recibida por la célula.
- Un diodo, que depende de  $I_o$  corriente de saturación y de  $\eta$  un factor de idealidad propio del diodo.
- Dos resistencias  $R_s$  y  $R_{sh}$  que representa las pérdidas por temperatura
- $V$  e  $I$ , que representan la tensión y la corriente a la salida de la célula.

Las células se colocan conectadas en serie y en paralelo entre ellas en función de si el objetivo es aumentar la tensión o la corriente, formando finalmente un panel. Los paneles se conectan entre ellos para aumentar la potencia generada y así conformar un generador fotovoltaico.

### 3.1.5. Baterías

Debido al paradigma de la futura generación de energía totalmente renovable, surgen cuestiones relacionadas a la no gestionabilidad de los recursos que alimentan a dichas tecnologías. Debido a esto, hay que buscar fuentes de energía que sirvan de apoyo en los momentos en los que no exista la disponibilidad para utilizar dichos recursos. Para ello, recursos como la generación con biomasa o el uso de batería son muy buenas alternativas. La generación por biomasa al final consiste en utilizarla para alimentar turbinas o motores que hagan girar generadores síncronos, los cuales ya han sido explicados en esta sección.

Las baterías, por su parte, tienen un modelo eléctrico totalmente distinto, partiendo de la base que su generación de energía se produce en corriente continua y por tanto, el modelo se asemeja mucho mas al de un módulo fotovoltaico [45].

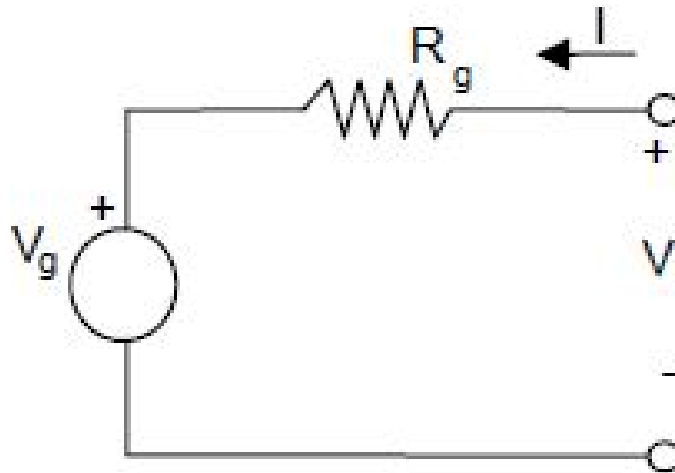


Figura 3.11: *Modelo de Batería*

El modelo eléctrico de una batería se compone principalmente por dos elementos que modelan su comportamiento.  $V_g$  modela la tensión propia de la batería teniendo en cuenta un comportamiento ideal de la misma. Pero, la realidad es mas complicada, por tanto, se incluye la resistencia  $R_g$ , que modela principalmente las pérdidas generadas por el calor que se produce en los periodos de carga y de descarga de la batería.

### 3.1.6. Líneas Eléctricas

Todos los elementos anteriormente descritos no serían de utilidad si no existieran unas líneas eléctricas que interconectarán todo. El complejo entramado que es una red eléctrica se sustenta en las líneas que se encargan del transporte y la distribución de toda esa energía generada.

Hay que tener en cuenta ciertas asunciones y simplificaciones para poder modelar a las líneas como circuitos eléctricos sencillos [46]. Además, se puede hacer una distinción en función de la distancia que las líneas abarcan, debido a que en distancias muy cortas, existen ciertos elementos, cuyo efecto se puede asumir como despreciable. A continuación se explicaran los 3 modelos de líneas que existen.

- **Modelo de Línea Corta ( $\leq 80\text{km}$  - Aéreas) ( $\leq 2\text{km}$  - Subterráneas)**

Las líneas cortas se pueden modelar con un circuito equivalente relativamente sencillo. Debido a su corta longitud, como ya se ha mencionado anteriormente, existen efectos que dentro del conjunto global de la línea se hacen despreciables, por tanto, se pueden obviar en el modelo, simplificando bastante los cálculos.

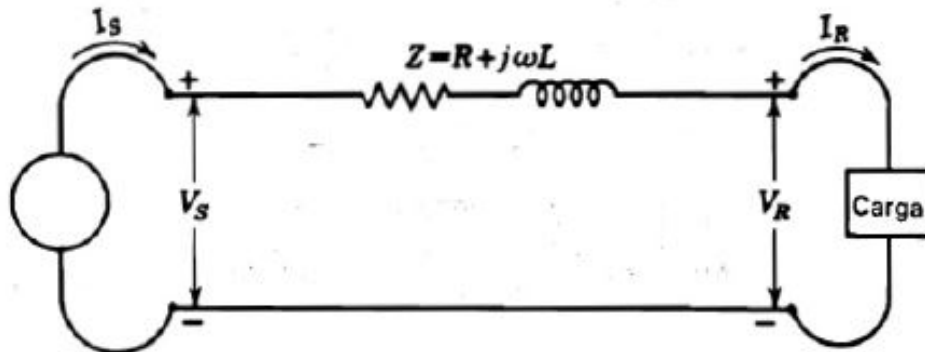


Figura 3.12: Modelo de Línea Corta

Los parámetros de la línea que se representan en este modelo son la resistencia propia de la línea, que normalmente se suele dar ese parámetro de forma unitaria lo mismo que la inductancia serie que modela el efecto que produce la circulación de corriente alterna a lo largo del cable

- **Modelo de Línea Media ( 80km < Longitud < 300km - Aéreas ) ( 2km < Longitud < 10km - Subterráneas )**

Al aumentar la longitud de la línea, comienzan a hacerse apreciables ciertos efectos que en líneas cortas se consideraban despreciables. Debido a que los conductores se encuentran a cierta distancia entre ellos y entre ellos y el suelo, y existe, además, una diferencia de potencial entre estos, se produce un efecto que se modela dentro del circuito equivalente como una admitancia colocada en paralelo.

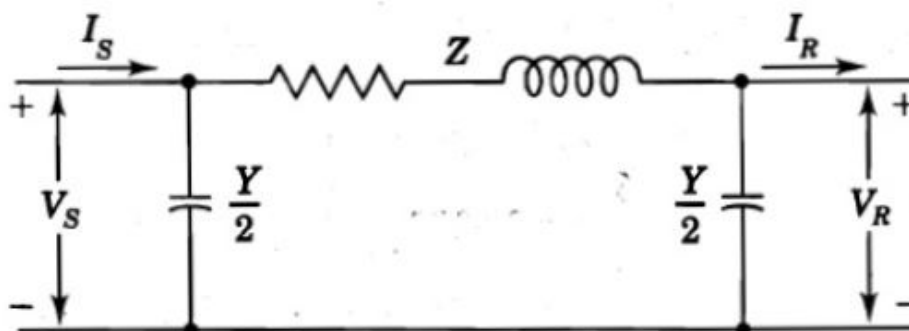


Figura 3.13: Modelo de Línea de longitud Media

Como se puede apreciar en la Figura 3.13, la admitancia paralelo de la línea, se coloca en el modelo como dos medias admitancias situadas en los extremos de la misma.

■ **Modelo de Línea Larga (  $\geq 300\text{km}$  - Aéreas ) (  $\geq 10\text{km}$  - Subterráneas )**

En los modelos anteriores, los parámetros de la línea se han tomado como parámetros concentrados, debido a que, como ya se ha dicho, sus longitudes estaban dentro de unos parámetros que nos permitían tener en cuenta ciertas consideraciones. Con los modelos de línea larga, no se puede hacer uso de dichas consideraciones por lo que, es necesario hacer uso de parámetros distribuidos. Éstos son el valor infinitesimal de estos parámetros para una longitud  $\delta x$ , con la correspondiente integración posterior. Estos parámetros nos llevan a tener que modelar el funcionamiento de las líneas largas mediante ecuaciones hiperbólicas.

El modelo de línea larga es exactamente igual que el modelo de línea de longitud media, con la única diferencia es que sus parámetros se obtienen de manera distinta, como consecuencia de estos comportamientos hiperbólicos.

# Capítulo 4

## Caso de estudio

En este capítulo se mostrará la red seleccionada para la realización de este estudio, explicando todos los elementos que la componen y sus parámetros. Se hará una breve explicación del software utilizado para esta tarea DigSILENT PowerFactory y por último, se realizará una simulación en un estado normal de funcionamiento sin ninguna aportación de GD para comprobar su comportamiento bajo estas condiciones.

### 4.1. Red propuesta

Para la realización de este estudio se decidió utilizar como red de prueba la mostrada en la Figura 4.1. El sistema de distribución considerado es una red radial formada por 5 barras o nodos que alimenta a cargas conectadas en 4 de las 5 barras [47]. A continuación se muestra el diagrama unifilar de la misma:

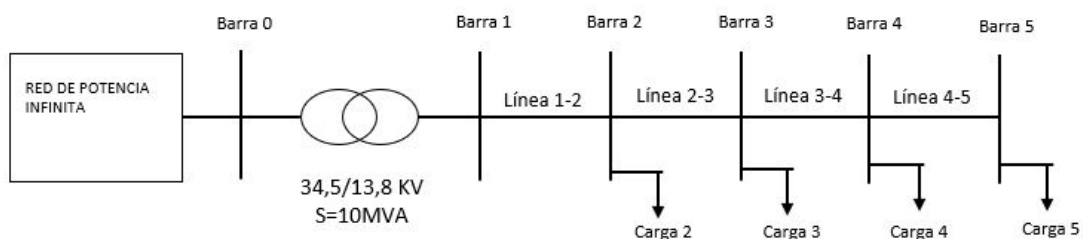


Figura 4.1: *Diagrama unifilar de la Red*

Como se puede ver en el diagrama unifilar, partimos de una red de potencia infinita



en media tensión 34,5 KV, que alimenta la barra 0. Tras ella hay un transformador de 10 MVA, que reduce la tensión de 34,5KV a 13,8 KV. Tras el transformador, tenemos las 5 barras cuyo comportamiento vamos a estudiar en este trabajo. La barra 1 es simplemente una barra de interconexión, por otro lado las barras 2, 3, 4 y 5 poseen todas cargas. Por último, estas barras se encuentran interconectadas por las líneas 1-2, 2-3, 3-4 y 4-5, estos nombres representan las barras que estas líneas interconectan. A continuación, se mostrará toda la información tanto de las líneas como de las cargas.

Nombre	P (MW)	Q (Mvar)
Carga 2	2	0,2
Carga 3	2	0,3
Carga 4	0,9	0,5
Carga 5	1	0,5

Tabla 4.1: Información de las Cargas

En la Tabla 4.1 se pueden ver los datos de las cargas elegidas para este estudio, en este caso nos muestra los datos de las potencias activa (P) y reactiva (Q) absorbidas por cada carga.

Nombre	Longitud (Km)	R 20°C ( $\Omega$ / Km)	$jX_l$ ( $\Omega$ / Km)	Información adicional
Línea 1-2	10	0,03	0,598	3 $\phi$ sin neutro
Línea 2-3	5	0,03	0,598	3 $\phi$ sin neutro
Línea 3-4	15	0,03	0,598	3 $\phi$ sin neutro
Línea 4-5	20	0,03	0,598	3 $\phi$ sin neutro

Tabla 4.2: Información de las Líneas

Por otro lado, en la Tabla 4.2 se pueden observar los datos de las líneas, éstas están formadas por conductores de aluminio, es por ello que todas tienen el mismo valor unitario de resistencia (R) e inductancia ( $X_l$ ). También, tenemos acceso a información sobre su distancia y sobre que disposición tienen los conductores.

Se han elegido estos valores tanto para las líneas como para las cargas, para así hacerlas lo más aleatorias posibles y poder así apreciar los efectos que pueden tener en cada una de las barras la inclusión de GD. Es una red simple pero representativa de lo que podría ser una red radial cualquiera en media tensión y que nos puede aportar mucha información sobre el estudio que se está realizando. Esta información podría ser extrapolable para cualquier red de características similares.

Para el criterio de cálculos en por unidad (p.u.) que se van a realizar en este capítulo y en el siguiente, se han tomado como valores de potencia base y tensión base los siguientes:

- $S_b = 10 \text{ MVA}$
- $U_b = 13,8 \text{ KV}$

## 4.2. Modelado de la red utilizando DlgSILENT PowerFactory

Para la simulación de la red anteriormente mencionada se utilizará el software conocido como DlgSILENT PowerFactory [48]. Éste es un programa de cálculo creado para el diseño de sistemas eléctricos de potencia. Es un software intuitivo que asiste al ingeniero a la hora de estudiar el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia de toda índole, desde micro redes aisladas del sistema, a sistemas industriales o incluso grandes sistemas eléctricos. El software ha sido diseñado para conseguir los principales objetivos de planificación y operación de redes eléctricas [49].

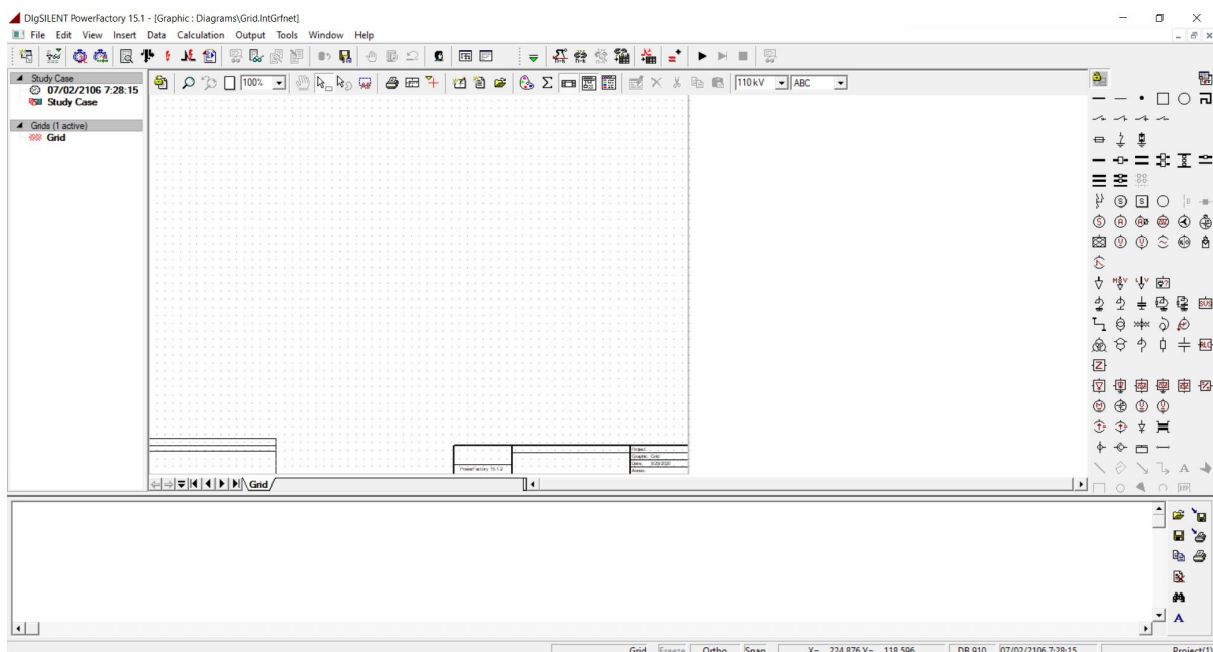


Figura 4.2: Pantalla principal del software DlgSILENT PowerFactory

Como se puede ver en la Figura 4.2 esa es la pantalla principal del software, donde podemos apreciar distintos elementos importantes que se explicarán a continuación.

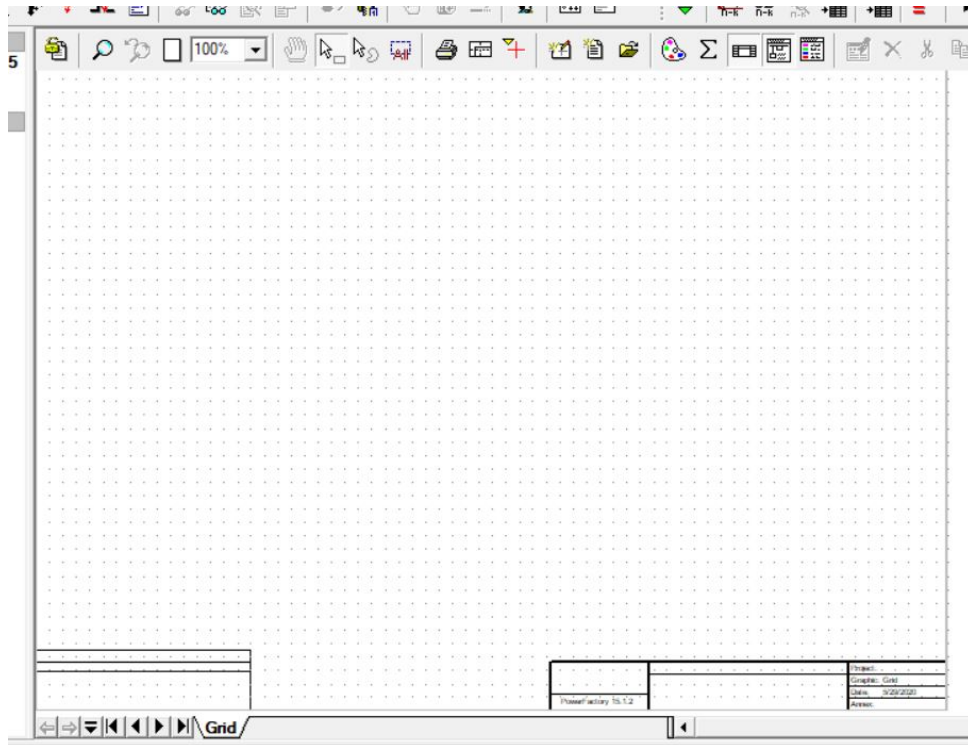


Figura 4.3: Zona de trabajo del software

La Figura 4.3 muestra la zona de trabajo que se encuentra en la zona central de la pantalla. A esta se arrastran los elementos para componer la red para trabajar sobre ellos. También, nos muestra sobre cada elemento su estado tras correr las simulaciones.

El software es bastante intuitivo, como prueba, está la pestaña de elementos que se utiliza para componer la red. Como muestra la Figura 4.4, los elementos están ordenados en función de su desempeño, por ejemplo en rojo se encuentran rodeados los nudos o barras que pueden tener diferentes tamaños y formas para así adaptarse de la mejor manera posible a las necesidades de la red a diseñar.



Figura 4.4: *Pestaña de elementos de una red*

En naranja, están marcados los elementos encargados de la seguridad en las líneas (interruptores automáticos, disyuntores, fusibles, etc.). En azul, se muestran los elementos generadores de energía y cubren un amplio abanico de elementos, desde generadores síncronos y asíncronos, por si no se quiere tener en cuenta la fuente de la que se obtiene esa energía, hasta fuentes renovables como turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos o baterías. Incluso, si se desconoce el tipo de generador que se está usando, el software ofrece la opción de utilizar simplemente fuentes de tensión en corriente alterna.

En verde, se encuentran representados otros elementos importantes para la composición de la red. Elementos tales como las cargas, transformadores, capacitancias o inductancias y filtros electrónicos de todo tipo. Por último, se encuentran rodeados en amarillo ciertos elementos utilizados en electrónica como diodos, rectificadores, baterías o fuentes de tensión en continua.



Figura 4.5: Pestaña de simulación

Por otro lado tenemos la zona de botones relacionada con la parte de simulación, y los tipos de simulación que se pueden correr. Marcados en rojo se encuentran los botones relacionados los flujos de carga y con los ensayos de corto que se pueden realizar a las líneas. En azul, se encuentran marcados los botones que sirven para la obtención de datos de las simulaciones, entre las funciones que pueden realizar es la de comparación de resultados con simulaciones anteriores.

Por último, en amarillo, se encuentran marcados los botones de simulación encargados de los estudios de contingencia. Los estudios de contingencia consisten en estudiar como se comportan las redes en casos de fallo, líneas que se caen, generadores en parada por mantenimiento, etc.

En la Figura 4.6 se puede ver la red de estudio simulada en el software de DIgSILENT, como se explicó en el apartado anterior, se pueden apreciar las cinco barras de estudio, con las correspondientes cuatro cargas anteriormente descritas.

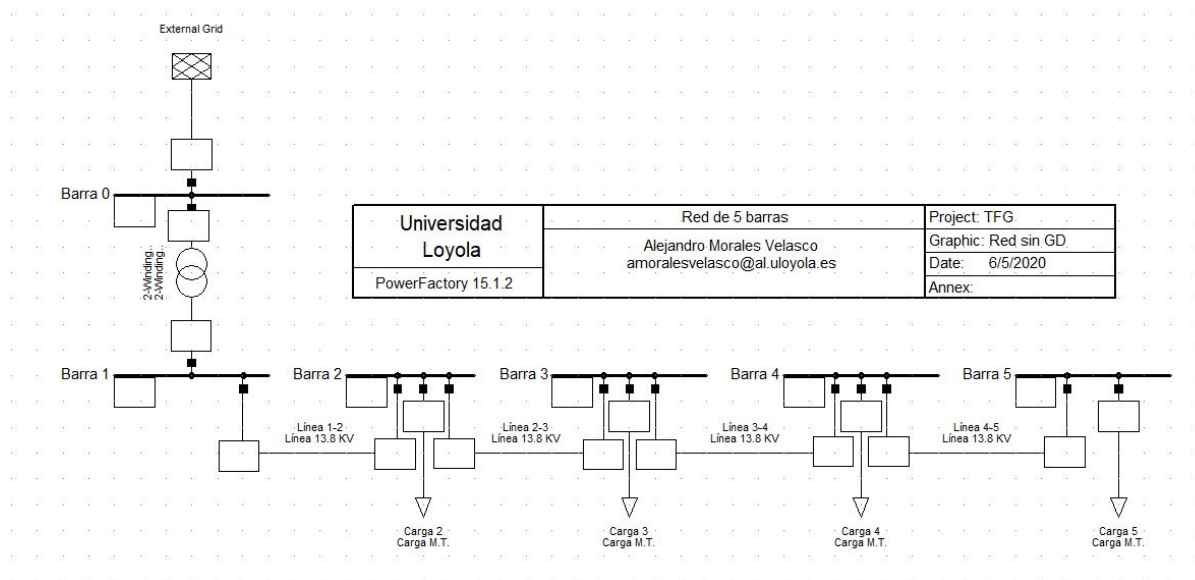


Figura 4.6: Unifilar en DIgSILENT

### 4.3. Validación de la red

Una vez presentada la red de estudio y tras haber sido modelada en el software, se procede a realizar una primera simulación del funcionamiento de la misma.

La simulación conocida como flujo de carga, es un método matemático iterativo conocido como Newton-Raphson [31], que partiendo de unos valores de potencia y tensión predefinidos comienza a realizar iteraciones hasta obtener unos valores aceptables dentro de unos límites de trabajo. En el caso de este estudio, se está realizando el flujo de cargas sin la inclusión de elementos de control de tensión, lo que provocará que aguas abajo en la red, la tensión caiga a valores por debajo de los ideales. ( $\pm 0,05$  p.u.)

```
DIgSI/info - Element 'External Grid ' is local reference in separated area of 'Barra 0 '
DIgSI/info - Calculating load flow...
DIgSI/info - -----
DIgSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DIgSI/info - load flow iteration: 1
DIgSI/info - load flow iteration: 2
DIgSI/info - load flow iteration: 3
DIgSI/info - load flow iteration: 4
DIgSI/info - load flow iteration: 5
DIgSI/info - Newton-Raphson converged with 5 iterations.
DIgSI/info - Load flow calculation successful.
DIgSI/info -
```

Figura 4.7: Número de iteraciones del flujo de carga

Tras correr la simulación, como se puede apreciar en la Figura 4.7, extraída de la pantalla de resultados del software, el flujo de cargas converge a la quinta iteración, arrojando interesantes resultados.

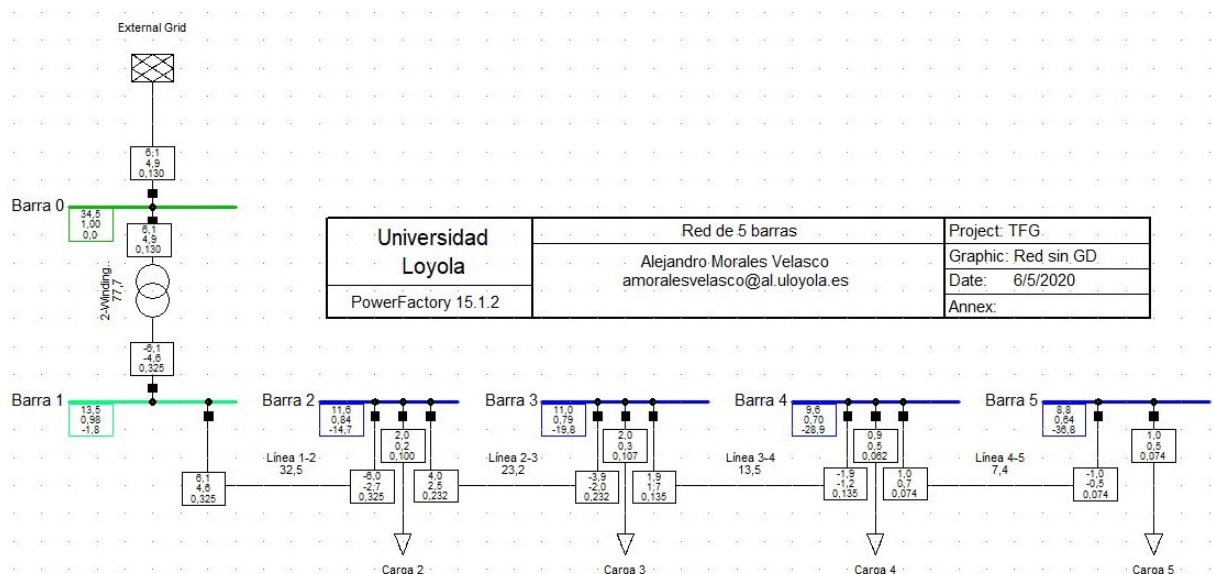


Figura 4.8: Unifilar de la red tras correr el flujo de carga

La Figura 4.8, nos muestra como queda la red tras correr el flujo de cargas. En los recuadros que van discurriendo a los largo de la misma se puede apreciar lo que va sucediendo en las barras.

Por ejemplo, en la Barra 1, la tensión es de 13,5 KV, es decir, 0,98 en p.u. mostrando que existen una pequeñas pérdidas en el transformador que se ven reflejadas en una caída de tensión de 0,3 KV con respecto al valor nominal de 13,8 KV que debería tener la Barra. A los largo de las barras siguientes, se puede apreciar como la caída de tensión es bastante drástica, influenciada por la cargas asociadas a dichas Barras.

Load Flow Calculation			Grid Summary				
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence	No			
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes		Max. Acceptable Load Flow Error for				
Consider Reactive Power Limits	No		Nodes	1,00 kVA			
			Model Equations	0,10 %			
Grid: Red de 5 Barras   System Stage: Red de 5 Barras   Study Case: Red sin GD			Annex: / 1				
Grid: Red de 5 Barras Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	5	No. of Terminals	1	No. of Lines	4
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	4	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
External Infeed	=	6,05 MW	4,86 Mvar	7,77 MVA	①		
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	5,90 MW	1,50 Mvar	6,09 MVA	②		
Load P(Un)	=	5,90 MW	1,50 Mvar	6,09 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,15 MW	3,36 Mvar		③		
Line Charging	=		0,00 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	0,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0,00 [-]			④		
Load/Motor	=	0,97 / 0,00 [-]					
			DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: / Date: 6/5/2020			

Figura 4.9: Resultados de la red tras la simulación

La simulación arroja una gran cantidad de datos de la red de estudio, como se puede apreciar en la Figura 4.9, el software nos da una visión general de lo que está sucediendo en la red.

El recuadro rojo marcado con un número 1, muestra la entrada de potencia desde la red y el marcado con un número 2 muestra las potencias absorbidas por las cargas. Se puede apreciar una diferencia significativa entre lo que tiene que inyectar la red y lo que requieren las cargas, esa diferencia en las potencias son las pérdidas que se van sucediendo a lo largo de la red. Estas pérdidas quedan reflejadas en el recuadro marcado con el número 3.

Por último, el recuadro marcado con un número 4, nos muestra el factor de potencia

de las cargas, número bastante interesante puesto que lo ideal es que este valor sea lo mas cercano posible a 1.

Grid: Red de 5 Barras System Stage: Red de 5 Barras Study Case: Red sin GD Annex: / 1										
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
Barra 1	13,80	0,98	13,47	-1,78						
Cub_2 /Lne			Línea 1-2		6,05	4,56	0,80	0,32	32,49	Pv: 95,01 kW cLod: 0,00 Mvar L: 10,00 km
Cub_3 /Tr2			2-Winding Transfor		-6,05	-4,56	-0,80	0,32	77,66	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Barra 2	13,80	0,84	11,60	-14,65						
Cub_2 /Lod			Carga 2		2,00	0,20	1,00	0,10		P10: 2,00 MW Q10: 0,20 Mvar
Cub_1 /Lne			Línea 1-2		-5,96	-2,67	-0,91	0,32	32,49	Pv: 95,01 kW cLod: 0,00 Mvar L: 10,00 km
Cub_3 /Lne			Línea 2-3		3,96	2,47	0,85	0,23	23,22	Pv: 24,26 kW cLod: 0,00 Mvar L: 5,00 km
Barra 3	13,80	0,79	10,96	-19,83						
Cub_2 /Lod			Carga 3		2,00	0,30	0,99	0,11		P10: 2,00 MW Q10: 0,30 Mvar
Cub_1 /Lne			Línea 2-3		-3,93	-1,99	-0,89	0,23	23,22	Pv: 24,26 kW cLod: 0,00 Mvar L: 5,00 km
Cub_3 /Lne			Línea 3-4		1,95	1,69	0,75	0,14	13,52	Pv: 24,67 kW cLod: 0,00 Mvar L: 15,00 km
Barra 4	13,80	0,70	9,62	-28,88						
Cub_2 /Lod			Carga 4		0,90	0,50	0,87	0,06		P10: 0,90 MW Q10: 0,50 Mvar
Cub_1 /Lne			Línea 3-4		-1,91	-1,19	-0,85	0,14	13,52	Pv: 24,67 kW cLod: 0,00 Mvar L: 15,00 km
Cub_3 /Lne			Línea 4-5		1,01	0,69	0,82	0,07	7,35	Pv: 9,73 kW cLod: 0,00 Mvar L: 20,00 km
Barra 5	13,80	0,64	8,78	-36,82						
Cub_2 /Lod			Carga 5		1,00	0,50	0,89	0,07		P10: 1,00 MW Q10: 0,50 Mvar
Cub_1 /Lne			Línea 4-5		-1,00	-0,50	-0,89	0,07	7,35	Pv: 9,73 kW cLod: 0,00 Mvar L: 20,00 km

Figura 4.10: Resultados de las barras tras la simulación

Lo que veíamos en la Figura 4.8, queda mejor reflejado en la Figura 4.10 obtenida de la ventana de resultados del software donde se muestra claramente la evolución de la caída de tensión a lo largo de la línea, marcado en un recuadro rojo. Además, marcados en naranja, se muestran los valores de potencia en los extremos de la línea 2-3 mostrando las pérdidas que se dan en las líneas.

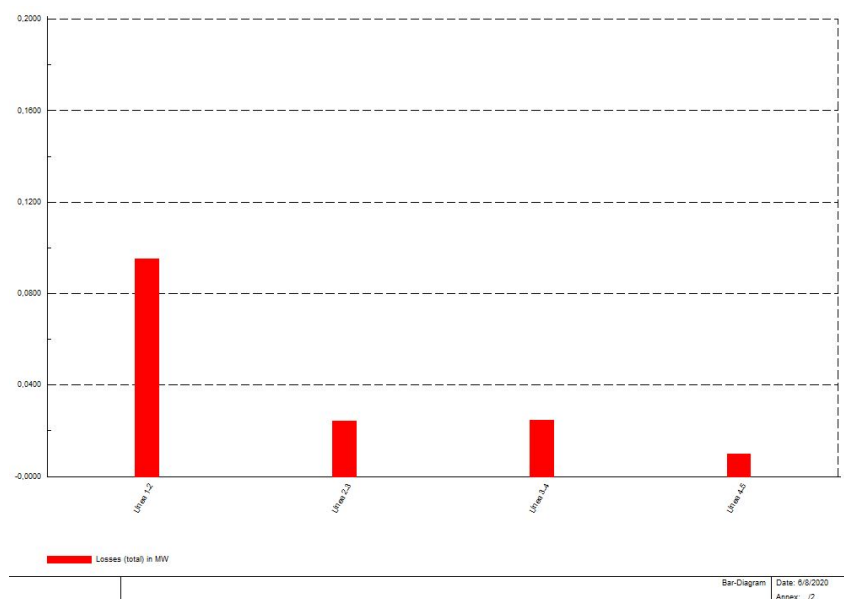


Figura 4.11: Pérdidas en las líneas



Tanto las pérdidas como la caída de tensión van estrechamente relacionados con los valores de la impedancia de la línea. Como ya se vio en la Tabla 4.2, las líneas poseen unos valores unitarios de resistencia e impedancia, que a mayor longitud de la línea aumentarán en valor. Nuestra red no cuenta con elementos de control de tensión, lo que va a provocar unas caídas considerables en la tensión. Además, como se puede apreciar en la Figura 4.11, existen considerables pérdidas, especialmente en las líneas por las que la tensión es mas alta y su longitud es mayor, como por ejemplo en la Línea 1-2, donde las pérdidas ascienden a casi 0,1 MW.

Por último, cabe destacar algo bastante importante dentro de los criterios de calidad de las líneas eléctricas. Como se puede apreciar en la Figura 4.12, desde la Barra 2, los valores de tensión están por debajo de 0,95 en p.u. (siendo este valor igual a 13,11 Kv), valores inaceptables que la propia Red Eléctrica Española no contempla como posibles. El criterio de  $\pm 0,05$  p.u. garantiza la calidad de la red para el consumidor, por tanto, se verá si incluyendo la GD se puede resolver este problema.

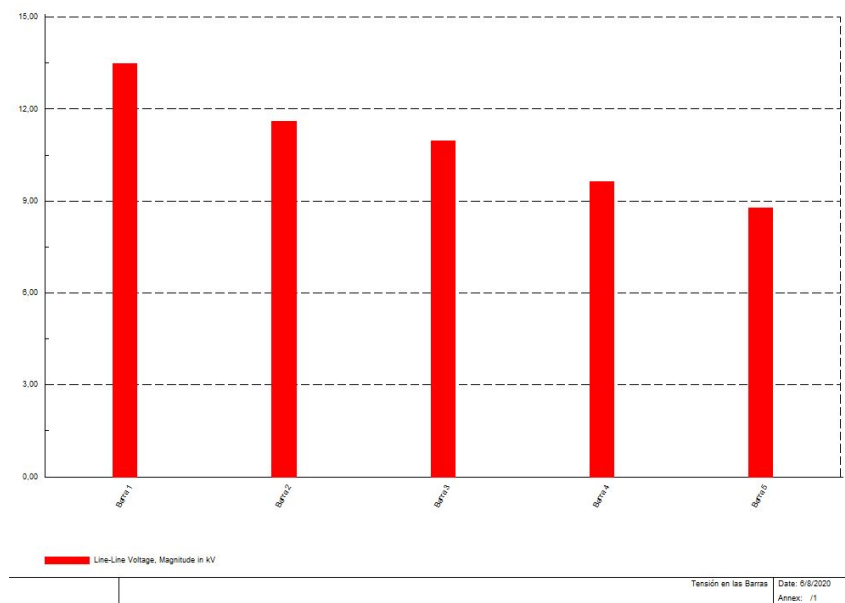


Figura 4.12: *Gráfico de las tensiones en las Barras*

# Capítulo 5

## Metodología propuesta para el estudio de la GD

En este capítulo se estudiarán los efectos que la inclusión de la GD tiene sobre la red presentada en el capítulo 4. Para ello, se seguirá una metodología de trabajo que estudia varios aspectos en los que la inclusión de GD puede afectar directamente y se comprobarán los efectos que estos distintos escenarios tienen sobre las tensiones, las potencias y las corrientes en los nudos de la red.

### 5.1. Definición de escenarios

Para la realización de este estudio, se seguirá la metodología de estudio realizada por el Profesor D. Francisco M. Gonzalez-Longatt, quien realiza un estudio similar sobre una red de 14 barras representativa del área de Kumamoto, Japón [50].

Tras haber analizado los datos obtenidos del flujo de carga en el capítulo anterior, habiendo analizado el comportamiento de la red en su caso base, se procederá a definir los escenarios que se van a plantear para la elaboración de este estudio. Todos los escenarios que se plantearán a continuación se abordarán de dos maneras:

- Utilizando los generadores para mantener el factor de potencia (FDP) en 1.
- Pidiendo que los generadores mantengan las tensiones dentro de las barras a las que están conectados en 0,95 p.u.

Siguiendo la metodología del estudio de Longatt, se definirán los siguientes esce-

narios:

- Nivel de Penetración
- Nivel de Dispersión
- Prioridad y Despacho de instalación de la GD

### 5.1.1. Nivel de Penetración

El nivel de penetración modela el porcentaje de carga que es alimentado por GD, es decir, del total de la potencia requerida por las cargas de una línea, cuanto es alimentado por recursos de GD. La siguiente ecuación modela lo expresado anteriormente.

$$\%NivelGD = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100 \%$$

Dentro del Nivel de Penetración, se pueden plantear diversos escenarios en función del porcentaje de penetración que tiene la GD:

- Escenario de Baja Penetración: Donde se considera un nivel de penetración de entre el 10 y el 30 %.
- Escenario Semi-Ideal: En este escenario se considera que el 50 % de la carga es alimentada a través de GD.
- Escenario Ideal: Este escenario estudia una carga totalmente alimentada por GD.
- Escenario Utópico: Por encima del escenario ideal, en este escenario se considera que además de alimentar el 100 % de la carga con GD, se genera una mayor energía, volcando ese exceso a la red.

Al principio, se decidió realizar el estudio con un único recurso de GD situado en la Barra 4, pero tras aumentar la potencia generada, el método iterativo Newton-Raphson dejó de converger dentro de los límites de error preestablecido. Por tanto se ha considerado la integración de dos recursos de GD situados en la Barras 3 y 5 para que así puedan repartirse la potencia generada.

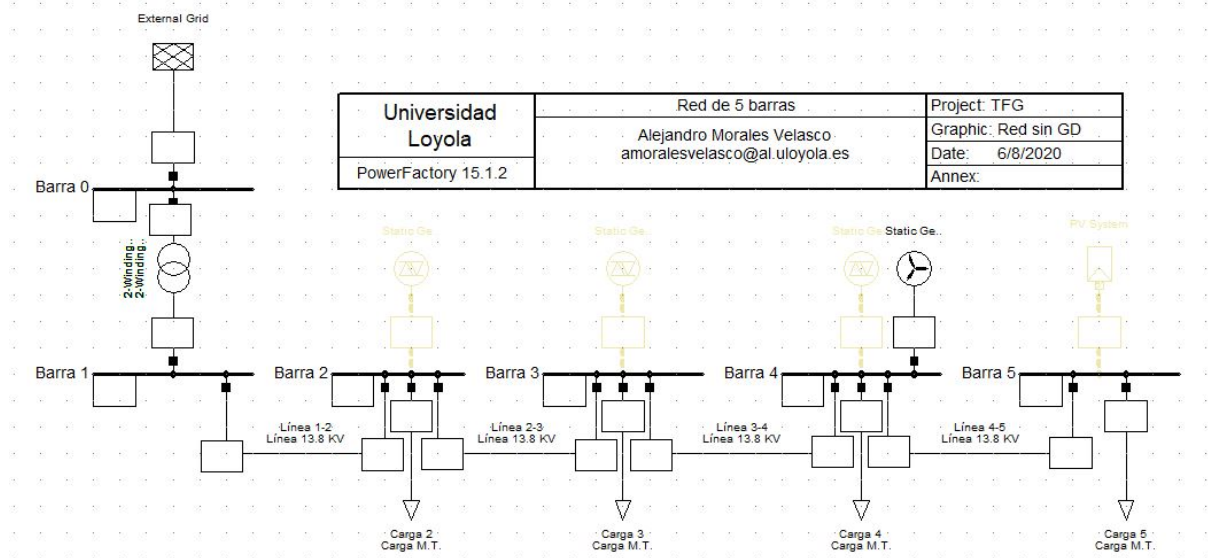


Figura 5.1: Unifilar del escenario inicialmente planteado

A estos recursos se les irá aumentando la potencia generada, produciendo cada uno la mitad de lo que se muestra a continuación en la Tabla 5.1.

Caso	Porcentaje de penetración	$P_{GD}$ (MW)
Ideal	100 %	5,9
Semi-Ideal	50 %	2,95
Baja Penetración	$\leq 30$ %	$\leq 1,77$

Tabla 5.1: Nivel de Penetración de la GD

### 5.1.2. Nivel de Dispersión

Al igual que el Nivel de Penetración media el porcentaje de GD en términos de potencia, con respecto al total de la carga, el Nivel de Dispersión lo hace en términos de número de barras o nudos en los que existe GD con respecto al total de barras en los que hay cargas conectadas.

$$\%DispersinGD = \frac{\#BusGD}{\#BusLoad} \times 100 \%$$

Dentro de los escenarios posibles dentro del Nivel de Dispersión de la GD dentro de la red, se pueden plantear 3 escenarios principales, estos varían en función del porcentaje de dispersión de la GD.

- Escenario de Baja Dispersión: Este escenario considera una baja Dispersión a todo aquel en el que el nivel de dispersión se encuentre por debajo del 30 %.
- Escenario Semi-Ideal: Al igual que ocurría con el nivel de Penetración, el escenario Semi-Ideal de Dispersión es aquel en el que la red trabaja con un 50 % de Dispersión.
- Escenario Ideal: Por último, el nivel ideal de Dispersión, es aquel en el que existe una Dispersión total, cubriendo el 100 % de las cargas del sistema con GD.

Para abordar estos escenarios, se irán colocando generadores de 1MW comenzando por la Barra 5 y terminando en la Barra 2 siguiendo el criterio de la Tabla 5.2.

Caso	Porcentaje de Dispersión	Número de Barras
Ideal	100 %	4
Semi-Ideal	50 %	2
Baja Penetración	$\leq 30$ %	1

Tabla 5.2: Nivel de Dispersión de la GD

### 5.1.3. Prioridad y Despacho de instalación de la GD

Tras conocer los niveles de Penetración y Dispersión, escenarios que nos han mostrado la potencia necesaria a generar con la GD y la colocación de dichos recursos, ahora se va a aplicar un criterio de prioridad a la hora de elegir el orden de instalación de los recursos de GD.

Como criterio lógico, se ha dado prioridad a la demanda de potencia de las cargas, es decir, se dará prioridad a la instalación de GD en barras en las que las cargas demandan una mayor potencia. ( $P_{load,i}$ ). El orden de aplicación de los recursos de GD ha seguido el orden mostrado en la Tabla 5.3

Caso	% de Dispersión	Nº de Barras con GD	Barras a instalar GD
Ideal	100 %	4	3,2,5,4
	75 %	3	3,2,5
Semi-Ideal	50 %	2	3,2
Baja Penetración	$\leq 30$ %	1	3

Tabla 5.3: Nivel de Dispersión de la GD

En este último escenario, la potencia instalada en cada Barra, será igual a la potencia demandada por la carga conectada en ese mismo punto.

## 5.2. Resultado de la simulación de los escenarios

Tras la realización de las simulaciones se han observado resultados bastante esperados, mejorando cuando mas optimizada se encontraban tanto la red como los recursos de GD. Se han estudiado principalmente los niveles de tensión en las Barras y las pérdidas de potencia que se daban en las líneas. Como se dijo en el apartado anterior, se ha enfocado el problema desde dos puntos de vista distintos, intentando mantener el factor de potencia (FDP) en 1 y, por otro lado, intentando mantener las tensiones de las barras dentro de los límites exigidos por Red Eléctrica, 0,95 p.u.

### 5.2.1. Nivel de Penetración

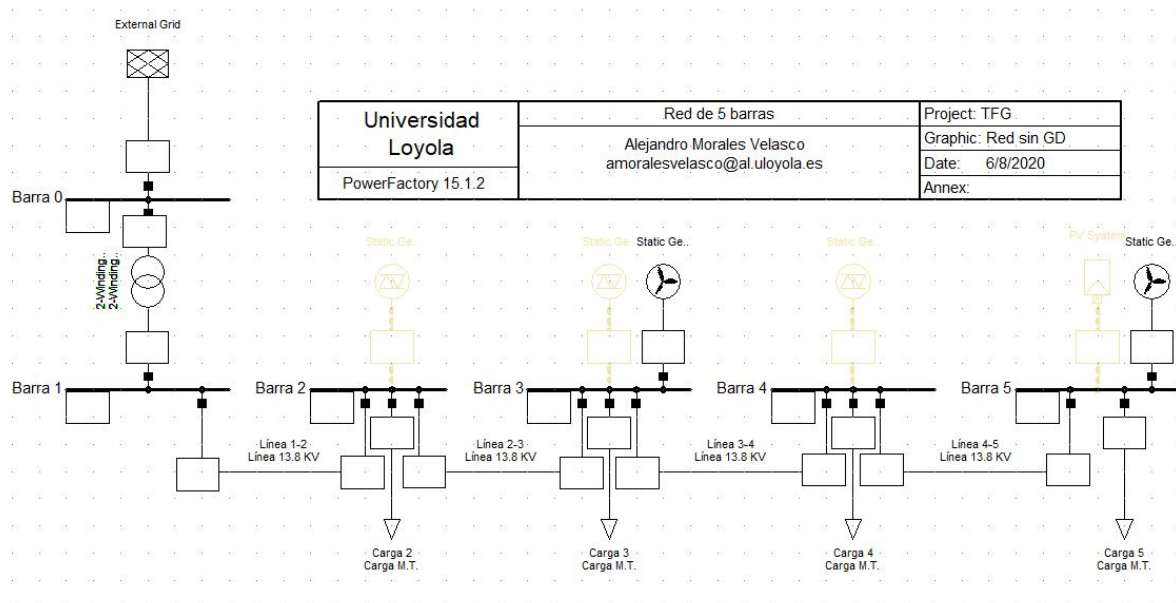


Figura 5.2: Unifilar de la red utilizada para estudiar la Penetración

La simulación para estudiar la Penetración de la GD en la red, se realizó repartiendo los diferentes niveles de potencia entre los dos generadores colocados en las Barras 3 y 5 y observando la evolución de las tensiones en las Barras así como los niveles de pérdidas. En la Tabla 5.4 se pueden ver las potencias generadas por los generadores.

Caso	Potencia generador Barra 3 (MW)	Potencia generador Barra 5 (MW)
Baja Penetración	0.875	0.875
Semi-Ideal	1,475	1,475
Ideal	2,95	2,95

Tabla 5.4: Potencia activa generada por los generadores en los distintos escenarios

En todos los escenarios, los generadores utilizados eran capaces de generar una potencia aparente mayor a la potencia activa que se encontraban generando. Esto es debido a que en el escenario en el que se busca un valor de tensión de 0.95 p.u. será necesario que los generadores generen ciertos valores de potencia reactiva. Por tanto, si un generador iba a generar 1,475 MW, para que en el segundo escenario no tuviera problemas de sobrecarga, se escogía una máquina de 3 MVA.

### Escenario buscando FDP=1

En este escenario, se les imponía a los generadores que solo generaran potencia activa, lo que quiere decir que estos tuvieran siempre un FDP=1, simulando en muchos casos lo que sin la ayuda de la electrónica de potencia harían generadores como paneles fotovoltaicos o baterías.

Al incluir la GD, los niveles de tensión se han visto mejorados frente al caso base, pero al no poder controlar tensión utilizando la potencia reactiva generada por los recursos de GD, al estudiar el caso ideal de Penetración de la GD, la tensión en las Barras se ha visto mermada. Además, en la mayoría de los escenarios, la tensión en las barras no ha podido entrar en ese rango exigido por Red Eléctrica de  $\pm 0,05$  p.u.

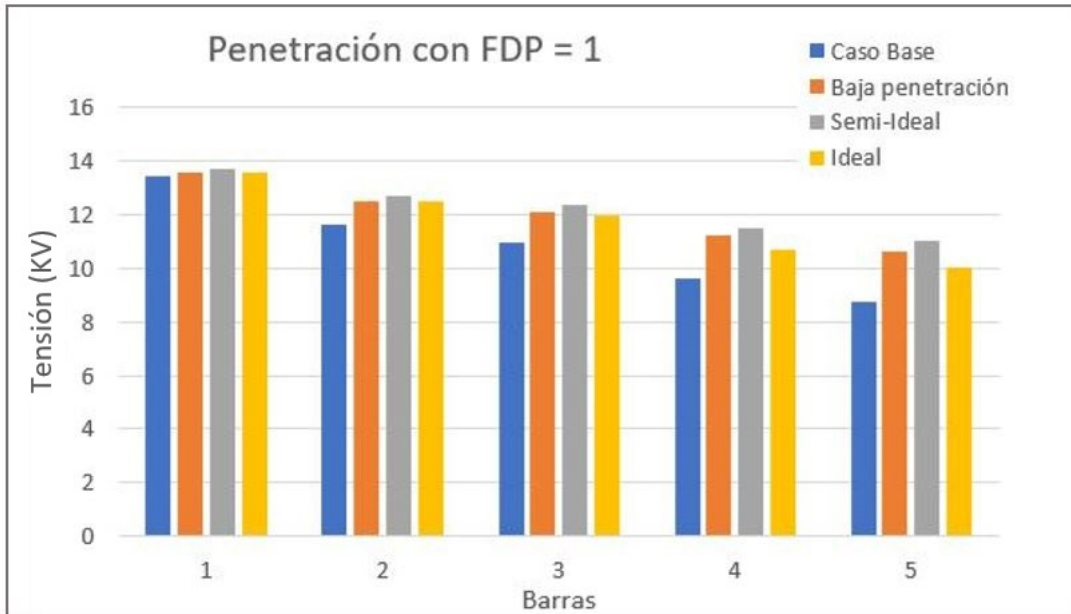


Figura 5.3: Niveles de tensión con GD buscando FDP=1

Como se puede ver en la Figura 5.3, al llegar al caso ideal en el que ambos generadores aportan en conjunto los 5,9 MW requeridos por las cargas, la tensión cae bastante. Esto se puede explicar por los niveles de pérdidas de la línea en cada uno de los casos. La Figura 5.4 muestra como las pérdidas se van reduciendo hasta que se llega al caso ideal, en el que la potencia generada es bastante alta, haciendo que sea menos beneficioso que si se genera menos potencia.

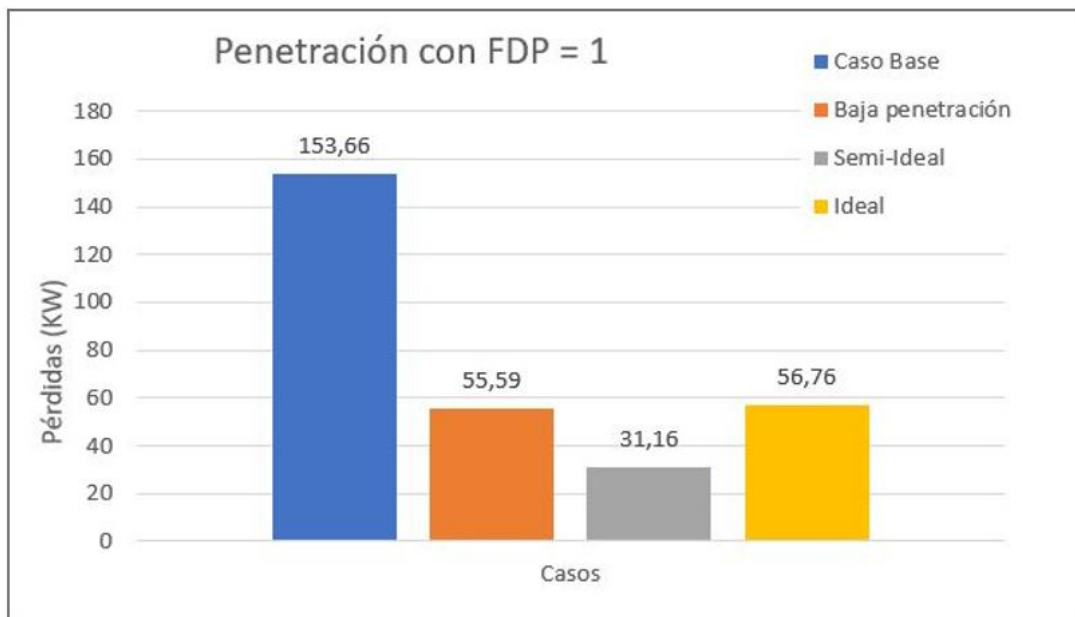


Figura 5.4: Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1



Este efecto de aumento de las pérdidas, se debe entre otras cosas a la longitud de las líneas, como se puede ver en la Tabla 4.2 las líneas 3-4 y 4-5 miden 15 km y 20 km respectivamente, haciendo que una cantidad de potencia circule a través de ellas. En la Figura 5.5, obtenida del informe de datos de la simulación del escenario ideal, se puede ver concretamente que potencia circula por cada línea.

	Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Power [deg]	Power [MW]
-----					
Barra 4					
	13,80	0,78	10,73	6,92	
Cub_2 /Lod			Carga 4		0,90
Cub_1 /Lne			Línea 3-4		1,03
Cub_3 /Lne			Línea 4-5		-1,93
Barra 5					
	13,80	0,72	9,98	19,66	
Cub_2 /Lod			Carga 5		1,00
Cub_3(1/Genstat			Static Generator(3		2,95
Cub_1 /Lne			Línea 4-5		1,95

Figura 5.5: Potencia circulando por las líneas 3-4 y 4-5 en el escenario Ideal

Esta circulación de potencia provoca que las pérdidas en la línea 4-5 sean muy superiores al resto de la red.

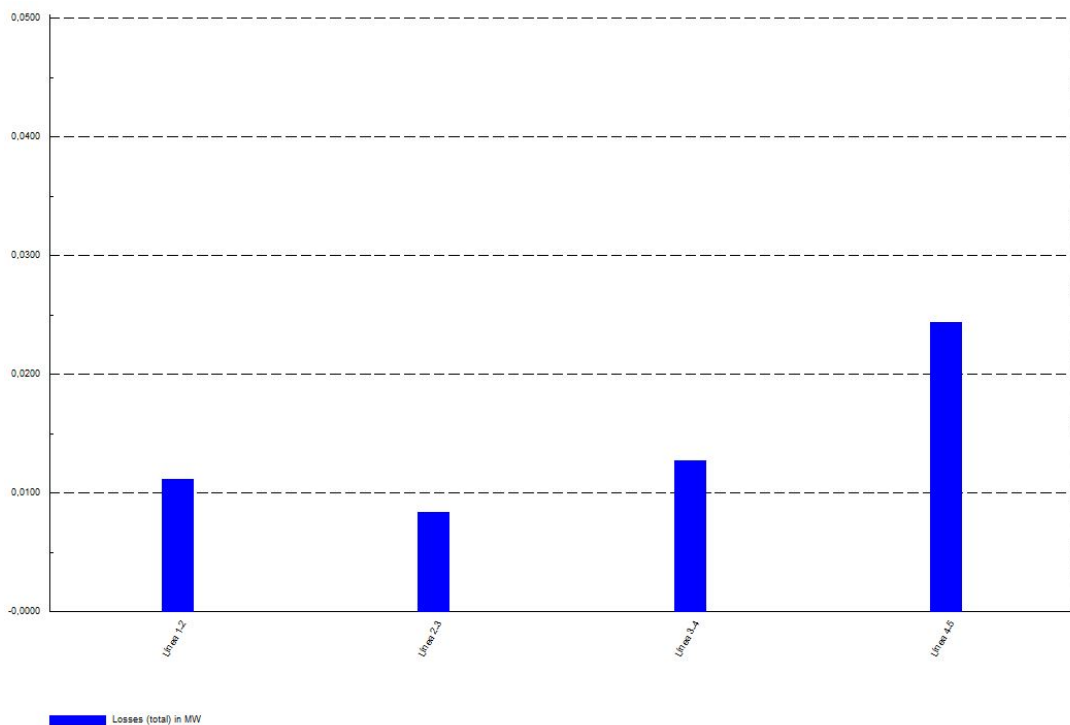


Figura 5.6: Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal

## Escenario buscando niveles de tensión en 0.95 p.u.

En este escenario, el enfoque fue distinto, se le solicitaba a los generadores que mantuvieran la tensión en las barras a las que se encontraban conectados en 0.95 p.u. para poder así atender a las demandas de calidad de red de Red Eléctrica. A los Generadores se les volvió a solicitar la misma potencia activa en cada uno de los escenarios, pero dejándoles que generaran a potencia reactiva necesaria para poder controlar los niveles de tensión.

El perfil de tensiones, tras realizar todas las simulaciones, vio una clara mejoría con respecto al escenario de FDP=1. Como muestra la Figura 5.7 existe una considerable mejoría del perfil de tensiones en todas las barras con respecto al escenario de estudio anterior.

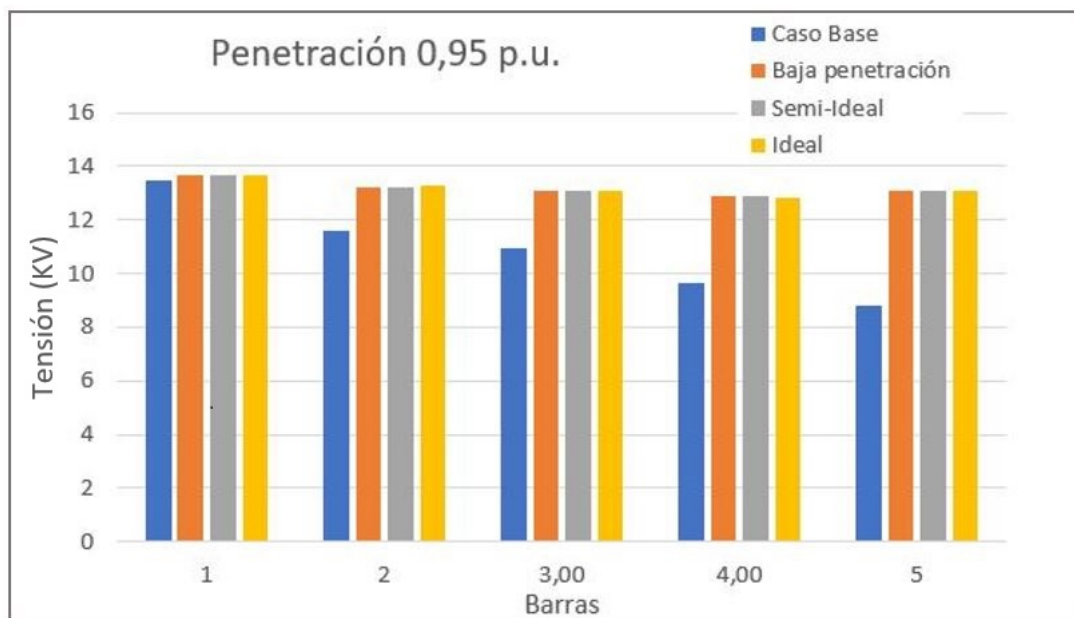


Figura 5.7: Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u.

Por otro lado, en el perfil de pérdidas en las líneas también se observa una mejoría. Esto se debe principalmente a que, aún a pesar de que la potencia activa que circula por las líneas, al aumentar la tensión en las barras y en las líneas, transmitiendo la misma potencia se reduce la corriente que circula por las líneas, reduciendo las pérdidas.

La Figura 5.8 muestra que los valores de las pérdidas en la línea en comparación con los mostrados en la Figura 5.4. Aun a pesar de la mejoría, sigue existiendo un aumento en el caso ideal debido a la longitud de las líneas 3-4 y 4-5.

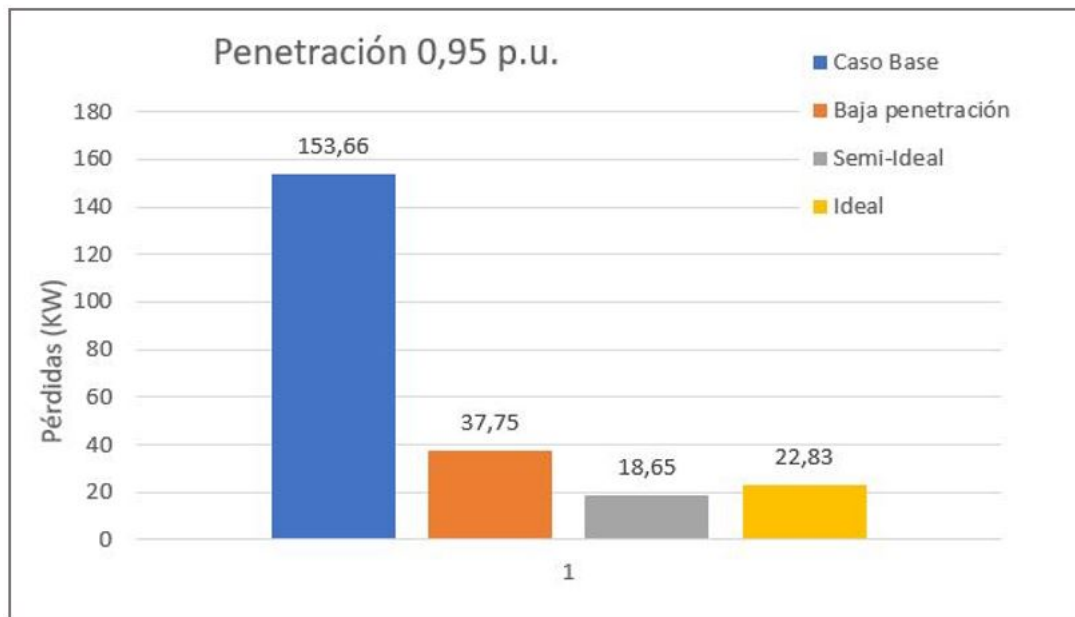


Figura 5.8: Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u.

## 5.2.2. Nivel de Dispersión

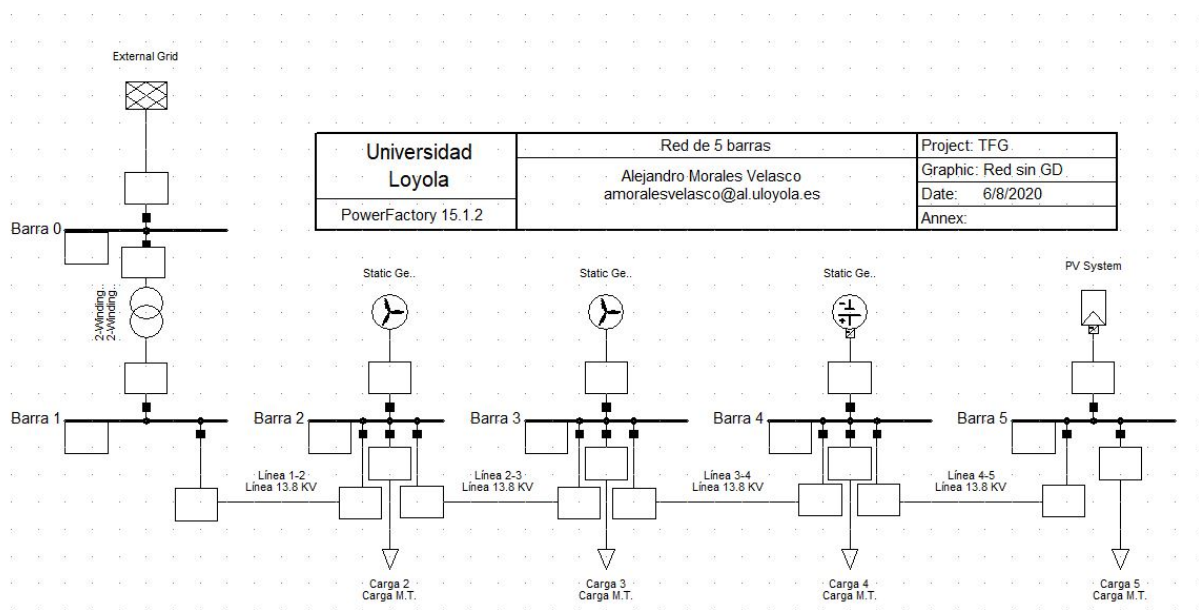


Figura 5.9: Unifilar con todas los generadores conectados

En las Figura 5.9 se puede ver el modelo unifilar de la red modelado en DiGSILENT con todas las cargas conectadas. En la Barra 5 va colocado un generador solar fotovoltaico, en la Barra 4 un generador de baterías y por último en las Barras 3 y 2 dos generadores eólicos. Como se puede ver, todos los generadores utilizados son gene-

radadores renovables para así cumplir con lo que nos exigen los tiempos que estamos viviendo.

### Escenario buscando FDP=1

Al igual que con el nivel de Penetración, en este escenario de estudio, se les ha impuesto a los generadores tener un FDP=1, y se han seguido los pasos de los distintos escenarios de dispersión planteados.

Tras las simulaciones se ha constatado que los niveles de tensión, al igual que con los escenarios de Penetración, han mejorado bastante en cuanto mayor Dispersión existía. En el escenario Ideal de Dispersión, los niveles de tensión han sido los mas altos que se han obtenido. A pesar de ello, en algunas de las barras han seguido estando por debajo de 0.95 en p.u. debido a lo mismo que sucedió con el estudio de Penetración, al encontrarse los generadores generando únicamente potencia activa, no es posible controlar mucho los niveles de tensión.

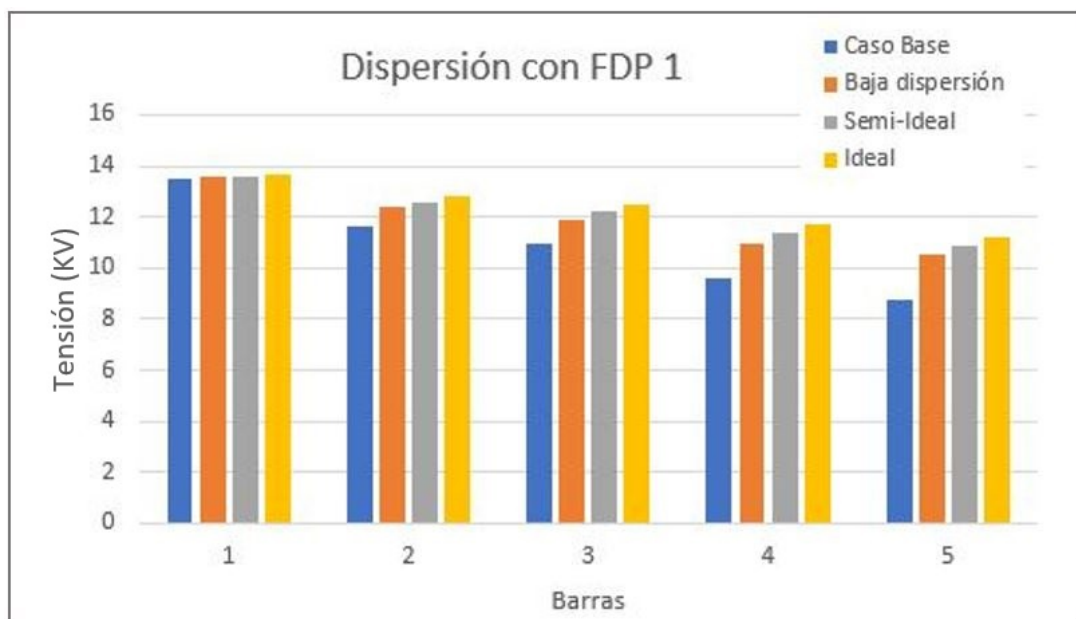


Figura 5.10: Niveles de tensión con GD buscando FDP=1

En cuanto a las pérdidas, se ve una clara mejoría en cuanto a mayor es el número de generadores incluidos a la red hasta completar un nivel del 100 % de dispersión, la Figura 5.11 muestra claramente la evolución con cada escenario.

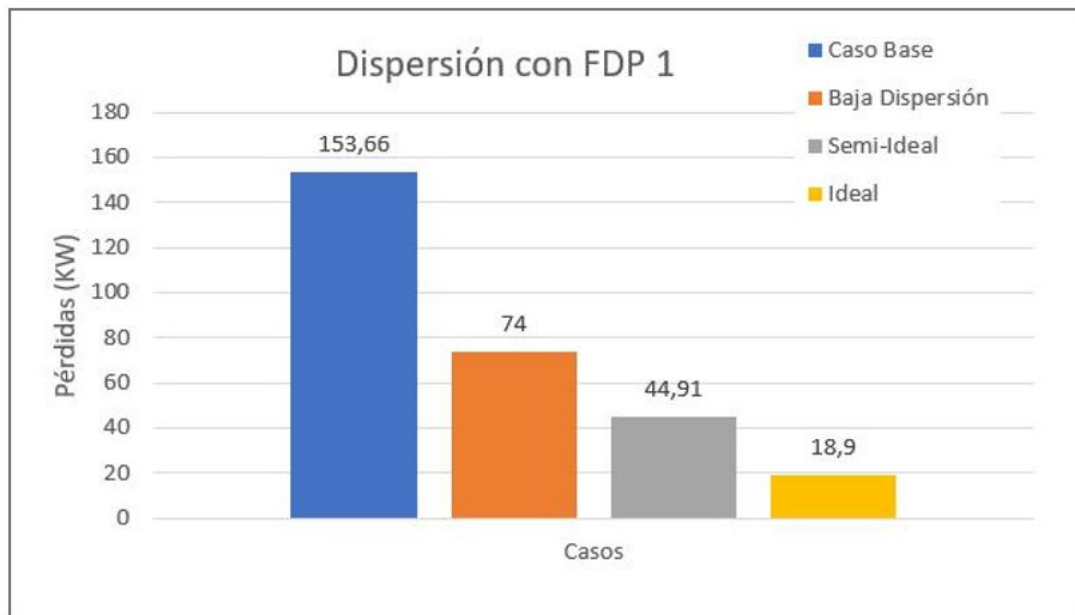


Figura 5.11: *Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1*

Si existe un generador que alimenta cada Barra, aunque sea un porcentaje del total demandado por la carga, menos corriente circula por las líneas y por tanto menos pérdidas aparecen. En la Figura 5.12 se muestra que los niveles de pérdidas en las líneas son casi nulos, únicamente apreciándose un valor mas alto en línea 1-2. Esto se debe a que los recursos de GD se encuentran generando 4 MW, por tanto es necesario alimentar levemente desde la red de potencia infinita.

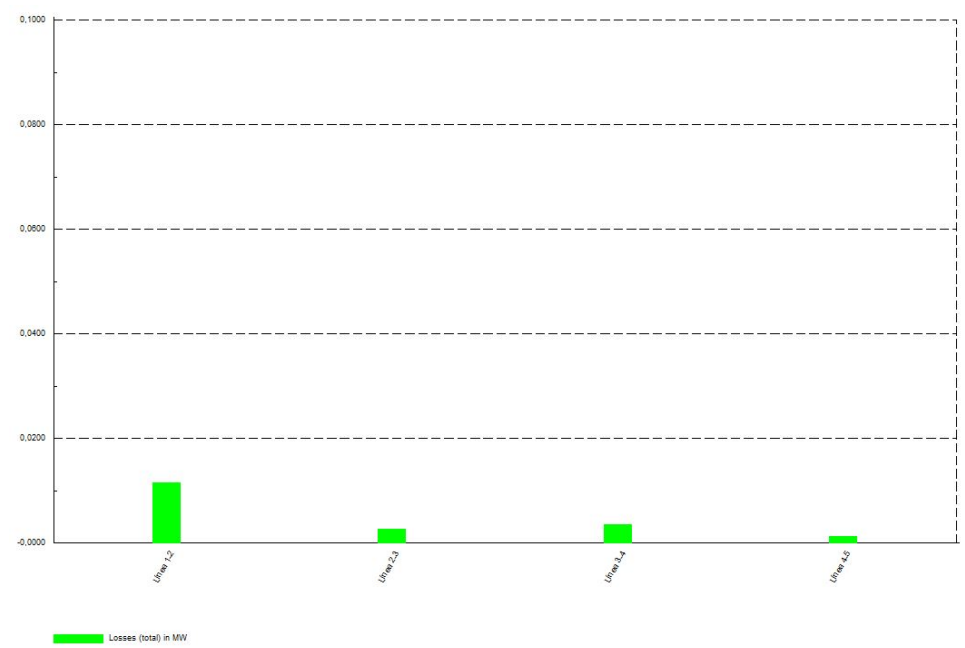


Figura 5.12: *Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal*

### Escenario buscando niveles de tensión en 0.95 p.u.

En este escenario ocurre lo mismo que ocurría con su homólogo en el apartado anterior. Al liberar a los generadores para que generen potencia reactiva libremente para poder controlar los niveles de tensión, prácticamente desde el caso de Baja Dispersión, los niveles de tensión en todas las Barras se han encontrado en torno a 0.95 p.u. En la Figura 5.13 se puede ver como mejoran al Caso Base desde el primer escenario y los niveles permanecen constantes a medida que avanzan las simulaciones

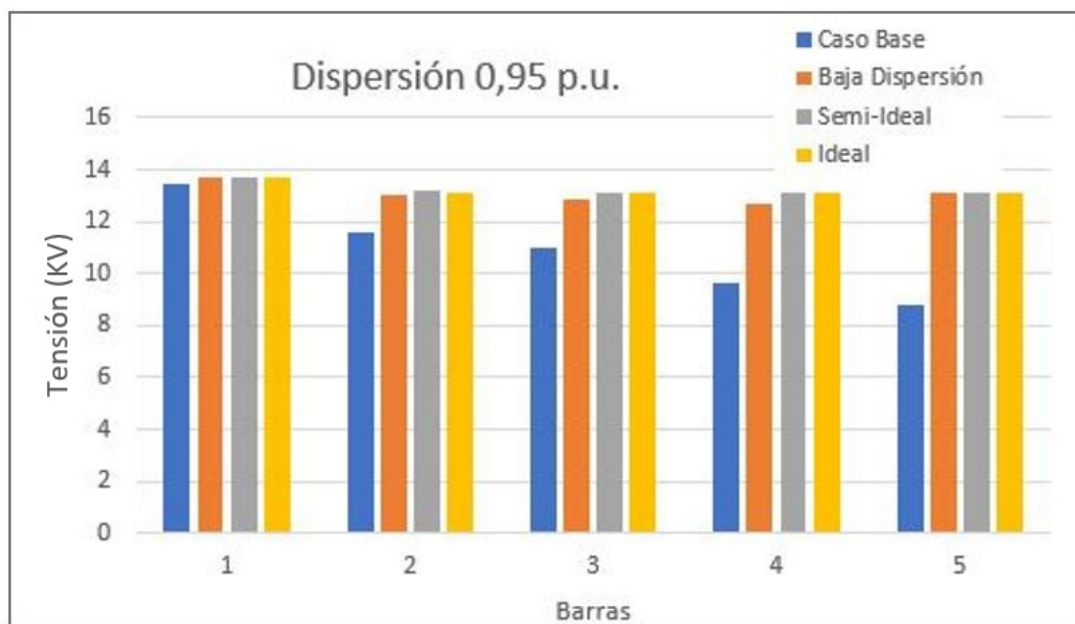


Figura 5.13: Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u.

En cuanto a las pérdidas, existe también una mejoría apreciable con respecto al caso base, incluso, con respecto al escenario anterior de FDP=1. Lo mismo que ocurrió en el escenario de Penetración ocurre ahora con el escenario de Dispersión, al poder subir el nivel de tensión de las barras se reduce la corriente circulando por las líneas y con ella las pérdidas asociadas. La Figura 5.14 muestra la evolución de las pérdidas a lo largo de los distintos escenarios. Por otro lado, la Figura 5.15 muestra que las pérdidas en las líneas son casi nulas.

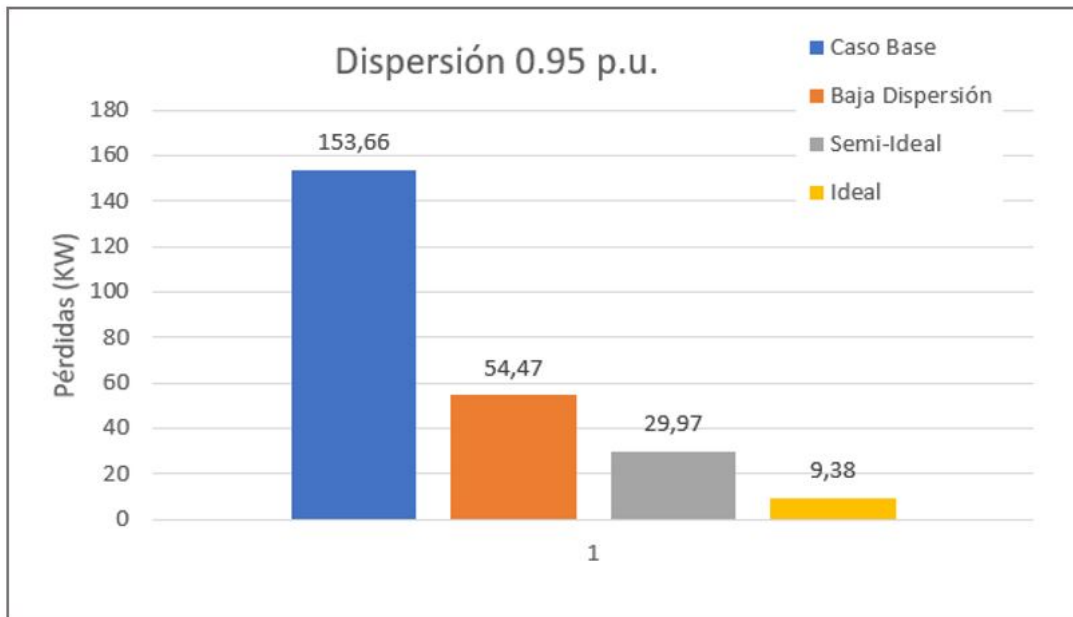


Figura 5.14: Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u.

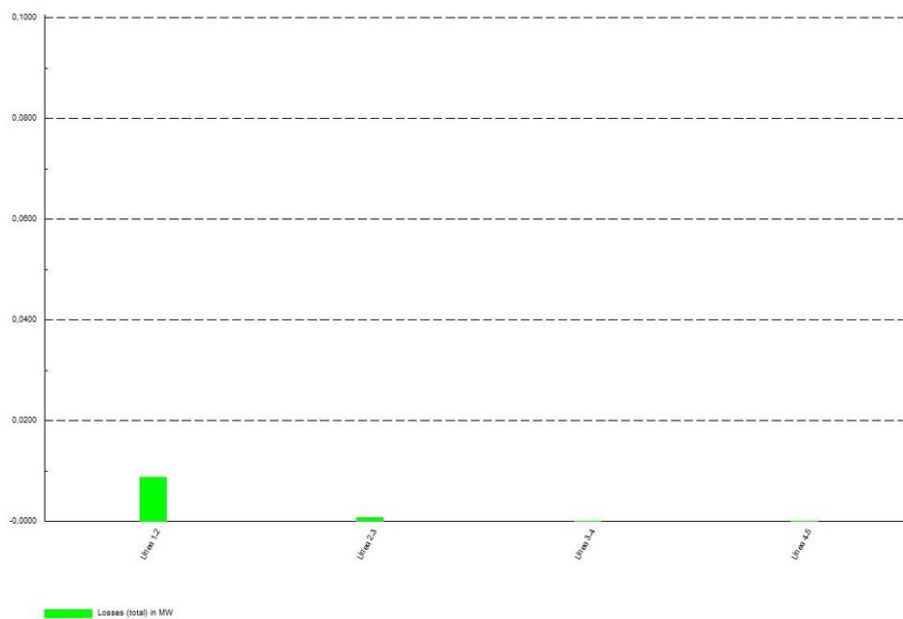


Figura 5.15: Pérdidas en las líneas en el escenario Ideal

### 5.2.3. Prioridad y Despacho de instalación de la GD

En los dos escenarios anteriores, se ha probado a atacar el estudio desde dos perspectivas. Primero se ha mantenido fijo el número de generadores y se ha ido aumentando la potencia hasta satisfacer la demanda de las cargas, después en el escenario

de dispersión se ha mantenido constante la potencia de los generadores y se ha ido aumentando su número hasta integrar tantos generadores como cargas.

Ahora, en este escenario, se fue hacia un objetivo preciso. Se suplió la demanda de cada carga con el generador que se encontraba conectado a la misma Barra y se hizo un estudio de dispersión, dando prioridad a las cargas que demandaban mayor potencia. Por tanto, siguiendo el orden de la Tabla 5.3. Al igual que en los dos escenarios anteriores, se ha abordado de las dos maneras anteriormente mencionadas, FDP=1 y tensión a 0.95 p.u.

### Escenario buscando FDP=1

Para este ultimo escenario de simulación en sus dos variaciones se utilizó la misma red mostrada en la Figura 5.9, ya que en este estudio de Prioridad y Despacho se vuelve a estudiar la Dispersión. Tras las correspondientes simulaciones limitando a los generadores a funcionar con un FDP=1, se vio una evolución de los niveles de tensión muy similar a la observada en el escenario de Dispersión buscando FDP=1.

Cabe destacar que en ciertos casos, los niveles de tensión en algunas de las barras resulta peor que en el escenario de Dispersión, asociado a la diferente colocación de los generadores en el caso de Baja dispersión. Por otro lado, al pasar al escenario Semi-Ideal, al Generarse mas potencia en el escenario de Prioridad y Despacho, el perfil de tensiones ya es mejor que en el de Dispersión.

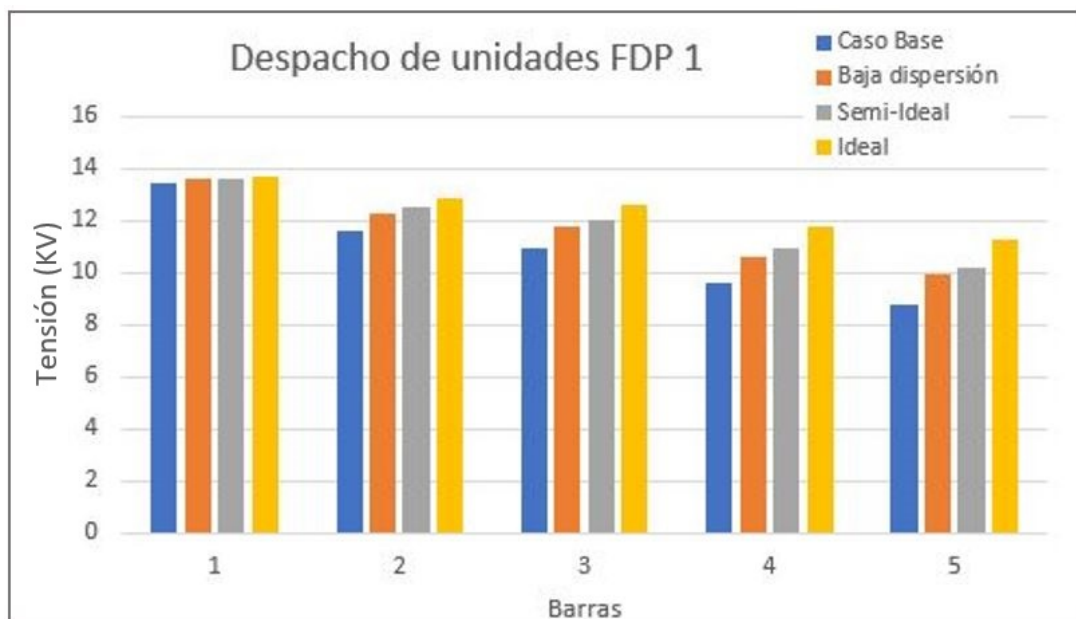


Figura 5.16: Niveles de tensión con GD buscando FDP=1



Si se ven los niveles de pérdidas, los números son muy similares al caso de dispersión, mejorando claramente en cuanto mas generadores se van añadiendo a la red. La Figura 5.17 muestra como los niveles mejoran con cada caso.

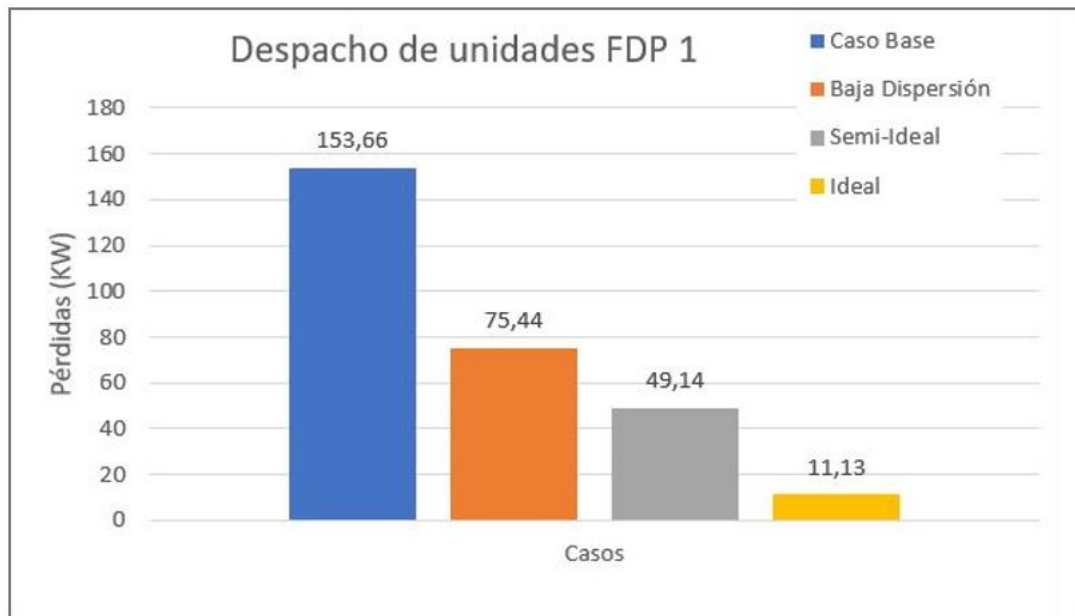


Figura 5.17: *Pérdidas en la red con GD buscando FDP=1*

### **Escenario buscando niveles de tensión en 0.95 p.u.**

Por último, analicemos el caso mas destacable de todo el estudio. En este escenario se pone en conjunto lo mejor de todas las simulaciones realizadas y cuanto mas próxima al escenario ideal se encuentra trabajando la red, mejores resultados se obtienen.

Como ya ocurría en los escenarios de Penetración y Dispersión, al liberar a los generadores en la producción de potencia reactiva, los niveles de tensión en las Barras veían una mejoría desde el principio. Pero cabe destacar que en los dos primeros escenarios, como muestra la Figura 5.18, los niveles de tensión en las Barras 4 y 5 son mas bajos que en las Barras 2 y 3; esto se debe a que al estar los generadores colocados al principio de la red y siendo las líneas 3-4 y 4-5 mas largas, existe una caída de tensión importante.

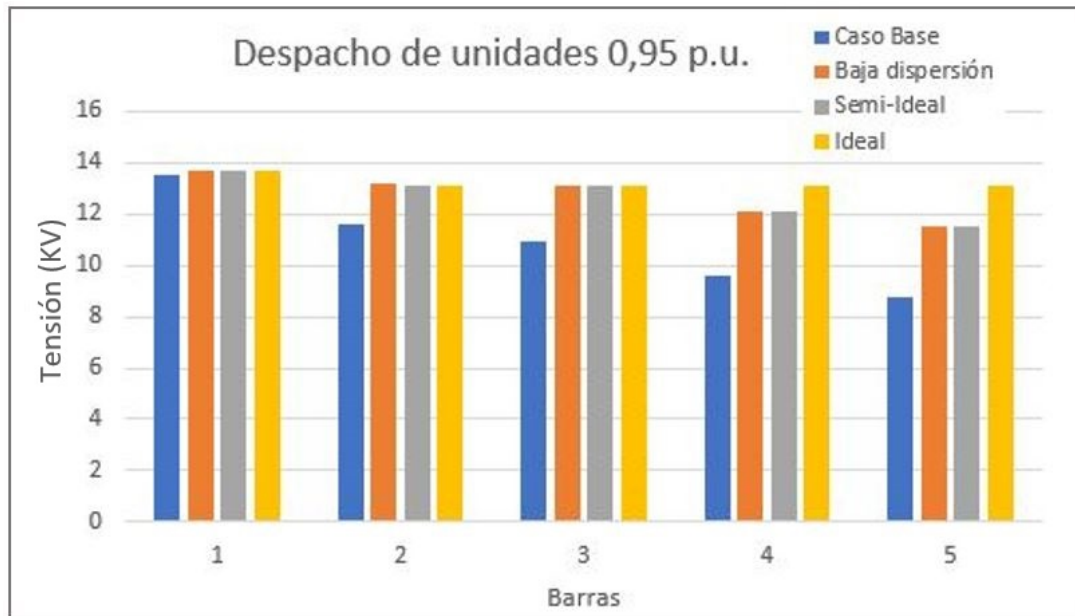


Figura 5.18: Niveles de tensión con GD buscando 0.95 p.u.

Esto se soluciona en el escenario Ideal, cuando se suple toda la demanda de potencia de las cargas y las tensiones se encuentran todas en el nivel correcto. En cuanto a las pérdidas la mejora es también bastante clara, llegando a ser de 2,97 KW en el caso Ideal, lo que supone un 2% de las pérdidas que se daban en el caso base.

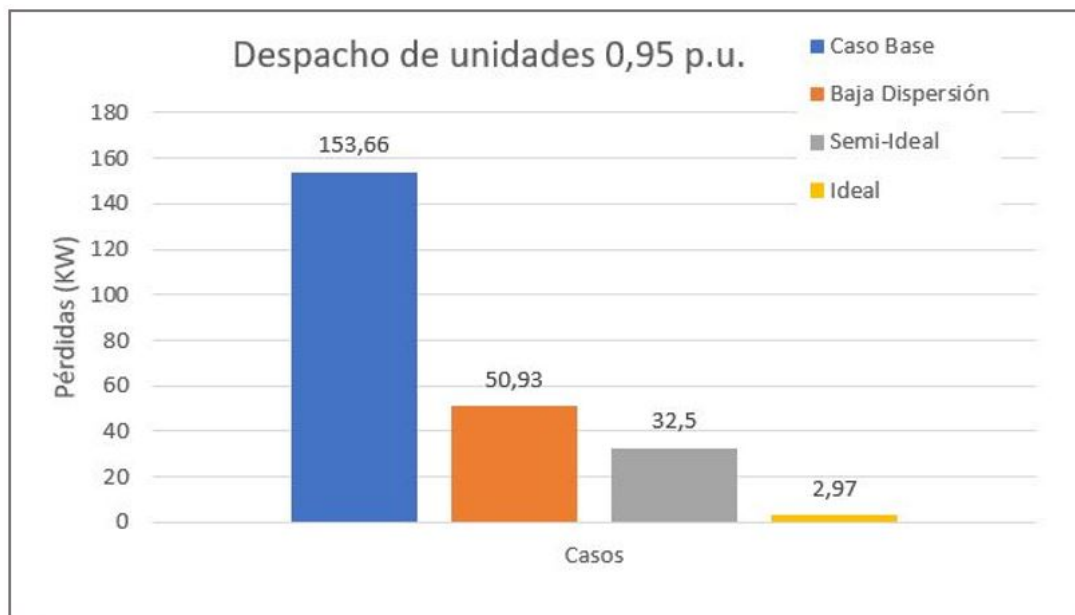


Figura 5.19: Pérdidas en la red con GD buscando 0.95 p.u.

Por último, la Figura 5.20 muestra el diagrama unifilar de la red tras la última simulación. En este se puede ver como los generadores abastecen la demanda de potencia

de la carga con la que comparten Barra y debido a esto, en las Líneas 2-3, 3-4 y 4-5 no existen ni circulación de corriente ni pérdidas. La red ha pasado de trabajar como una red en conjunto a que cada una de las Barras funcionen como micro redes independientes.

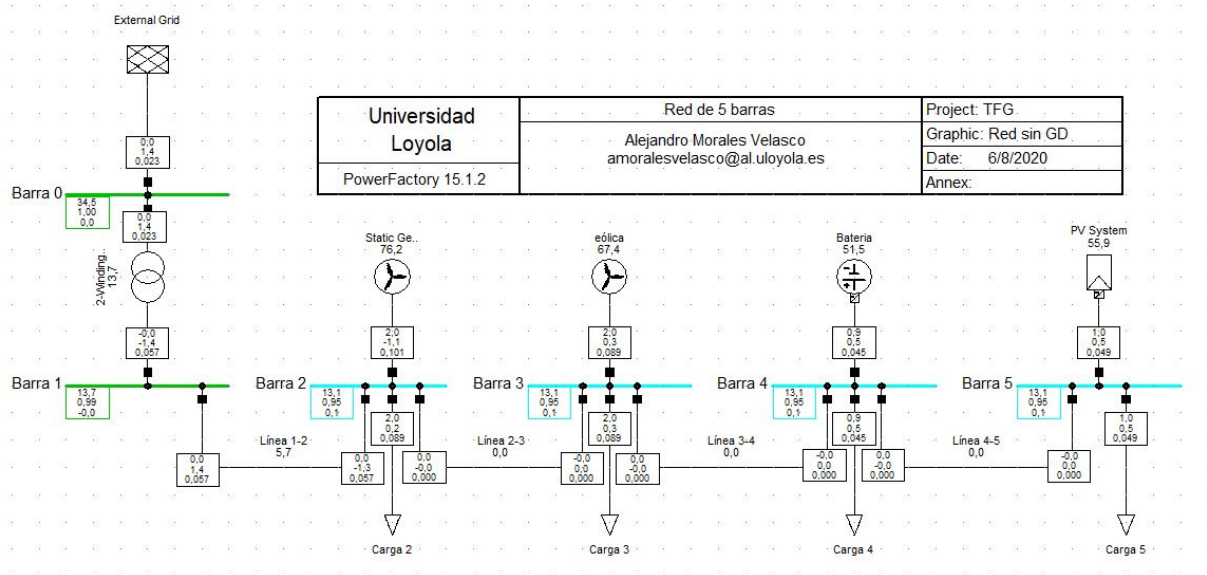


Figura 5.20: Unifilar del comportamiento ideal

# Capítulo 6

## Conclusiones

En este último capítulo, se comentarán algunas de las conclusiones obtenidas tras la realización del estudio. El capítulo se dividirá en dos partes principales. En la primera se hablará sobre el resultado obtenido de las simulaciones y toda la información que esto arroja sobre el comportamiento de la GD en una red. Por otro lado, en la segunda parte se dará una opinión sobre la situación actual de las redes, sobre la importancia que la GD puede tener en ellas y sobre como será su futuro.

### Resultado de las simulaciones

La metodología adoptada para el estudio ha sido bastante didáctico. Desde la primera simulación estudiando el nivel de Penetración de la GD en la red se han visto mejoras en todos los parámetros de la red. Los principales parámetros estudiados (tensión en las barras y pérdidas en la red) se han visto mejorados de manera significativa.

Cabe destacar que la elección de limitar los generadores a trabajar con un FDP unidad arrojan bastante información de como elementos como baterías o generadores fotovoltaicos se comportarían dentro de una red. Estos elementos, al generar la potencia en corriente continua, requieren de convertidores electrónicos e inversores para adaptar la corriente a la requerida a la red y en muchos casos, es mas complicado que estos generen potencia reactiva. A pesar de ello, sí es posible que estos elementos ayuden al control de la tensión a través de un aporte de reactiva.

Por otro lado, los generadores eólicos al generar la potencia en corriente alterna, resulta mas sencillo hacerlos trabajar con un FDP menor de 1, si estos no trabajan al 100 % de su capacidad y se guardan un poco de potencia para ayudar al control de tensiones. Tras imponer a los generadores que mantuvieran las tensiones en 0.95 p.u.

las mejoras en la red han sido bastante importantes. Esto muestra que es necesario que se les exija a esos recursos de GD, conectados en media y baja tensión, que ayuden al control de las tensiones de las barras para mejorar la calidad del servicio a las cargas.

El estudio de Dispersión de la GD ha demostrado que más es mejor, siendo preferible aumentar el número de recursos de GD conectados a la red que conectar un menor número de estos, pero de mayor potencia. En este escenario, al llegar al caso Ideal de funcionamiento únicamente se estaban generando 4 MW, lo que supone únicamente un 67 % de la demanda total de las cargas. Aun así, la mejoría en los niveles de tensión en ambos escenarios de simulación (FDP=1 y 0.95 p.u.) es destacable.

En cuanto a las pérdidas en las líneas, en los casos del escenario Penetración, han sido bastante mejores los datos que en los casos del escenario de Dispersión, salvo en el escenario Ideal de Penetración, que al generarse tanta potencia en la Barra 5 siendo considerablemente largas las líneas 3-4 y 4-5, ha generado un índice bastante alto de pérdidas. La Figura 6.1 muestra una comparativa de las pérdidas en ambos escenarios y como, al final en el caso ideal, las pérdidas son bastante mejores en el escenario de Dispersión.

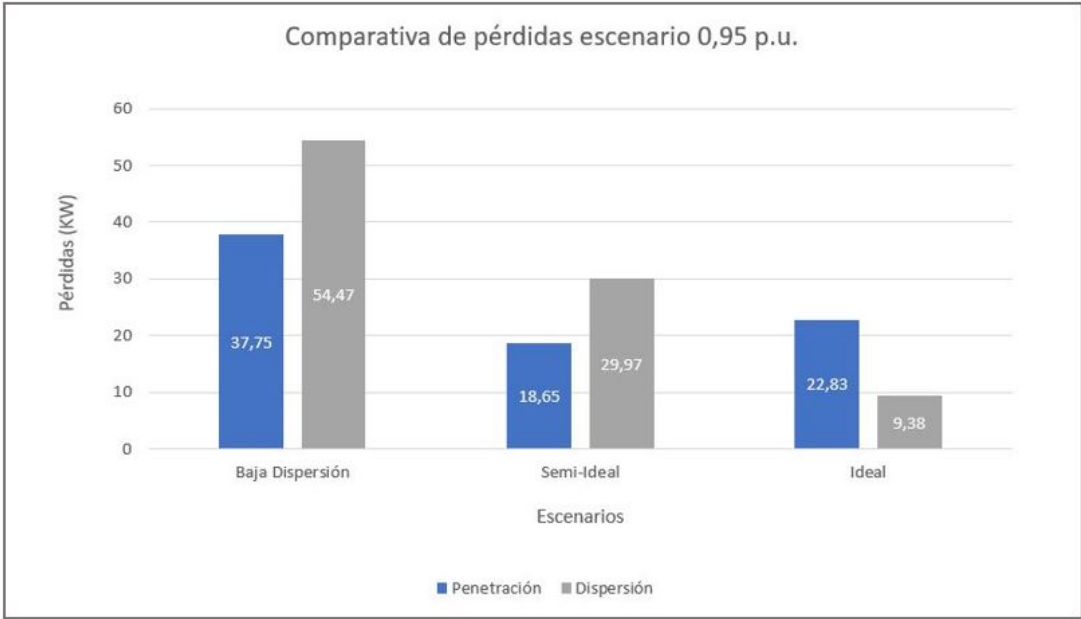


Figura 6.1: Comparativa de las pérdidas en los escenarios de Penetración y Dispersión

La mejor simulación es claramente aquella en la que se optimizan ambos escenarios en conjunto, llegando al escenario de Prioridad y Despacho de instalación de la GD donde todo lo estudiado en los casos anteriores al final ve en el caso ideal una mejoría importante. Es bastante destacable el valor tan bajo que tiene de pérdidas el

caso ideal de Prioridad y Despacho con 0.95 p.u. siendo prácticamente despreciables dentro de la totalidad de la red.

Finalmente se ha llegado a la conclusión que se esperaba al principio del estudio, la aportación que la GD puede hacer a una red es destacable, ayudando a mantener los niveles de tensión y reduciendo de forma cuantiosa las pérdidas en la red. Todo esto, siempre y cuando los recursos de GD ayuden generando potencia reactiva al control de las tensiones de las barras.

Por otro lado, este estudio aporta datos que revelan que no es necesario suplir en su totalidad la demanda de potencia de las cargas. Desde un punto de vista económico, no siempre se pueden construir recursos de GD que aporten en su totalidad la potencia demandada, por lo que en esos casos interesa ser inteligente a la hora de invertir en la construcción de dichos recursos y apostar por una mayor dispersión generando menos potencia. Como se ha visto, con una buena dispersión de los recursos, se pueden reducir notablemente las pérdidas y pueden ayudar al control de tensiones.

Ahora quedaría abordar otros aspectos que suponen la introducción de recursos de GD en una red, aspectos tales como las protecciones que son muy importantes para la seguridad de las líneas o aspectos como la calidad de la red. Este último se puede ver muy mermado por la introducción de armónicos que la electrónica de potencia genera, convirtiendo la corriente de continua a alterna en generadores como paneles fotovoltaicos o baterías.

## **Opinión sobre el estado de la GD**

Debido a la creciente demanda de energía que existe a nivel global, no es descabellado pensar que la GD va a desempeñar un papel crucial en la evolución de las redes hacia un nuevo modelo. En este estudio se ha visto que puede ser muy importante que los recursos de GD ayuden a los grandes generadores con la estabilidad de la red.

Por otro lado, cada vez existen mas leyes que obligan a las viviendas de nueva construcción a tener que instalar, además de paneles solares de baja temperatura para calentar agua, paneles fotovoltaicos para así reducir el consumo de los particulares de la red. Éstos, dependiendo de la capacidad energética de la que dispongan, podrían entrar a un mercado eléctrico para vender su propia energía y así poder reducir el precio de su factura de la luz. Pero para que eso sucediese, sería necesaria la creación de un mercado descentralizado en el que cualquiera pudiera entrar a vender su energía, un mercado parecido a las bolsa en el que un particular con un poco de conocimiento

podiera hacer beneficio de su exceso de energía.

En el futuro, las ciudades inteligentes o *smart cities* podrían ser capaces de ser más eficientes a nivel energético y en muchos casos, aprovechando las aportaciones individuales de cada particular, pudiendo ser totalmente autosuficientes en muchos momentos del año.

Entrando en un escenario más utópico de lo que podría ser el futuro de las redes, debido a la no gestionabilidad de los recursos, sería interesante ver en el futuro una red globalizada en la que la energía mundial se generara en distintos puntos del planeta, de tal forma que se puedan aprovechar de la mejor manera posible los recursos renovables. Aprovechar la energía del sol en sitios como el Desierto del Sahara o el de Atacama, aprovechar la energía del viento en los puntos del planeta en los que sopla con más fuerza y aprovechar otros tipos de tecnologías como la Maremotriz o la Geotérmica.

# Bibliografía

- [1] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE power and energy magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2009.
- [2] L. H. Berrío and C. Zuluaga, "Smart grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: unarevisión en el contexto energético mundial," *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 32, no. 2, pp. 369–396, 2014.
- [3] J. Sepúlveda, "La generación distribuida en españa," *Proyecto Fin de Carrera. Universidad Carlos III de Madrid*, 2010.
- [4] R. C. Dugan and T. E. Mcdermott, "Distributed generation," *IEEE industry applications magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 19–25, 2002.
- [5] I. E. P. Soto, "Celdas fotovoltaicas en generación distribuida," *Santiago de Chile*, p. 7, 2005.
- [6] G. A. Campusano Godoy, "Impacto de la generación distribuida en la operación de la distribución," 2013.
- [7] C. A. D. Andrade and J. C. D. Hernández, "Smart grid: Las tics y la modernización de las redes de energía eléctrica—estado del arte," 2011.
- [8] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [9] H. L. Willis, *Distributed power generation: planning and evaluation*. Crc Press, 2018.
- [10] I. E. Agency, *Distributed generation in liberalised electricity markets*. OECD Publishing, 2002.
- [11] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.



- [12] P. McKenzie, *WG Armstrong: The Life and Times of Sir William George Armstrong, Baron Armstrong of Cragston*. Longhirst, 1983.
- [13] T. Society, "Nikola tesla's biography," 2020. [Online]. Available: <http://www.teslasociety.com/biography.htm>
- [14] S. R. F. Allin, "An examination of china's three gorges dam project based on the framework presented in the report of the world commission on dams," 2004.
- [15] D. Trebolle *et al.*, "La generación distribuida en españa," *Universidad Pontificia Comillas. Madrid*, 2006.
- [16] I. Eduardo Soria, "Energías renovables para todos, hidráulica," 2020. [Online]. Available: [https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/cuaderno\\_HIDRAULICA.pdf](https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/cuaderno_HIDRAULICA.pdf)
- [17] Abengoa, "Abengoa, energía, termosolar," 2020. [Online]. Available: <http://www.abengoa.es/web/es/negocio/energia/termosolar/index.html>
- [18] C. Espejo Marín, "Los nuevos paisajes de la energía solar: las centrales termosolares," 2010.
- [19] D. Crespo Mencía, "Diseño de una central solar termoeléctrica de 50 mw con 4 horas de almacenamiento con tecnología de canales parabólicos," B.S. thesis, 2010.
- [20] Á. López Barbero, "Diseño y análisis de una planta termosolar con calentamiento directo de gases en receptor central," B.S. thesis, 2014.
- [21] S. Odeh, G. Morrison, and M. Behnia, "Modelling of parabolic trough direct steam generation solar collectors," *Solar energy*, vol. 62, no. 6, pp. 395–406, 1998.
- [22] M. Gea, L. Saravia, C. Fernández, R. Caso, and R. Echazú, "Concentrador lineal fresnel para la generación directa de vapor de agua," *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 11, pp. 03–83, 2007.
- [23] F. B. Jiménez, "Oportunidades de generación eléctrica con biomasa en andalucía," 2011. [Online]. Available: [http://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal\\_web/web/temas\\_ambientales/montes/usos\\_y\\_aprov/jornadas\\_biomasa/1josebas.pdf](http://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/portal_web/web/temas_ambientales/montes/usos_y_aprov/jornadas_biomasa/1josebas.pdf)
- [24] J. Lobo and E. de Ence, "Biomasa: estrategia nacional, estrategia empresarial," *Foresta*, vol. 53, pp. 22–25, 2011.

- [25] S. Gamesa, “Costes de la energía eólica,” 2020. [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/descubrir/revista/costes-de-la-energia-sostenible>
- [26] R. E. Española, “Estructura de generación de energía eléctrica,” *Madrid: Red Eléctrica de España* (<http://www.ree.es/en/statistical-data-of-spanish-electrical-system/national-indicators/national-indicators>), 2017.
- [27] H. S. Ullal and B. von Roedern, “Thin film cigs and cdte photovoltaic technologies: commercialization, critical issues, and applications,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2007.
- [28] W. El-Khattam and M. M. Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electric power systems research*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [29] M. P. HA, P. D. Huy, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 293–312, 2017.
- [30] C. A. G. Garcez, “What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the americas? a systematic review of literature,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1404–1416, 2017.
- [31] A. Gómez Expósito *et al.*, “Sistemas eléctricos de potencia: ejercicios y problemas resueltos,” 2003.
- [32] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012.
- [33] J. G. Trasancos, *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión 7.ª edición 2016*. Ediciones Paraninfo, SA, 2016.
- [34] M. Chen, M. Xia, and Q. Chen, “Research on distributed source-load interaction strategy considering energy router-based active distribution network,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 150 505–150 516, 2019.
- [35] S. Lv, J. Li, Y. Guo, and Z. Shi, “Distributed generation planning in active distribution networks based on multi-scene analysis,” 2019.
- [36] S. S. Alkaabi, “Distributed generation planning and optimization: Deterministic versus heuristic approaches,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*. IEEE, pp. 1–5.
- [37] A. Pedraza, D. Reyes, C. Gómez, and F. Santamaría, “Impacto de la generación distribuida sobre el esquema de protecciones en una red de distribución,” *Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas*, 2015.

- [38] A. Gastalver-Rubio, E. Romero-Ramos, and J. M. Maza-Ortega, "Improving the performance of low voltage networks by an optimized unbalance operation of three-phase distributed generators," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 177 504–177 516, 2019.
- [39] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, and H. W. Beaty, "Electrical power systems quality," *New York, NY: McGraw-Hill,| c1996*, 1996.
- [40] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects," in *IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition*, vol. 2. IEEE, 2002, pp. 1357–1362.
- [41] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power electronics: converters, applications, and design*. John wiley & sons, 2003.
- [42] F. M. Jesús, "Maquinas eléctricas," *Ed 7tm*, 2015.
- [43] C. Stephen, G. EDWARD, G. EDWARD, G. EDWARD, G. EDWARD, G. EDWARD, E. H. DAVID, J. L. HILBURN, J. D. IRWIN, J. D. IRWIN *et al.*, "Máquinas eléctricas," *ED. Mc. GRAU HILL*, 2014.
- [44] D. Guasch Murillo, *Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos*. Universitat Politècnica de Catalunya, 2003.
- [45] V. Gianuzzi and F. Merani, "Using pvm to implement a distributed dependable simulation system," in *Proceedings Euromicro Workshop on Parallel and Distributed Processing*. IEEE, 1995, pp. 529–535.
- [46] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, "Análisis de sistemas de potencia," 1996.
- [47] F. M. González-Longatt, "Red de 5 barras," *Curso DigSILENT PowerFactory. Universidad de Sevilla*, 2011.
- [48] M. Schmiege, "Digsilent powerfactory," 2020. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>
- [49] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory applications for power system analysis*. Springer, 2014.
- [50] F. M. Gonzalez-Longatt *et al.*, "Impact of distributed generation over power losses on distribution system," in *9th International conference on electrical power quality and utilization*, 2007.