



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO, ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

FUNCIONAMIENTO EN ISLA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Autor: Ernesto Calmarza Lozano

Directores: Luis Rouco Rodríguez
Lukas Sigrist

Madrid,
septiembre de 2018

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Funcionamiento de redes de distribución en isla

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2017/18 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: *Ernesto Calmanza Lezano* Fecha: 21 / 08 / 18.

Ernesto

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Luís R. Rodríguez

Fdo.:

L. Rodríguez

Fecha: 18 / 09 / 2018

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Ernesto Calmarza Lozano DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *Funcionamiento de redes de distribución en isla*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por

infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de agosto de 2018

ACEPTA: Ernesto Calmarza Lozano

Fdo



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Resumen

Las redes de distribución, hasta hace poco, eran redes pasivas. Con la creciente penetración de energías renovables, en muchos sistemas hoy en día se tienen diferentes tipos de generación distribuida (GD) como parques solares, eólicos y generación diésel o fuel. Ante una apertura del interruptor de cabecera de un alimentador de media tensión debido a una falta, mantenimiento de la red, etc, parte de red aguas abajo queda aislada [figura 1]. Es entonces cuando las GDs aguas abajo tratan de suministrar la potencia necesaria al sistema eléctrico desconectado. En la mayoría de los casos este sistema aislado asume la condición de sobrecarga lo que implica una disminución de voltaje en el mismo.

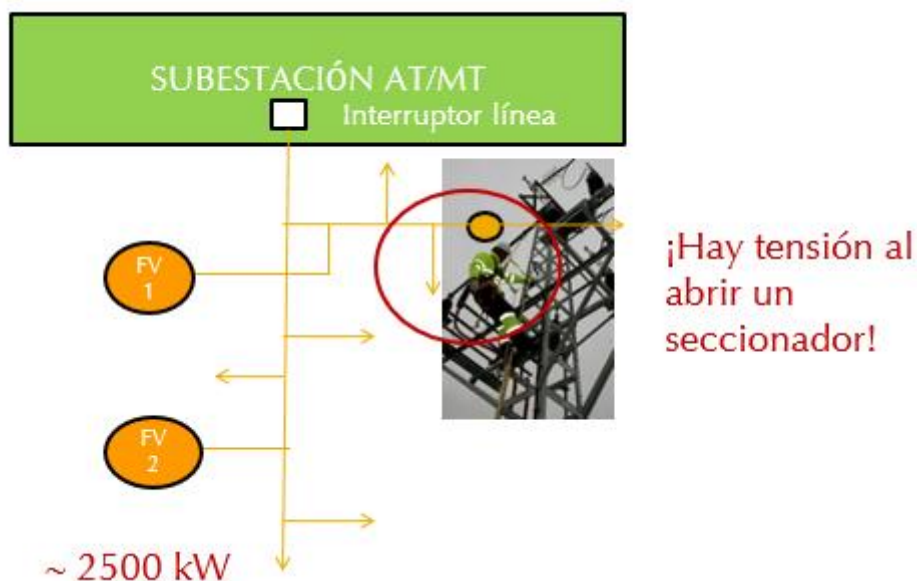


Figura 1.-Red de MT en isla

Esta imagen facilitada por Iberdrola Distribución refleja las características comentadas de un sistema aislado. El interruptor de línea de la subestación AT/MT abre y la línea de media tensión es alimentada por la generación distribuida, en este caso dos paneles solares. El operador de línea comprueba que hay tensión pese a la apertura del interruptor.

Así mismo, también puede darse el caso contrario en el que las cargas del sistema sean de menor potencia que la suministrada por la GD, lo que conllevaría un aumento de voltaje. En ambas situaciones, si se sobrepasan los límites de las protecciones de estas generaciones tanto para valores altos y bajos de tensión, el relé dispararía y el sistema quedaría finalmente sin alimentación. El reenganche de dichas protecciones tiene lugar tan pronto como el sistema vuelva a estar conectado a la red principal [figura 2].

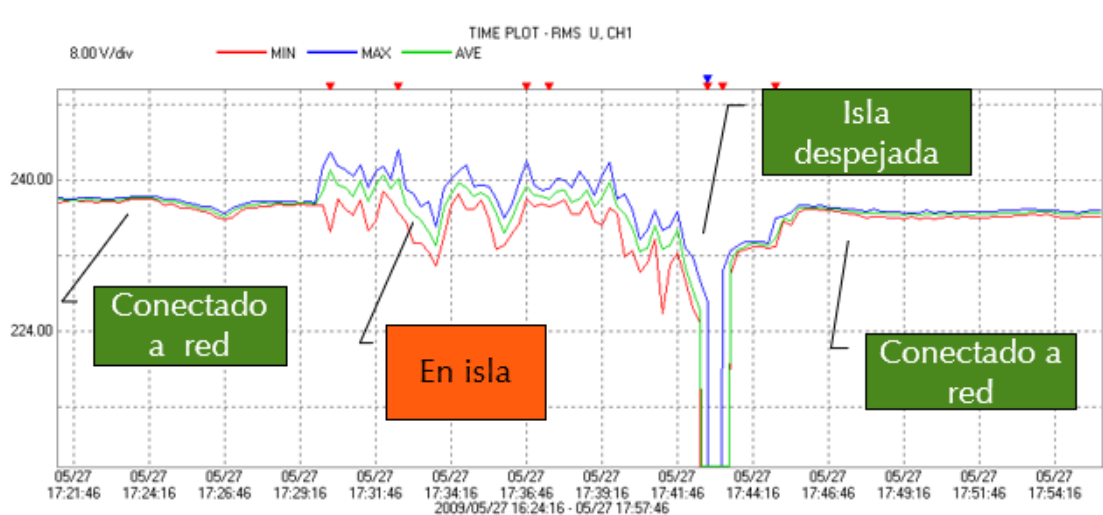


Figura 2.- Voltaje en función del tiempo de un sistema en isla

Este gráfico facilitado también por Iberdrola Distribución representa la evolución de tensiones de un sistema aislado real de la Península Ibérica. Se puede apreciar las distintas fases por las que pasa el sistema. Primero las tensiones son estables y constantes al estar conectado a la red, y a las 17:30 horas el interruptor de cabecera abre por lo que el sistema queda aislado. La variación de tensiones en esta fase es mucho más inestable, sin embargo, los rangos de picos y valles entre los que se mueve no son críticos por lo que sigue operando durante 11 minutos hasta que actúan finalmente las protecciones de la GD y la isla queda despejada. Por último, se produce el reenganche del interruptor de cabecera y después el de los inversores de la generación distribuida para volver a los valores de tensión óptimos.

Este Proyecto de Fin de Grado pretende estudiar el funcionamiento de los sistemas de distribución cuando se encuentran operando en modo isla. Para ello, se ha realizado la investigación de dicho fenómeno de diferentes maneras. Para empezar, se han recopilado artículos de actualidad que tratan sobre este tema en bases de datos de prestigio en el área

de ingeniería como el IEEE o el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de ICAI. Seguidamente se procederá a elaborar un pequeño estudio teórico de una red aislada con carga estática y dinámica (máquina de inducción). Dicho sistema tendrá como GD un parque fotovoltaico de 16 paneles y una potencia total de 7,2MW. También se realizarán simulaciones de la zona aislada a estudiar mediante el programa PSSE, variando los puntos de operación, así como los diferentes modelos de carga. Para finalizar, se ha querido incluir a modo de Anexo una guía básica sobre el programa de simulación PSSE según lo aprendido por el alumno.

- **Palabras clave:** Isla, Sistema Aislado, GD, Generación Distribuida, PSSE, Carga Estática, Carga Dinámica, Parque Fotovoltaico, Protección, Voltaje, Potencia, Simulación.

Abstract

Until recently, distribution networks were passive networks. With the increasing penetration of renewable energies, in many systems today there are different types of distributed generation (GD) such as solar, wind and diesel or fuel farms. When the header switch of a medium voltage power supply is opened due to a fault, maintenance of the network etc, part of the downstream network becomes isolated [figure 1]. It is then when the GDs downstream try to supply the necessary power to the electrical system disconnected. In most cases, this isolated system assumes the overload condition which implies a voltage drop in it.

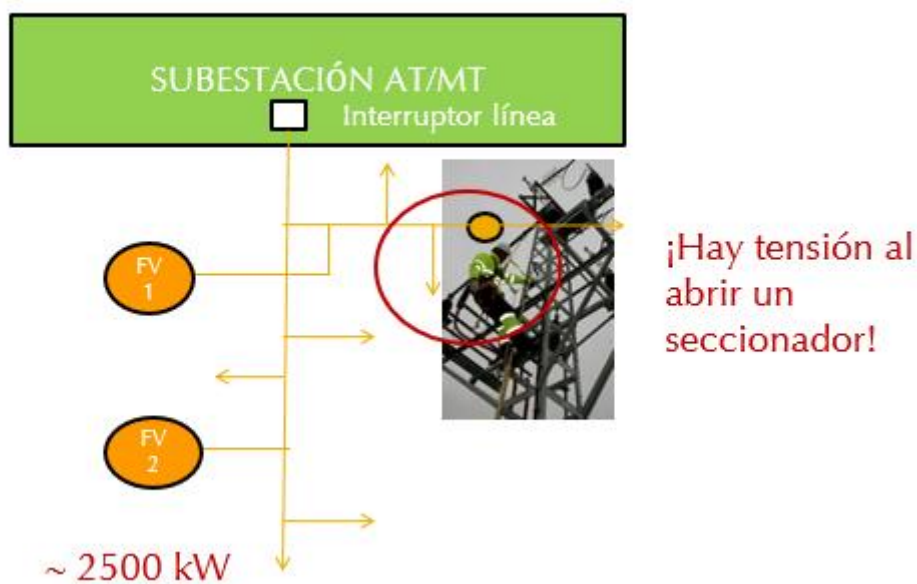


Figure 1.- MT islanded network

This image provided by Iberdrola Distribution reflects the commented characteristics of an isolated system. The line breaker of the AT / MT substation opens and the medium voltage line is powered by the distributed generation, in this case two solar panels. The line operator checks that there is voltage despite the opening of the switch.

Likewise, the opposite case may also occur in which the system loads are of lower power than that provided by the DG, which would lead to an increase in voltage. In both

situations, if the protection thresholds of these generations are exceeded for both high and low voltage values, the relay would trip and the system would eventually be without power. The reclosing of these protections takes place as soon as the system is reconnected to the main network [figure 2].

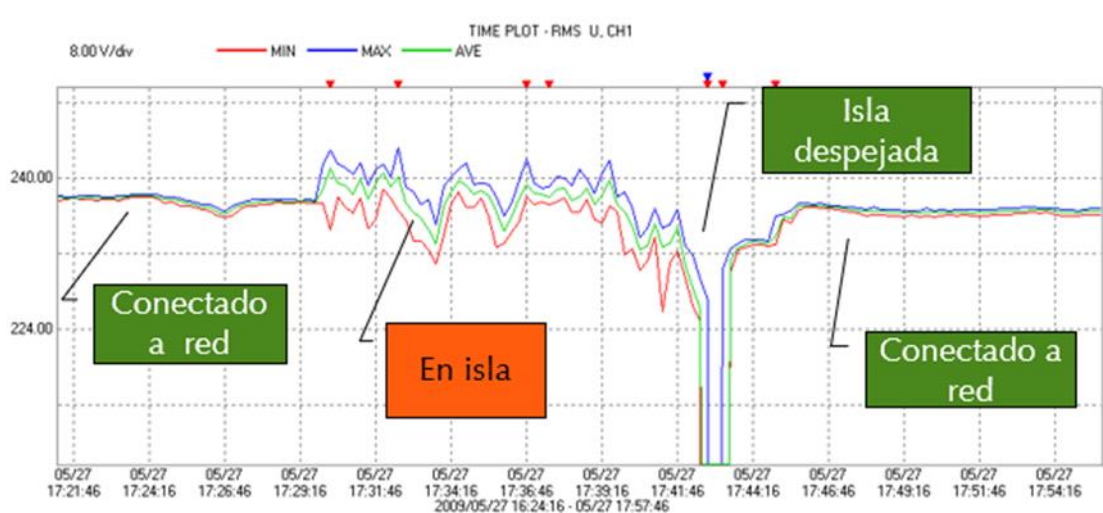


Figure 2.- Voltage as a function of the time of an island system

This graph also provided by Iberdrola Distribution represents the evolution of tensions in a real isolated system of the Iberian Peninsula. You can see the different phases through which the system passes. First the voltages are stable and constant when connected to the network, and at 17:30 the head switch opens so the system is isolated. The variation of tensions in this phase is much more unstable, however, the ranges of peaks and valleys between which it moves are not critical so it continues to operate for 11 minutes until the protections of the DG finally act and the island remains cleared. Finally, it is produced in reclosing of the header switch and after the inverters of the distributed generation to return to the optimal voltage values.

This End-of-Degree Project aims to study the operation of distribution systems when they are operating in island mode. For this, the investigation of this phenomenon has been carried out in different ways. To begin with, current articles dealing with this topic have been compiled in prestigious databases in the engineering area such as the IEEE or the Technological Research Institute (IIT) of ICAI. Then I proceeded to develop a small theoretical study of an isolated network with static and dynamic load (induction machine).

This system will have as GD a photovoltaic park with 16 panels and a total power of 7.2MW. There will also be simulations of the isolated area to be studied through the PSSE program, varying the operation points, as well as the different load models. Finally, a basic guide on the PSSE simulation program has been written as learned by the student.

- **Keywords:** Island, Isolated System, GD, Distributed Generation, PSSE, Static Load, Dynamic Load, Photovoltaic Farm, Protection, Voltage, Power, Simulation.

Contenidos

1. Introducción	17
1.1. Planteamiento	17
1.2. Revisión del estado del arte	18
1.3. Objetivos	22
2. Modelos de inversor PV	23
2.1. Generación PV	23
2.2. Descripción del modelo PSSE usado	28
3. Método de estudio	31
3.1. Estudio teórico	31
3.1.1. Con carga estática	31
3.1.2. Con carga dinámica	35
3.2. Simulación	38
4. Resultados	39
4.1. Descripción del caso de estudio	39
4.2. Simulaciones con modelo de carga estático	41
4.3. Simulación con modelo de carga dinámico	47
5. Conclusiones	51
6. Bibliografía	53
7. Anexos	55
I. Guía básica de iniciación a PSSE	55
II. Descripción del caso concreto	59

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento

Debido a la creciente penetración de fuentes de energía renovables como generación distribuida en el sistema de distribución, cada vez hay más elementos controlables en las redes de distribución. Ante una apertura del interruptor de cabecera de un alimentador de media tensión, la red aguas abajo queda aislada. Hoy en día, dicha generación distribuida tiende a desconectarse debido a sus correspondientes protecciones anti-isla, por lo que el sistema queda desenergizado. No obstante, si hay suficientes recursos disponibles, la red puede funcionar en isla simplemente con la potencia otorgada por la GD, como puede ser un parque eólico, fotovoltaico, generadores diésel, etc; tal y como demuestran numerosos incidentes [figura 3].

Un ejemplo real de ello, facilitado por Iberdrola Distribución, es el acontecido el 27 de mayo de 2009, donde el sistema queda aislado y en funcionamiento durante casi 12 minutos.

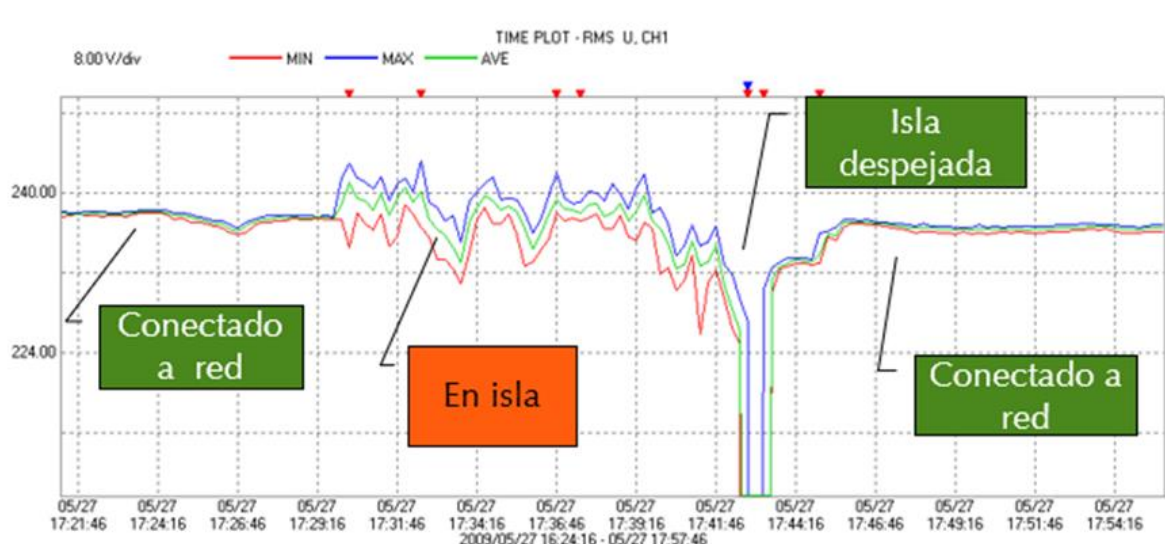


Figura 3.- Voltaje en función del tiempo de un sistema en isla acontecido en 2009



Este gráfico representa la evolución de tensiones de un sistema aislado real de la Península Ibérica. Se puede apreciar las distintas fases por las que pasa el sistema. Primero las tensiones son estables y constantes al estar conectado a la red, y a las 17:30 horas el interruptor de cabecera abre por lo que el sistema queda aislado. La variación de tensiones en esta fase es mucho más inestable, sin embargo, los rangos de picos y valles entre los que se mueve no son críticos por lo que sigue operando durante 11 minutos hasta que actúan finalmente las protecciones de la GD y la isla queda despejada. Por último, se produce el reenganche del interruptor de cabecera y después el de los inversores de la generación distribuida para volver a los valores de tensión óptimos

1.2. Revisión del estado del arte

En este apartado se hará una breve revisión de las investigaciones publicadas sobre las redes de distribución aisladas, su operación, protecciones y restauración del servicio.

- **“Special Issue on Distributed Generation”:** [RIK_17] trata sobre la especial importancia que tiene la generación distribuida hoy en día. En concreto, mejora la sostenibilidad de la generación de energía eléctrica, la seguridad energética y se reducen costes de generación. Explica también que la integración de la GD requiere redes con sistemas electrónicos de conversión avanzados, así como sistemas de control para incorporar de forma exitosa fuentes de energía y sistemas de almacenamiento de alta eficacia, calidad y fiabilidad. Finalmente, el artículo se centra en el papel principal que desempeña la generación distribuida en relación con las redes de distribución aisladas. Se llega a la conclusión de que la operación de este tipo de redes es factible si existe un buen control en los inversores de la GD.
- **“Improved Control Strategy of Interlinking Converters With Synchronous Generator Characteristic in Islanded Hybrid AC/DC Microgrid”:** [GONG17] en este “paper” se aborda una mejora sobre la estrategia de control de convertidores interconectados en microrredes AC/DC operando en modo isla.



Este tipo de control no solo se centra en mantener la potencia distribuida de manera proporcional entre las subredes DC y AC, sino que también regula directamente el voltaje de la subred AC con el fin de mejorar su pobre estabilidad en frecuencia durante la carga de la parte AC en operación autónoma. Además, no se requieren sistemas de almacenamiento o inversores adicionales para asistir a los convertidores interconectados en la regulación de frecuencia de la microrred. La eficacia de este método de control modificado está verificada por simulaciones en tiempo real tanto en MATLAB/Simulink como en la plataforma OPAL-RT. En nuestro caso, las simulaciones se harán con el programa PSSE, siendo la red únicamente AC.

- **“Operation and coordination control of a DC micro-grid incorporating all-DC wind farm”**: [TIAN17] este estudio modela una microrred DC de forma detallada con la integración de parques eólicos de DC y otras unidades de generación distribuida como generación diésel o baterías. El objetivo es implementar el control de coordinación entre las GDs tanto en modos de operación conectados a la red como de manera aislada manteniendo el nudo común de DC en un rango de voltaje aceptable con la ayuda de controladores de micro-fuentes a nivel local y un controlador central a nivel global. El análisis del sistema considera tanto la energía eólica como la irradiación solar y cambios de temperatura en combinación con la variación de la potencia de las cargas a lo largo de un tiempo simulado con MATLAB/Simulink. Se llega a la conclusión de que el generador diésel presenta un ajuste lento con un control de velocidad robusto; mientras que las baterías son más flexibles al sistema haciendo que la energía renovable actúe como sumidero.
- **“Protection system analysis in low-voltage grid, with high distributed resource penetration, in parallel and islanding operation”**: [NUNO17] este estudio se realiza a raíz de la propuesta que hizo el programa de innovación e investigación más grande de Europa, Horizon 2020. Dicha propuesta trata sobre la posibilidad del almacenamiento de energía sostenible en edificios y comunidades con la intención de implantar tecnologías electroquímicas, electrotérmicas y electromecánicas, en conjunto con fuentes de energía distribuida



renovables, en la red de distribución y casas particulares. Uno de los principales objetivos de este artículo es testear la operación en isla de una red de baja tensión con dichos servicios de almacenamiento. Para ello se realizan simulaciones con MATLAB Simulink donde los datos reales de la red han sido proporcionados por la DSO. Dichas simulaciones abarcan tanto situaciones de red en conexión como en isla con diferentes escenarios de cargas. Finalmente se presenta una solución técnica para el sistema de protecciones estudiado y se concluyen diferentes filosofías a aplicar en futuras redes LV asegurando la calidad del servicio. En cuanto a nuestro caso de estudio en PSSE, también tenemos en cuenta el sistema de protecciones, sobre el cual se han modificado ciertos parámetros para obtener unos niveles de tensión aceptables como se verá más adelante.

- **“Operation of Networked Microgrids in a Distribution System”**: [FAN_15] en este trabajo se elabora un modelo PSCAD electromagnético para una comunidad de microrred. Consiste en tres microrredes interconectadas mediante un sistema de distribución de media tensión. Más adelante se simulan escenarios típicos para la red operando tanto de forma conectada como aislada. El estudio pretende demostrar que operar con microrredes interconectadas es factible en sistemas de distribución eléctricos y la eficacia de los controles comunes a la hora de facilitar la transacción de energía manteniendo la estabilidad de frecuencia y tensión bajo disturbios de red normales. Como conclusión, se subraya la especial eficacia que tienen los controles P-Q primarios para alcanzar dichos objetivos; y el trabajo futuro se centrará en los controles secundarios y terciarios. En este PFG se hará una breve explicación del control P-Q de un inversor fotovoltaico.
- **“Threshold setting of an innovative anti-islanding relay for LV distribution systems by real time simulations”**: [ARDI15] este “paper” propone un procedimiento para determinar los ajustes límites de un innovador relé anti-isla llamado SmartID para detectar islas en sistemas de distribución de baja tensión. Este relé adopta un nuevo método pendiente de patente basado en la estimación de los parámetros de un modelo Thévenin. Estos ajustes se determinan cruzando los valores de los parámetros estimados, dados a base de repetidas simulaciones en sistemas de baja tensión con la red conectada y operando en isla, teniendo en



cuenta varias condiciones tanto de cargas como de GDs en diferentes puntos de instalación. Los resultados obtenidos demuestran que también, en presencia de diferentes configuraciones del sistema de distribución, ha sido posible definir los límites adecuados que garantizan una detección segura de las islas.

- **“Preliminary regulations of ESS connected to Korean isolated island power system to minimise the capacity of ESS”:** [JUN_17] primero trata sobre los problemas que pueden ocurrir cuando los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) operan en modo tensión constante/frecuencia constante (CVCF). Para que puedan operar de esa manera deben tener suficiente capacidad para asegurar la demanda total de la red. Sin embargo, si existe un desequilibrio entre la generación y la demanda, y la capacidad no es suficiente para abastecer las cargas, la GD es requerida para tal fin y mantener la frecuencia constante. Debido a que la GD no responde ante cambios de frecuencia, los sistemas de microrredes reducen su eficacia y por tanto se requiere suficiente capacidad de los ESS para asegurar la demanda total. Para ayudar a las GDs a responder a dichas variaciones, los ESS deben tener una función especial llamada “regulación indirecta de tensión (IVR)”. Esta regulación significa que el voltaje medido dentro del control interno es calculado previamente, no corresponde con ninguna realimentación. El estudio concluye que el control IVR debería funcionar bajo la condición de máxima corriente activa en caída de tensión de la red.
- **“Protection scheme for energy storage systems operating in island or grid-connected modes”:** [ANDR17] este artículo parte del estudio realizado por Energías de Portugal (EDP) sobre la instalación de sistemas de almacenamiento ESS en su sistema de distribución que estará preparado para operar de forma conectada y en isla. En aplicaciones eléctricas, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) más utilizados son los supercapacitores, las baterías, las “flywheels” y las centrales hidráulicas de bombeo. Para asegurar la operación en ambos modos, se investigan nuevos esquemas de protecciones para las ESS. Finalmente se llega a la conclusión de que las protecciones EDPD son las que mejor garantizan la operación segura en este nuevo tipo de sistemas.



1.3. Objetivos

Este Proyecto de Fin de Grado pretende estudiar el funcionamiento de los sistemas de distribución cuando se encuentran operando en modo isla desarrollando modelos apropiados (realistas) de la red y de sus elementos auxiliares. Para ello, se ha realizado la investigación de dicho fenómeno de diferentes maneras.

Primero se estudia de manera teórica el paso a isla con carga estática de diferentes modelos (impedancia constante, potencia constante e intensidad constante); y carga dinámica (máquina de inducción).

Seguidamente, se procederá a simular un sistema concreto y su paso a isla mediante el programa PSSE. Dicho sistema tendrá como GD un parque fotovoltaico de 16 paneles y una potencia total de 7,2MW la cual se considera constante en todo momento. Respecto a la carga, se simularán diferentes puntos de operación y modelos de carga. Se analizarán los impactos de éstas sobre la red aislada, en concreto los valores de potencia activa y tensión durante diez segundos, en dos zonas del sistema: el nudo de la carga y el panel más alejado de ella.

Finalmente, atendiendo a los resultados obtenidos por ambas vías, se plasmarán las conclusiones pertinentes.

2. MODELOS DE INVERSOR PV

Se pretende explicar de forma concisa los diferentes tipos de inversores fotovoltaicos que existen. También se describirá el control del modelo de inversor concreto usado en la simulación mediante PSSE.

2.1. Generación PV

Los inversores se encargan de transformar la corriente continua que les llega de los paneles solares en alterna (DC/AC). El inversor y el control del mismo son los elementos claves para el estudio de la operación en isla de sistemas PV. Estos inversores operan bajo un esquema MPPT (*Máximo Power Point Tracking*). Mediante el MPPT se pretende funcionar siempre en el punto de máxima potencia.

Atendiendo a la topología, se dividen en inversores sin convertidor DC/DC [figura 4] e inversores con convertidor DC/DC [figura 5]. En ambos casos los inversores pueden tener o no aislamiento. Estos convertidores se encargan simplemente de transformar la corriente continua entre dos tensiones diferentes, en la mayoría de casos con limitación de corriente.

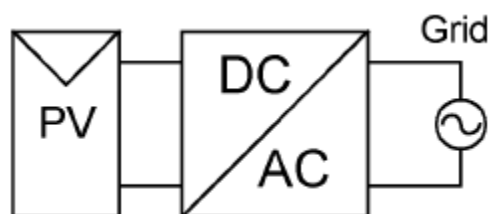


Figura 4.- Esquema de inversor sin convertidor DC/DC

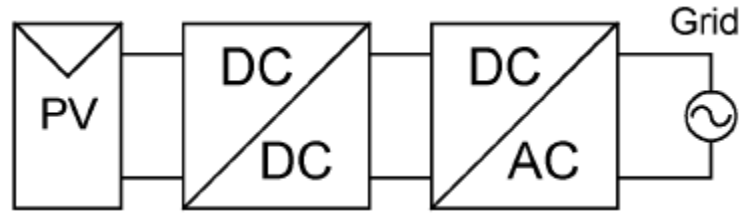


Figura 5.- Esquema de inversor con convertidor DC/DC

- **Inversor sin convertidor DC/DC y sin aislamiento:** se controla la corriente de salida [figura 6]. El algoritmo utilizado es MPPT, es decir el sistema funciona siempre en el punto de máxima potencia.

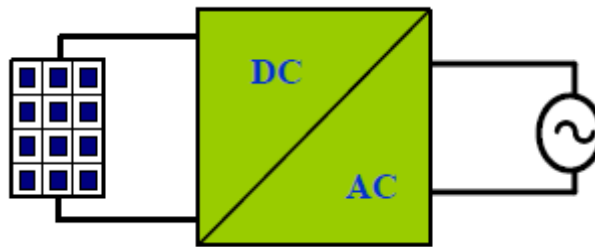


Figura 6.- Esquema de inversor sin convertidor DC/DC

Los interruptores S1, S2, S3 y S4 se controlan para generar una señal senoidal a la salida. Se pone una bobina a la salida para reducir armónicos [figura 7].

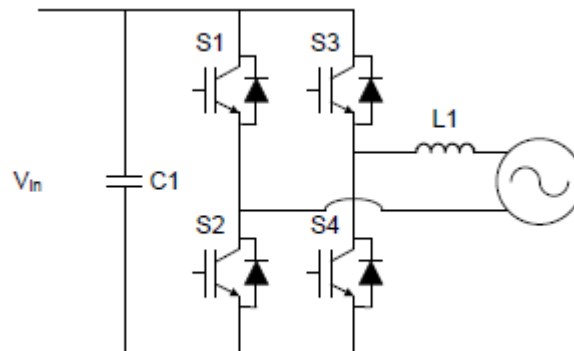


Figura 7.- Esquema eléctrico de inversor sin convertidor DC/DC

- **Inversor sin convertidor DC/DC y con aislamiento:** se controla la corriente de salida [figura 8], se utiliza el MPPT y tiene como ventaja el aislamiento galvánico.

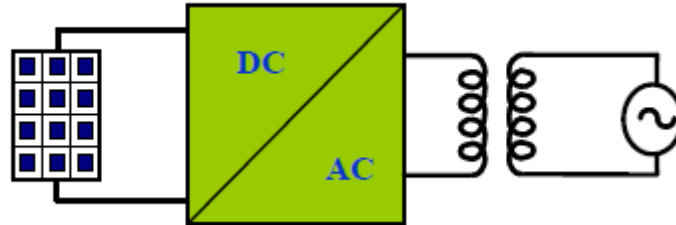


Figura 8.- Esquema de inversor sin convertidor DC/DC y con aislamiento

Controlando los interruptores se genera una salida senoidal. La bobina a la salida es de menor valor gracias a que el aislamiento galvánico sirve también como filtro de armónicos [figura 9].

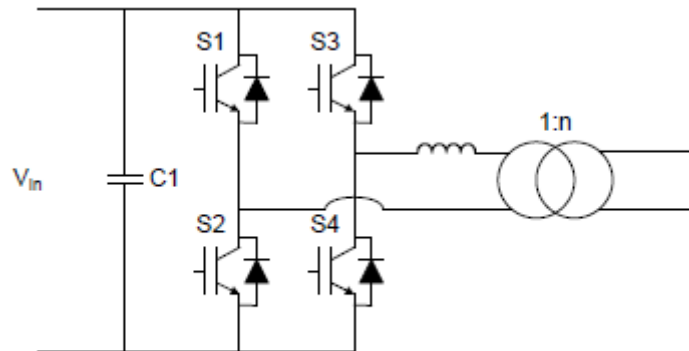


Figura 9.- Esquema eléctrico de inversor sin convertidor DC/DC y con aislamiento

- **Inversor con convertidor DC/DC y sin aislamiento galvánico:** el convertidor DC/DC utiliza el control MPPT, mientras que el DC/AC controla la corriente de salida y el bus DC. Otra opción es justo la contraria, donde el convertidor DC/AC controla la corriente de salida y utiliza el MPPT [figura 10].

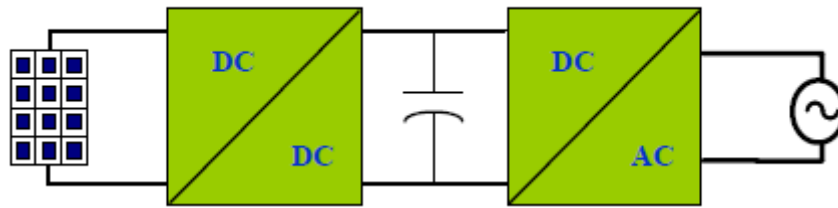


Figura 10.- Esquema de inversor con convertidor DC/DC

Los interruptores generan a la salida la señal senoidal y la bobina L2 actúa como filtro para reducir armónicos [figura 11].

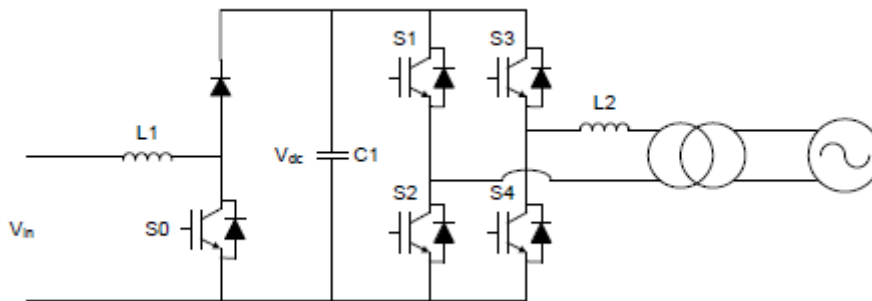


Figura 11.- Esquema eléctrico de inversor con convertidor DC/DC

- **Inversor con convertidor DC/DC y con aislamiento galvánico:** el convertidor DC/DC utiliza el algoritmo MPPT, mientras que el DC/AC controla la corriente de salida y el bus DC. Otra opción es justo la contraria, donde el convertidor DC/AC controla la corriente de salida y utiliza el MPPT [figura 12].

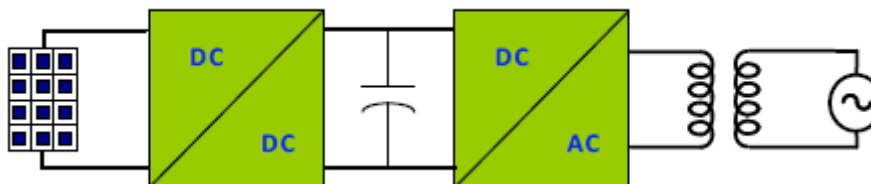


Figura 12.- Esquema de inversor con convertidor DC/DC y aislamiento galvánico.

2.2. Descripción del modelo PSSE usado

En este apartado se va dar una breve explicación acerca del control interior de corriente (rápido) de los inversores DC/AC. Este control consigue que las corrientes de salida (i_{dlim} , i_{qlim}) sean iguales a las de referencia (i_d^* , i_q^*).

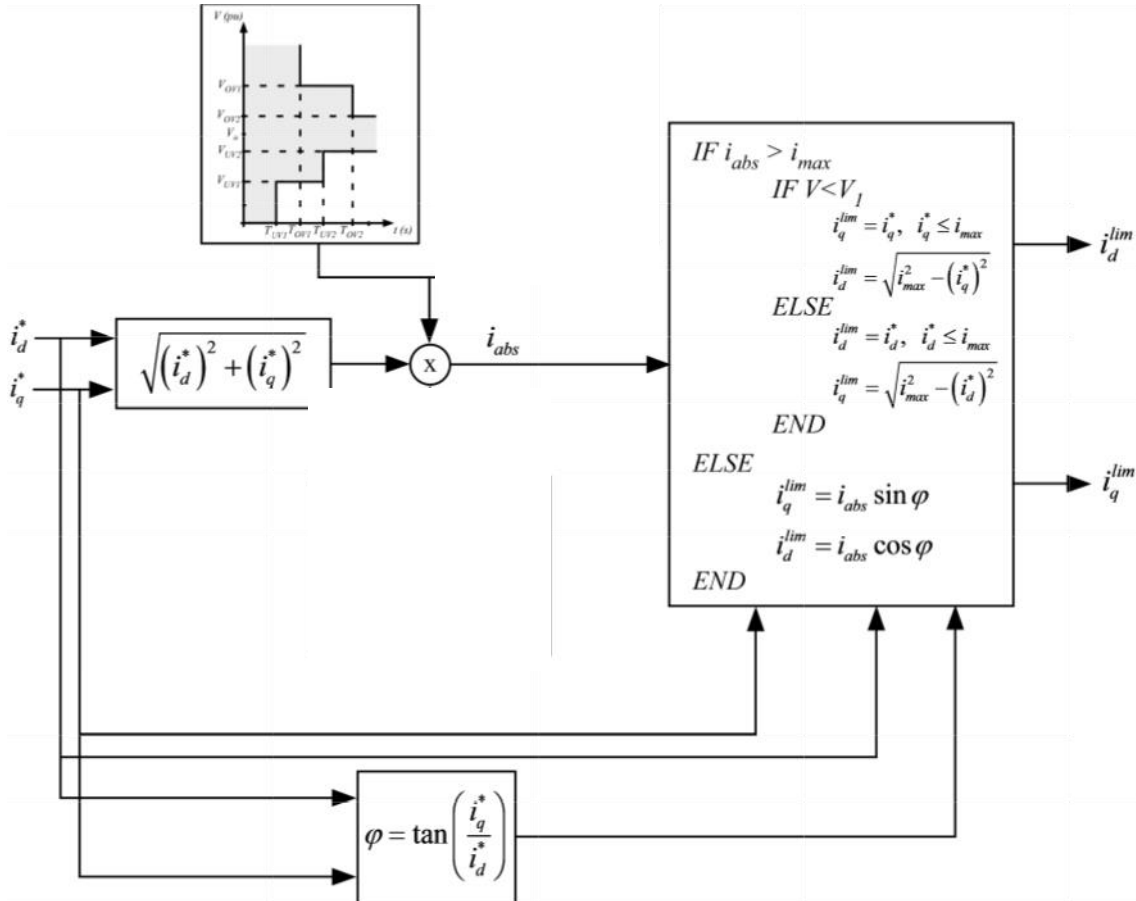


Figura 15.- Diagrama de bloques de los límites de corriente y tensión del modelo PSSE

En este diagrama de bloques [figura 15] se muestra el control de los límites de corriente y tensión de un inversor PV. El limitador de corriente garantiza que el valor absoluto de la corriente del inversor (i_{abs}) sea menor que un valor máximo. Además, si i_{abs} es mayor que el valor máximo, la raíz cuadrada o la raíz directa de la corriente es maximizada.

También en este lazo se observa el bloque de protección de tensión y sus límites de operación. Si esta protección se activa, i_{abs} es multiplicada por 0 (en caso contrario, es multiplicada por 1) y el inversor abre.

Las intensidades i_d^* , i_q^* se calculan a partir de las consignas de potencia activa y reactiva, manteniendo el factor de potencia constante (ver Ec 1 y 2).

Ec 1 y 2.-

$$i_d^* = \frac{p_0}{v}$$

$$i_q^* = \frac{q_0}{p_0} i_d^*$$

La respuesta del inversor está modelada por una función de transferencia de primer orden con una constante de tiempo T [figura 16]. Finalmente, las corrientes dadas en ejes d y q, cuya referencia rotaba con la tensión del nudo del inversor, son transformadas a las referencias R-l que rota a velocidad síncrona alineada con el nudo de referencia del sistema (swing bus).

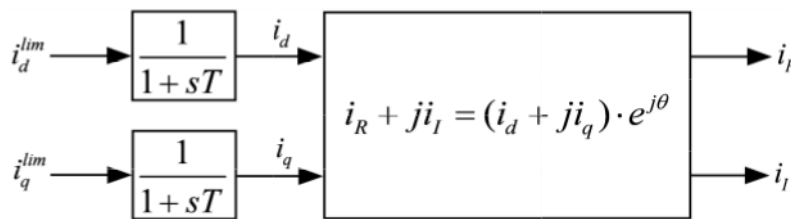


Figura 16.- Diagrama de bloques de salida de la corriente de un inversor según el modelo PSSE

Cabe destacar que los inversores típicos tienen lazos de control superiores, por ejemplo el MPPT, que imponen la referencia de la corriente según la P. En el control MPPT, la variación de la irradiación solar y por tanto el seguimiento del punto óptimo suele ser un fenómeno más lento que la apertura del interruptor de cabecera de la línea y la operación en isla. A parte de los elementos de protección de tensión vistos en este lazo, los inversores también pueden incluir elementos de protección de frecuencia, con sus correspondientes limitadores.



3. MÉTODO DE ESTUDIO

3.1. Estudio teórico

Este apartado consiste en encontrar expresiones cerradas simplificadas que describen el comportamiento de un sistema que pasa a operar en isla. Estas expresiones pretenden relacionar la evolución de la tensión con el desequilibrio causado por el paso a isla. Se tendrá en cuenta el impacto de las diferentes cargas estáticas y dinámica.

Describiendo el sistema de izquierda a derecha [figura 17], nos encontramos primero con el equivalente Thévenin de la red eléctrica española; y seguidamente con la red de media tensión al final de la cual se establece la carga. Aguas abajo nos encontramos con el transformador elevador asociado a la generación distribuida. Por último, como GD, se pretende estudiar un parque fotovoltaico de potencia constante y máxima durante todo el estudio, según indica el control MPPT asociado a la mayoría de los inversores pv.

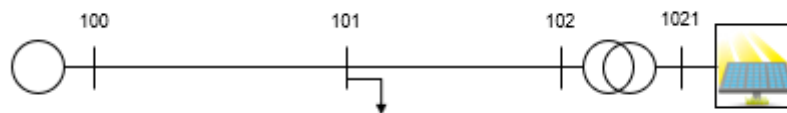


Figura 17.- Esquema de una red de distribución con un parque PV como GD aguas abajo y una carga

3.1.1. CON CARGA ESTÁTICA

En este caso de estudio se van a concretar los diferentes valores del sistema necesarios para valorar de forma cuantitativa su comportamiento [figura 18]. La potencia base será 10MVA, la potencia de cortocircuito del Thévenin son 500MVA y la potencia nominal del transformador asociado al parque es de 2000KVA con una $x_{cc}=0,3$ pu. Las impedancias de las líneas son de $0,015+j0,02$ pu. La potencia consumida por la carga es de 0,05 pu de activa y 0 pu de reactiva (resistiva pura) y el parque solar genera 0,1pu de potencia activa.

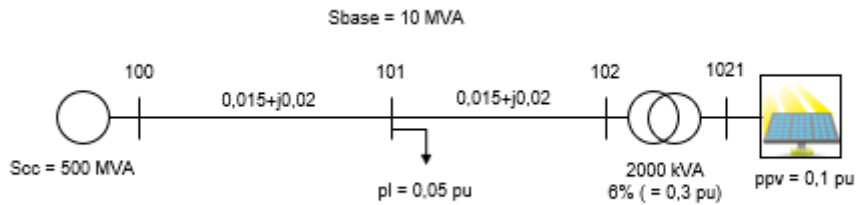


Figura 18.- Esquema de una red de distribución con un parque PV como GD aguas abajo y una carga

Se analiza el impacto de abrir la línea 100-101 [figura 19]. Antes de quedar el sistema aislado, la generación distribuida veía una carga equivalente de 0,1 pu. De forma aproximada, la apertura de la línea se puede considerar como una variación brusca de la carga equivalente. En este caso, si el PV genera 0,1 pu y la carga consume 0,05 pu, la red absorbe 0,05 pu. Por tanto, al separar la red del resto del sistema, ésta deja de absorber y la carga equivalente que ve el parque fotovoltaico es de 0,05 pu.

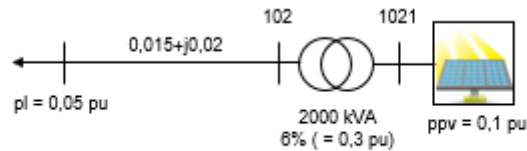


Figura 19.- Esquema de una red de distribución aislada con un parque PV como GD aguas abajo y carga estática

Suponiendo que la frecuencia se mantiene constante, la tensión variará según la demanda de la carga y el modelo de la misma. En este caso, la potencia de la carga ($p_l=0.05pu$) es menor que la potencia del parque ($ppv=0.1pu$). Se supone también una tensión de 1 pu en la carga equivalente y se desprecia la reactiva. Todos los cálculos realizados parten de aplicar la ley de corrientes de Kirchoff, es decir, en nuestro caso de estudio, tanto la carga como la generación distribuida tienen la misma corriente

Se procede al estudio del sistema para diferentes modelos de carga:



- **Carga de impedancia constante:**

Suponemos que la carga es resistiva y, por tanto, $Z_{l,equiv} = r_{l,equiv}$:

$$Ec\ 3.- \quad Z_{l,equiv} = r_{l,equiv} = \frac{v_{l,equiv}^2}{pl} = \frac{1^2}{0.05} = 20pu$$

Aplicando la ley de Kirchhoff y suponiendo que no hay caída de tensión en la línea ($v_{l,equ} \approx v_{pv}$):

$$Ec\ 4.- \quad i_{l,equiv} = i_{pv}$$

Ec 5.-

$$\frac{v_{l,equ}}{r_{l,equ}} = \frac{p_{pv}}{v_{pv}} \xrightarrow{v_{l,equ} \approx v_{pv}} v_{l,equiv} = \sqrt{p_{pv} \cdot r_{l,equiv}} = \sqrt{0.1 \cdot 20} = 1.41pu$$

Se observa que la tensión del sistema aumenta si $pl < p_{pv}$. En caso contrario la tensión disminuiría.

- **Carga de potencia constante:**

Suponemos que la carga es de potencia activa constante, por tanto $pl=0,05$ y $ql=0$.

Aplicamos la ley de Kirchhoff:

$$Ec\ 6.- \quad i_{l,equiv} = i_{pv}$$



$$Ec 7.- \quad i_{l,equiv} = \left(\frac{pl + jq_l}{v_{l,equiv}} \right)^* = \frac{pl}{v_{l,equiv}} = \frac{0.05}{1} = 0.05pu$$

$$Ec 8.- \quad i_{pv} = \frac{p_{pv}}{v_{pv}} = \frac{0.1}{1} = 0.1pu$$

Igualamos las intensidades (ver Ec 6):

$$Ec 9.- \quad \frac{p_{pv}}{v_{pv}} = \frac{pl}{v_{l,equiv}} \xrightarrow{v_{l,equiv} \approx v_{pv}} p_l = p_{pv}$$

Por tanto: $i_{l,equiv} \neq i_{pv}$ y el sistema no tiene solución. En este caso el sistema sólo es coherente si $p_l = p_{pv}$.

- **Carga de intensidad constante:**

Aplicamos la ley de Kirchhoff:

$$Ec 10.- \quad i_{l,equiv} = i_{pv} = \frac{p_{pv}}{v_{pv}}$$

Por tanto, la ecuación que describe el comportamiento de la tensión de nuestro sistema queda:

$$Ec 11.- \quad v_l = \frac{p_{pv}}{i_{l,equiv}}$$

3.1.2. CON CARGA DINÁMICA

El caso de estudio presenta la misma topología que el anterior sistema con carga estática; sin embargo, esa carga se sustituye ahora por una máquina de inducción cuyo esquema general es el siguiente [figura 20]:

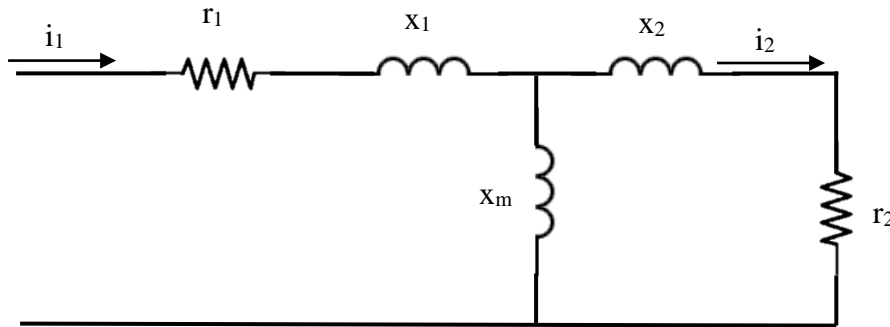


Figura 20.- Esquema eléctrico general de una máquina de inducción

Con el fin de obtener resultados numéricos que describan de manera sencilla el comportamiento del sistema con esta carga, se va a proceder a estudiar una máquina con unos parámetros concretos [figura 21].

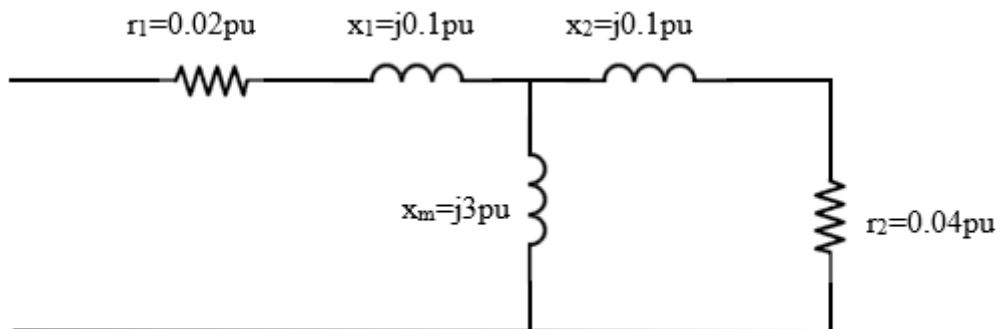


Figura 21.- Esquema eléctrico de una máquina de inducción concreta

El rendimiento de la máquina se calcula teniendo en cuenta que $i1 \approx i2 = 1pu$, en este caso:

Ec 12 y 13.-

$$p_{r1} = i_1^2 \cdot r1 = 0.02pu \quad y \quad p_{r2} = i_2^2 \cdot r2 = 0.04pu$$

Ec 14.- $p_{pérdidas,total} = p_{r1} + p_{r2} = 0.06pu$

El rendimiento queda:

Ec 15.- $\eta_{mi} \approx 1 - 0.06 \approx 0.94 \approx 94\%$

La potencia base es 10MVA y la línea presenta una impedancia de $0,015+j0,02$ pu. La máquina de inducción a estudiar es pequeña, con una $p_{mi}=0.1$ pu y una $q_{mi}=0.033pu$. La potencia del parque es siempre la misma, $0,1pu$ [figura 22].

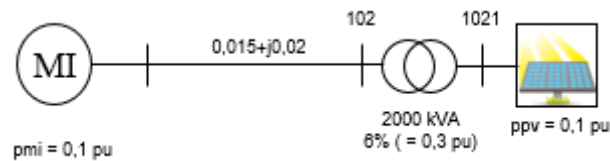


Figura 22.- Esquema de una red de distribución aislada con un parque PV como GD aguas abajo y carga dinámica.

Para que este sistema sea coherente se ha de cumplir como antes la ley de corrientes de Kirchhoff:

Ec 16.- $i_{mi} = i_{pv}$

El par se puede aproximar a un polinomio de la forma:

Ec 17.- $m_{mi} = a + b \cdot w_r = a + b \cdot w(1 - s)$

Donde el término w_r (velocidad angular del rotor) será considerado constante en todo momento.



La ecuación del par en términos de los parámetros de la máquina queda:

$$Ec\ 18.- \quad m_{mi} = \frac{p_{mi}}{w} = \frac{v^2 \cdot s}{r_2 \cdot w}$$

Se igualan las ecuaciones 17 y 18:

$$Ec\ 19.- \quad a + b \cdot w(1 - s) = \frac{v^2 \cdot s}{r_2 \cdot w}$$

Y el deslizamiento asociado al par queda:

$$Ec\ 20.- \quad s = \frac{a + b \cdot w_r}{\frac{v^2}{r_2 \cdot w_r} + b \cdot w_r}$$

Los cálculos de las intensidades se realizan mediante la ley de ohm:

$$Ec\ 21\ y\ 22.- \quad i_{real,mi} = \frac{v}{r_2} \cdot s ; \quad i_{imag,mi} = \frac{v}{x_m}$$

Sustituyendo la ecuación 18 en la 19:

$$Ec\ 23.- \quad i_{real,mi} = \frac{v}{r_2} \cdot \frac{a + b \cdot w_r}{\frac{v^2}{r_2 \cdot w_r} + b \cdot w_r} \xrightarrow{si\ b=0; a=cte} i_{real,mi} = \frac{a \cdot w_r}{v}$$

Por tanto, volviendo a la ley de Kirchhoff (ver Ec 16) obtenemos la expresión:

$$Ec\ 24.- \quad p_{pv} = a \cdot w_r = cte$$



En conclusión, el comportamiento de una red de una red de distribución asilada con carga dinámica es similar a uno con carga estática de potencia constante, ya que en ambos casos el sistema solo puede resolverse si $p_l = p_{pv}$.

3.2. Simulación

En este apartado se pretende explicar qué sistema se simula, qué programa es el utilizado para tal fin y cómo se representan los elementos más importantes del sistema.

Para empezar, el sistema a simular pretende ser lo más fiel posible a la realidad. Por tanto, pese a estar delimitado en sencillez por las exigencias del propio programa, los parámetros establecidos son muy parecidos a los reales. En concreto, se va a representar una línea de media tensión alimentada por una fuente infinita que equivale al resto de España mediante un dipolo Thévenin. Después de la línea se pondrá la carga que tendrá diferentes valores y modelos. Aguas abajo de la carga se encuentra la generación distribuida que alimenta al resto del sistema (carga y red) mediante un circuito doble. Dicha GD consiste en un parque fotovoltaico de potencia constante (ver Anexo II).

El programa PSSE será el encargado de realizar las simulaciones oportunas. Durante la simulación, en el segundo 1, se abre la línea entre la red infinita y la carga, para así conseguir el sistema aislado. En total se simularán 10 segundos en isla, aunque en las gráficas de los resultados este tiempo aparece reducido al no ser relevantes los cambios en el sistema unos segundos después de la apertura. El código de rutinas que el programa ha de realizar cada vez que se simule un nuevo caso viene dado en lenguaje Python (ver Anexo I).

Finalmente, en el esquema del sistema [figura 23] se pueden apreciar los diferentes elementos comentados anteriormente. Los nudos más importantes son:

- 11000: nudo de equivalente Thévenin de la red española.
- 10000: nudo donde se encuentra la carga.
- 3001...3016: nudos donde se encuentran los paneles del parque.

4. RESULTADOS

4.1. Descripción del caso de estudio

Se va a representar una línea de media tensión alimentada por una fuente infinita que equivale al resto de España mediante un dipolo Thévenin. Después de la línea se pondrá la carga que tendrá diferentes valores y modelos. Aguas abajo de la carga se encuentra la generación distribuida que alimenta al resto del sistema (carga y red) mediante un circuito doble. Dicha GD consiste en un parque fotovoltaico de potencia constante (ver Anexo II). Una vez caracterizado el sistema se procederá a la simulación en isla, abriendo la línea 11000-10000 [figura 23].

El diagrama de red del sistema es el siguiente:

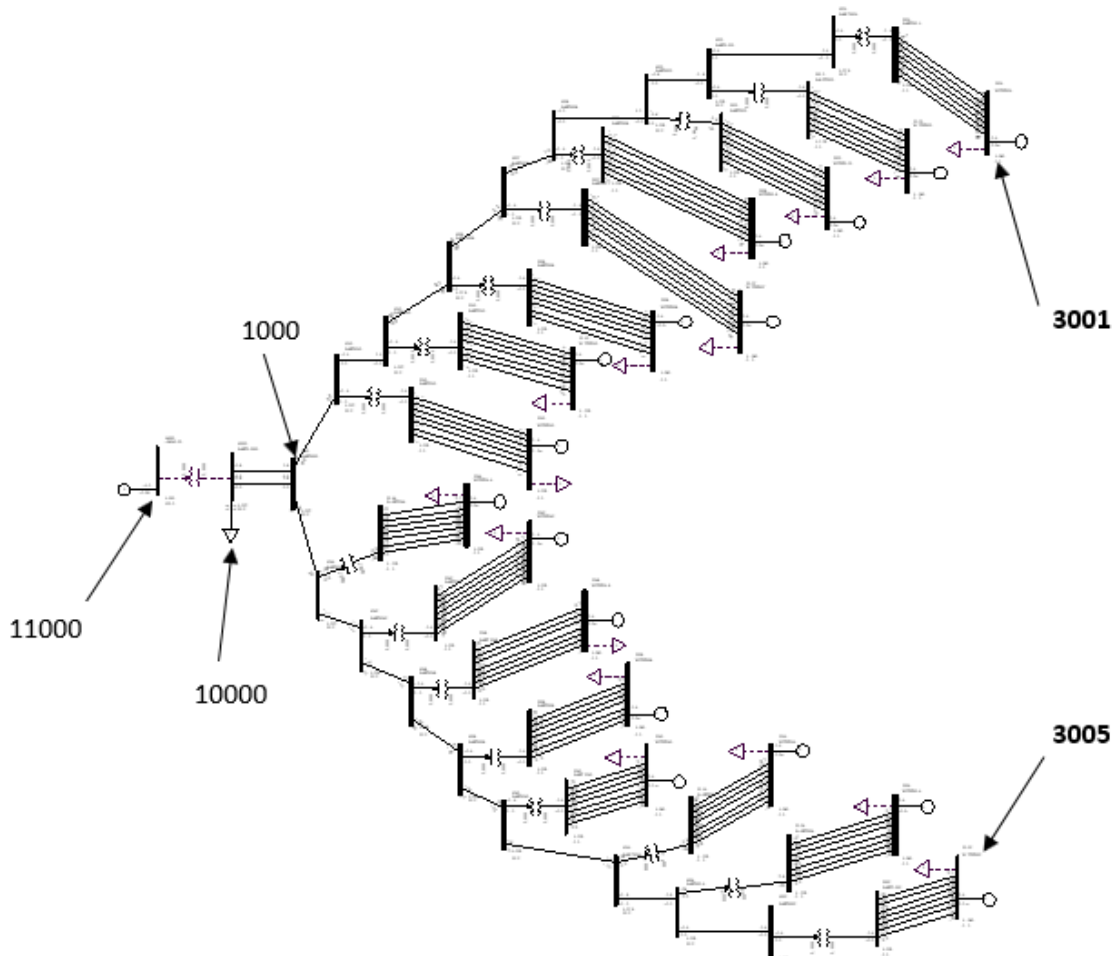


Figura 23.- Diagrama de red del sistema



- En el nudo 11000 [figura 23] encontramos el equivalente Thévenin de la red eléctrica de España con una $U_n=132\text{KV}$. Entre el nudo 11000 y 10000 se encuentra el transformador reductor de 132/33KV. Este es el tramo de línea que se procederá a abrir para crear la situación de red aislada.
- En el nudo 10000 [figura 23] se encuentra la carga que variará su modelo y magnitud en los diferentes casos. La U_n es 33KV desde este nudo hasta los transformadores asociados a cada inversor.
- Entre el nudo 10000 y 1000 [figura 23] hay un doble circuito que separa el transformador de cabecera de la red de media tensión, de las subestaciones asociadas al parque fotovoltaico.
- Los dieciséis paneles solares al final de la línea [figura 23] son los nudos 3000. Cada panel da una potencia de 0.45MW, en total el parque genera 7,2MW de potencia activa. La U_n de los inversores es de 300V y están conectados a la red a través de unos transformadores elevadores de 0.3/33KV.
- La apertura de la línea 10000-11000 [figura 23 y 24] se realiza pasado 1s de simulación en condiciones normales de operación. Seguidamente, se simula la red aislada durante 10s.
- La potencia base, S_{base} , del sistema es de 10MW.

4.2. Simulación con modelo de carga estático.

- Para una carga de $P=8,2\text{MW}$ y $Q=0\text{MW}$:

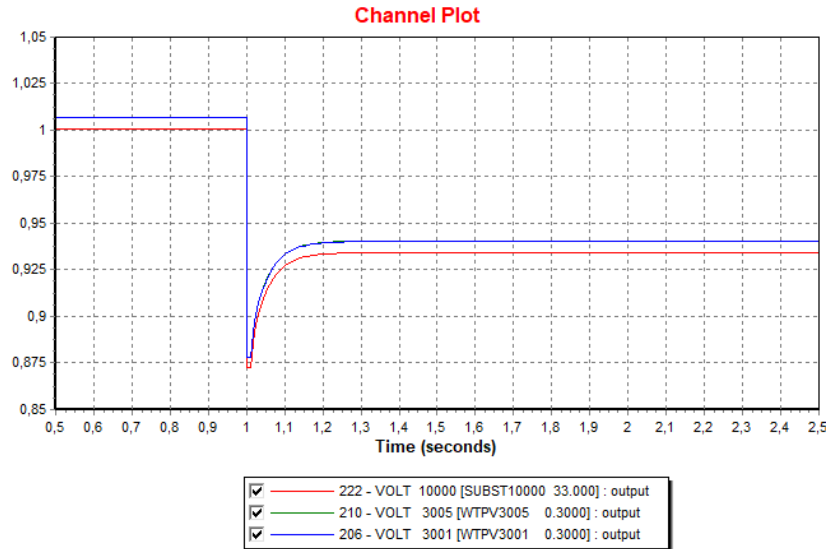


Figura 24.- Voltaje en pu de la carga y el inversor más alejado en función del tiempo

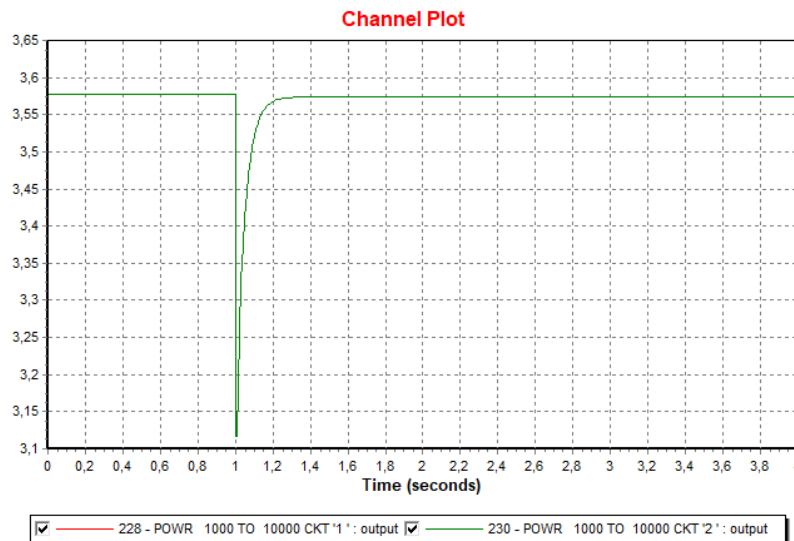


Figura 25.- Potencia en MW de uno de los circuitos del circuito doble en función del tiempo

Se ha representado la variación de tensión [figura 24] y potencia [figura 25] del sistema con una carga estática de impedancia constante y $8,2\text{MW}$ de potencia activa. Al ser en este caso la potencia de la carga mayor a la de la GD, y coincidiendo con los resultados

teóricos (ver Ec 5), la tensión del sistema disminuye de 1 a 0,94 pu aproximadamente, por lo que no sobrepasa los límites de las protecciones (ver Anexo II) y el sistema sigue funcionando con normalidad. Como consecuencia de la variación de tensión, la potencia también disminuye ligeramente [figura 25].

- Para una carga de $P=6,2\text{MW}$ y $Q=0\text{MW}$:

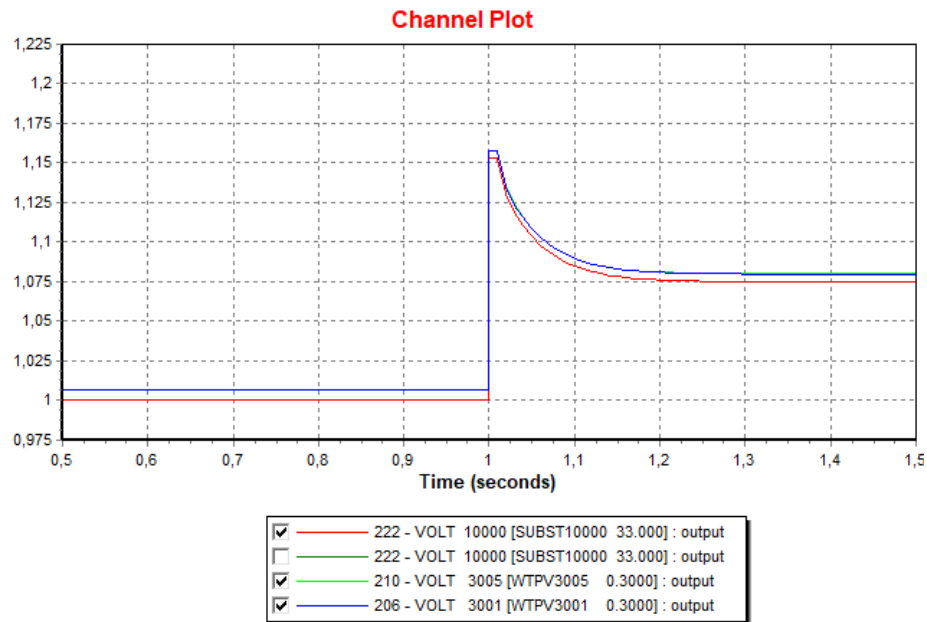


Figura 26.- Voltaje en pu de la carga y el inversor más alejado en función del tiempo

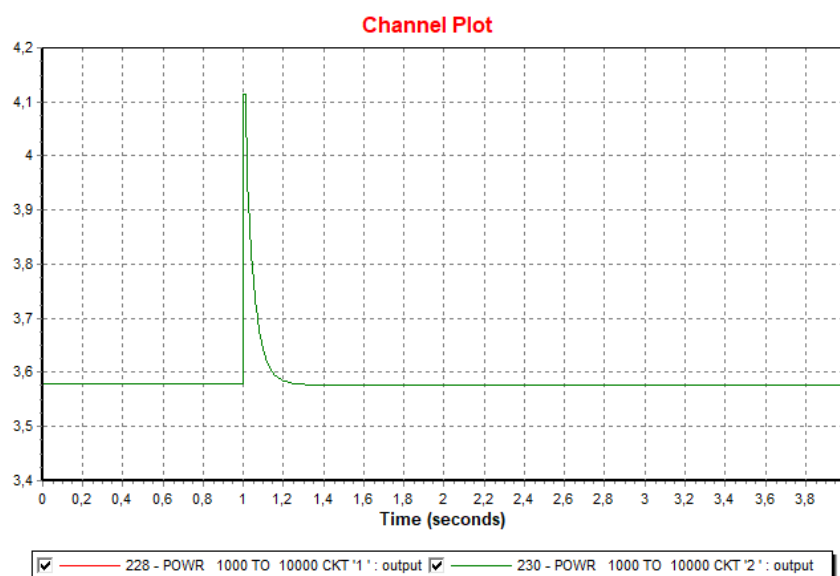


Figura 27.- Potencia en MW de uno de los circuitos del circuito doble en función del tiempo

Se ha representado la variación de tensión [figura 26] y potencia [figura 27] del sistema con una carga estática de impedancia constante y 6,2MW de potencia activa. Al ser en este caso la potencia de la carga menor a la de la GD (7,2MW), y coincidiendo con los resultados teóricos, la tensión del sistema aumenta de 1 a 1,075 pu aproximadamente, por lo que no sobrepasa los límites de las protecciones (ver Anexo II) y el sistema sigue funcionando con normalidad. En ambos casos, la diferencia entre la potencia demandada y la generada no es muy grande, alrededor del $\pm 13\%$ de la potencia generada, por lo que la variación de tensión no es tan importante como el estudiado teóricamente de 1.41 pu (ver Ec 5).

La siguiente gráfica [figura 28] representa la evolución de la tensión en el sistema para diferentes variaciones de carga tomando como referencia la potencia generada por el parque PV.

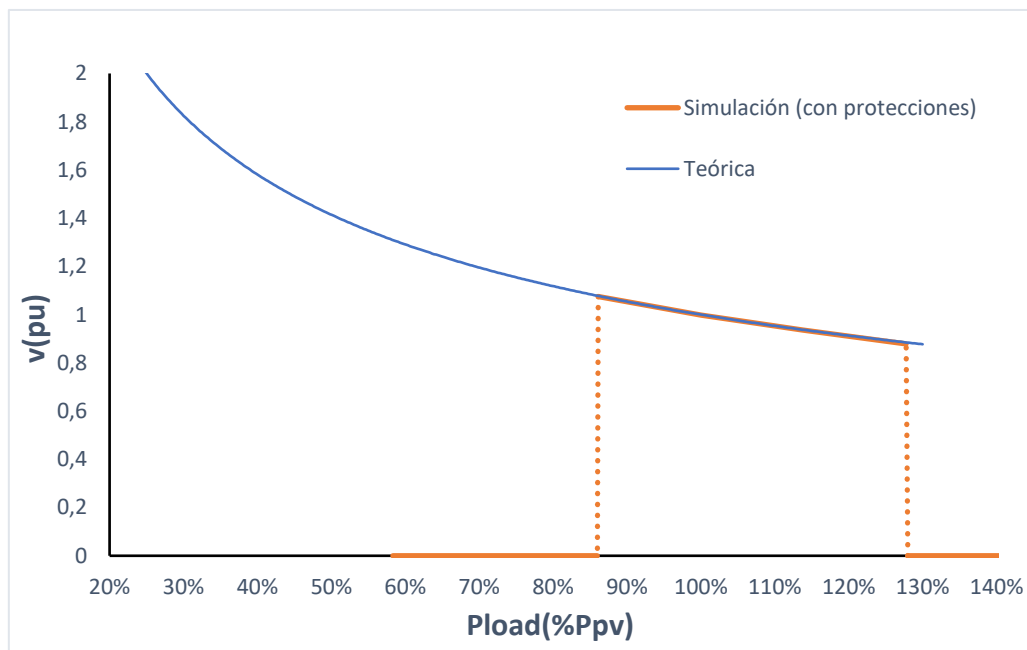


Figura 28.- Variación de la tensión del sistema según el % de potencia generada que alimenta a la carga

Como se puede observar, la tensión se va reduciendo a medida que la carga va aumentando hasta que llega a 1 pu, que es cuando la potencia de la carga y la de la



generación distribuida son la misma (100%). Es interesante destacar que, en la curva obtenida mediante la simulación, las protecciones actúan por sobretensión cuando la carga es menor del 85% de la potencia del parque, y por subtensión cuando este valor es mayor del 130%, según las características de las protecciones modeladas (ver Anexo II).

- Para una carga de $P=5,2\text{MW}$ y $Q=0\text{MW}$ con protecciones de los inversores actuando de forma inesperada:

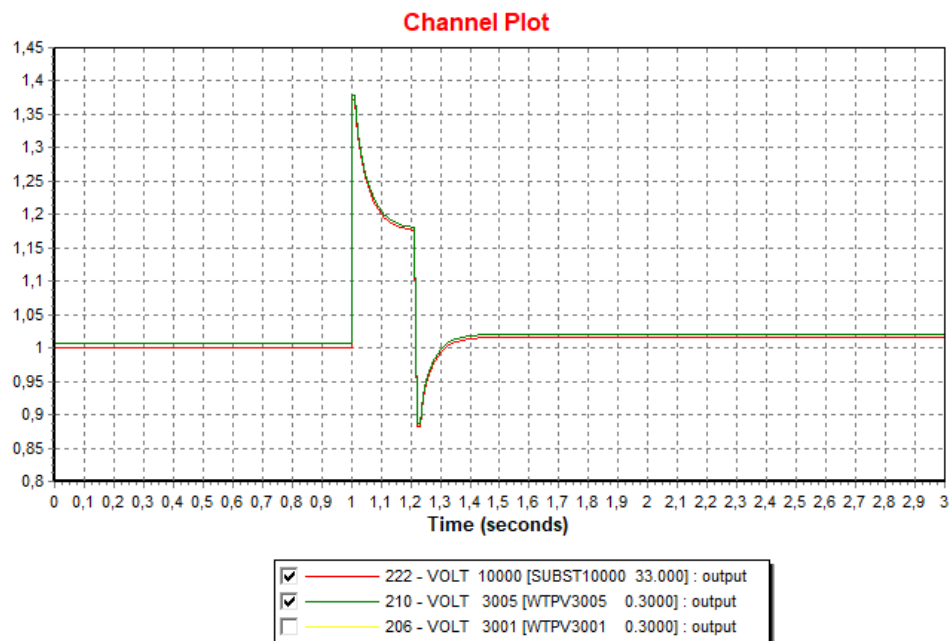


Figura 29.- Voltaje en pu de la carga y el inversor más alejado en función del tiempo

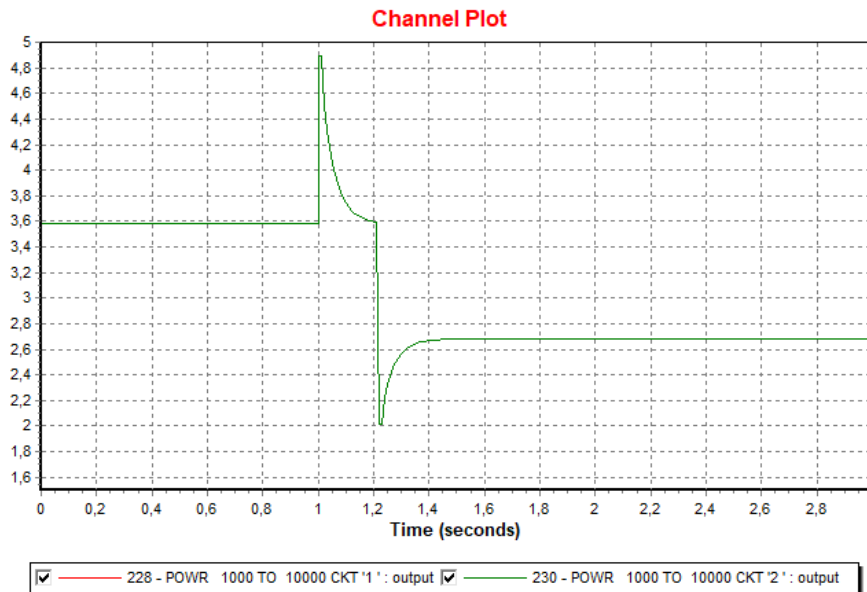


Figura 30.- Potencia en MW de uno de los circuitos del circuito doble en función del tiempo

Se ha representado la variación de tensión [figura 29] y potencia [figura 30] del sistema con una carga estática de impedancia constante y 5,2MW de potencia activa. Al ser en este caso la diferencia de potencias entre la carga y el parque fotovoltaico mayor (alrededor del 28% de la potencia generada), la tensión aumenta considerablemente nada más entrar en modo isla hasta aproximadamente 1.37pu, por lo que varias protecciones de sobretensión asociadas a los inversores actúan descargando el sistema (ver Anexo II). Esto hace que ahora la potencia generada por la GD sea menor, alrededor de 4MW [figura 33], al haber menos paneles conectados en el sistema, por lo que esta vez la tensión baja hasta 0.88pu aproximadamente. Esta vez las protecciones de baja tensión actúan hasta que la línea finalmente alcanza valores razonables de tensión [figura 29].

Estos dos últimos gráficos son de especial relevancia ya que se puede concluir que las protecciones de los inversores juegan un papel de suma importancia cuando se trata de operar en modo isla.

En concreto, si la potencia de la demanda es mucho menor que la de la generación distribuida, y bajo el supuesto de que no todas las protecciones de los inversores actúen, cabe la posibilidad de que el flujo de potencias entre generación y demanda se equilibre



y se pueda seguir operando en modo isla [figura 29 y 30]. No obstante, en el caso contrario, si la potencia de la carga es mucho mayor a la de nuestro parque fotovoltaico, el sistema no tendría solución a menos que se añadan nuevos paneles para aumentar su capacidad de generación.

La simulación del sistema de distribución con carga estática de corriente constante y potencia constante no ha podido realizarse mediante el programa PSSE ya que el sistema representado no converge bajo los diferentes puntos de operación en ningún caso.

4.3. Simulación con modelo de carga dinámico.

La máquina de inducción absorbe una $P=1\text{MW}$ y una $Q=0,333\text{MW}$. Se añade una carga estática en el mismo nudo de valor $6,2\text{MW}$ para no desequilibrar el sistema ya que las protecciones de todos los inversores saltarían, según lo comentado en el estudio teórico (ver Ec 24).

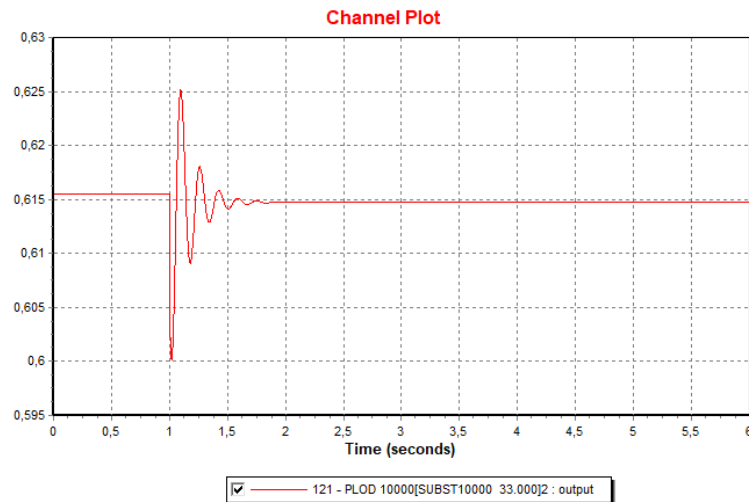


Figura 31.- Potencia activa de la carga estática en pu en función del tiempo

Como se observa, la potencia no presenta casi variación antes y durante el modo isla al representar la carga el 86% de la potencia generada por el parque [figura 31]. Cabe destacar las oscilaciones justo después de abrir la línea que son debidas a que existe una carga dinámica en el sistema.

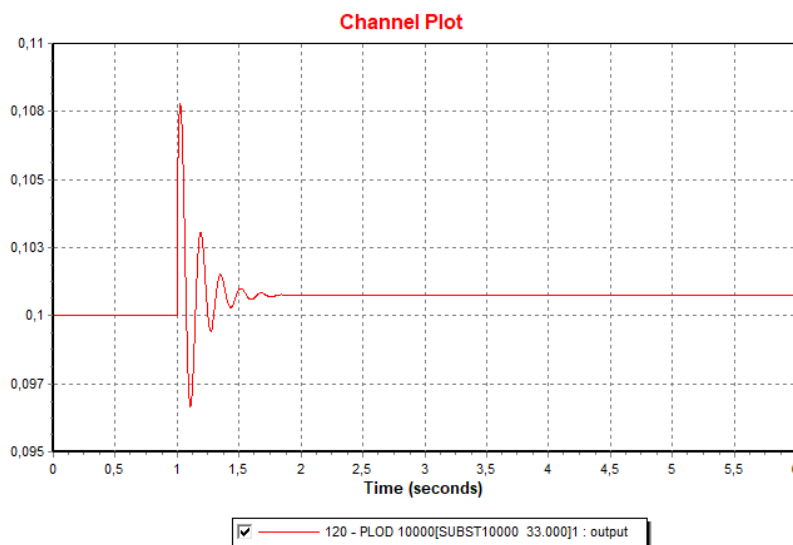


Figura 32.- Potencia activa de la MI en pu en función del tiempo

La potencia activa de la máquina de inducción [figura 32] tampoco presenta una gran variación ya que el conjunto carga estática/dinámica representa casi el 100% de la potencia generada. Aun así, siempre existe algo de variación debido a las pérdidas en la línea. Es importante observar que las oscilaciones de la máquina al abrir la línea son debidas a la inercia que lleva la misma. En concreto, el tiempo entre que empieza a oscilar y vuelve a condiciones normales coincide con la J de la carga.



Figura 33.- Potencia reactiva de la MI en pu en función del tiempo

En esta gráfica se representa la potencia reactiva de la máquina, la cual vuelve a tener oscilaciones debido a lo comentado anteriormente. Un dato curioso es que, pese a no haber en el sistema una generación de potencia reactiva que alimente la carga dinámica, dicho problema es solventado por los condensadores del modelo equivalente de la línea (ver Anexo II).

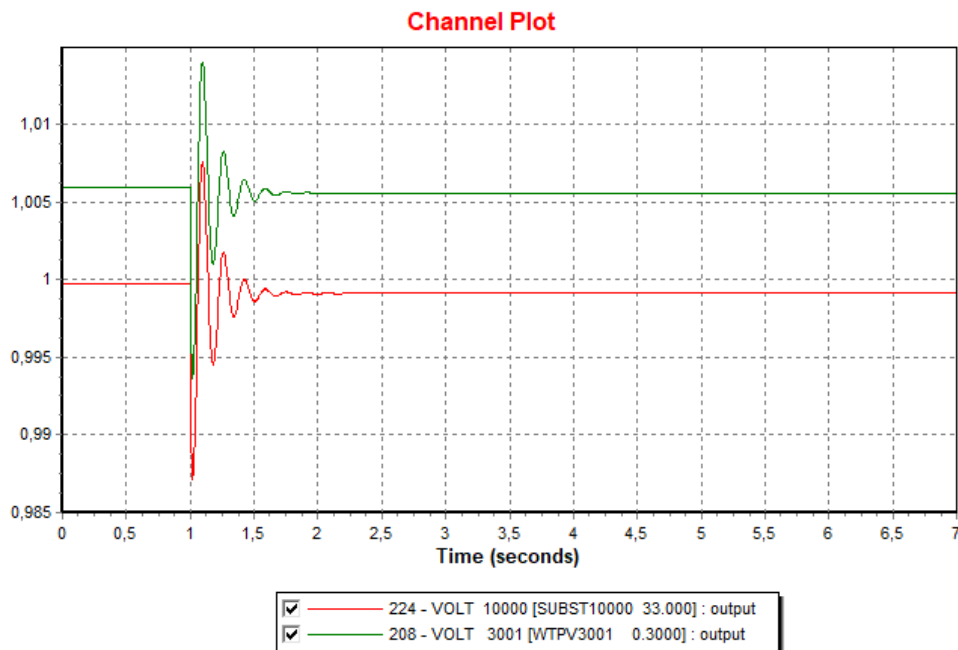


Figura 34.- Voltaje en pu de la carga y el inversor más alejado en función del tiempo

En esta última gráfica, la tensión disminuye ligeramente debido a la caída de tensión en la línea que hace que al conjunto de carga estática/dinámica no le lleguen los 7,2MW solicitados sino algo menos. De hecho, se observa muy bien dicha caída de tensión al comparar los valores en pu del nudo 3001 (panel pv) y el nudo 10000 (conjunto carga), con lo que, restándolos, se obtiene una caída de aproximadamente 0,006 pu.





5. CONCLUSIONES

Los objetivos de la investigación han sido principalmente dos. En primer lugar, se ha elaborado un estudio teórico mediante fórmulas cerradas de una red de distribución genérica y su paso a isla. En dicho sistema, el papel de generación distribuida es llevado a cabo por un parque solar fotovoltaico modelado como un generador de potencia constante (según el algoritmo MPPT). Seguidamente, se ha creado un modelo de un parque solar concreto de 16 paneles para su posterior implementación en el programa de simulación PSSE. En las simulaciones se estudia el comportamiento del sistema de distribución al pasar a modo isla durante unos segundos, generando gráficas de tensión y potencia tanto en el nudo carga como en el panel del parque más alejado de ella.

La principal conclusión a destacar es la relación directa que existe en todo sistema eléctrico entre la potencia transportada entre dos puntos y su tensión. En el caso de los sistemas en isla, dicha relación es clave para tener conocimiento sobre la continuidad de operación en las redes de distribución. Si la demanda es menor que la potencia generada por la generación distribuida, como se ha podido observar anteriormente, la tensión del sistema aumenta hasta que las protecciones de los inversores actúen por sobretensión y entonces el sistema quedaría desenergizado. En caso contrario, si la potencia de la carga es mayor a la de la generación, la tensión disminuye, y cuando alcance los valores límite de subtensión de las protecciones, estas actuarán dejando a la línea de nuevo sin tensión. Cuando el sistema presenta también carga dinámica, solo se puede operar si la potencia entre generación y demanda es estrictamente igual, de acuerdo con los resultados teóricos obtenidos y en este caso, el aumento o disminución de tensión después del paso a isla es mucho menor que si se tratase de una carga únicamente estática.

Para finalizar cabe señalar a modo de curiosidad que, ante una diferencia muy grande entre la demanda y la generación distribuida, y asumiendo que algunas protecciones de sobretensión y subtensión no actúan como previsto, la isla es estable. Esto es debido a que la desconexión parcial de la GD hace que la diferencia inicial de potencias disminuya.





6. BIBLIOGRAFÍA

- [RIK_17] Rik W. De Doncker, Martin Ordoñez, “Special Issue on Distributed Generation”, IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 5, No. 2, junio 2017.
- [GONG17] Gongxin Qi, Alian Chen, y Jie Chen, “Improved Control Strategy of Interlinking Converters With Synchronous Generator Characteristic in Islanded Hybrid AC/DC Microgrid”, CPSS transactions on power electronics and applications, vol. 2, No. 2, junio 2017.
- [TIAN17] Tianyu Shi, Libao Shi, Yue Zhao y Yixin Ni, “Operation and coordination control of a DC micro-grid incorporating all-DC wind farm”, the 6th International Conference on Renewable Power Generation (RPG), 19-20 de octubre 2017.
- [NUNO17] Nuno Lopes Filipe, Andreia Leiria, Ricardo André, José Damásio, Matthias Gerlich y Salvador Rodríguez, “Protection system analysis in low-voltage grid, with high distributed resource penetration, in parallel and islanded operation”, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distributed (CIRED), 12-15 de junio 2017.
- [FAN_15] Fan Zhang, Huiying Zhao, y Mingguo Hong, “Operation of Networked Microgrids in a Distribution System”, CSEE journal of power and energy systems, vol. 1, No. 4, diciembre 2015
- [ARDI15] A. R. Di Fazio, S. Valeri, “Threshold setting o fan innovative anti-islanding relay for LV distribution systems by real time simulations”, University of Cassino and Southern Lazio – Department of Electrical and Information Engineering, via G. Di Biasio 43, Cassino, Italia, febrero 2015.



- [JUN_17] Jun Bo Sim, Keun Song, Hak Ju Lee, Yong Seung Lee y Joong Yeol Ahn, “Preliminary regulation of ESS connected to Korean isolated island power system to minimise the capacity of ESS”, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 12-15 de junio 2017.
- [ANDR17] André Neves, Bernardo Almeida, Miguel Louro, Ricardo Santos, Antonio Araujo, José Ferreira Pinto, Joao Santana, Sonia Pinto, Paulo Gamboa, Miguel Chaves y José Damasio, “Protection scheme for energy storage systems operating in island or grid-connected modes”, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 12-15 de junio 2017.



7. ANEXOS

I. GUÍA BÁSICA DE INICIACIÓN A PSSE

Este anexo tiene como objetivo plasmar los conocimientos adquiridos por el autor del proyecto en relación a la herramienta de simulación PSSE utilizada para la caracterización de los sistemas de distribución aislados estudiados con anterioridad. Cabe destacar que, previa realización del Proyecto de Fin de Grado, el alumno no disponía de conocimiento alguno sobre dicho programa, por lo que todo lo aprendido ha sido a medida que se avanzaba en la investigación del proyecto durante el curso 2017/18.

1. TIPOS DE FORMATOS DE ARCHIVOS PSSE

Existen varios tipos de archivos para hacer flujos de carga:

- Ficheros .sav
- Ficheros .raw

El cambio de los datos del fichero puede hacerse, bien abriéndolos desde PSSE, o directamente en el fichero de texto.

2. FLUJO DE CARGAS EN PSSE

Antes de realizar un flujo de cargas hay que tener la red creada. Esto se puede hacer de la siguiente manera si no tenemos ningún archivo .raw:

Pinchar en: *FILE* → *new* → *Network Case/ Network Case and Diagram*.

Una vez creada la red con todos los parámetros en orden, se procede a realizar el flujo de cargas:

Pinchar en: *Power Flow* → *Solution* → *Solve*.

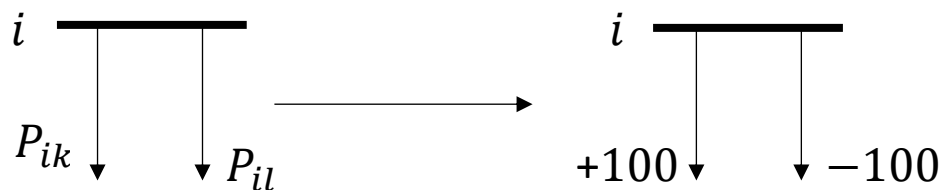
Para asegurarnos de que el sistema converge, añadir en las opciones de *Solve* la opción *Flat Start*. Si el sistema no converge aparecerá la sentencia *blow up*.



En caso de querer representar el sistema, se deben hacer los siguientes pasos:

Pinchar en: *New file* → *Diagram* → pinchar la pantalla

- Notas de interés:
 - Al crear una línea (branch), las casillas de los valores de las impedancias no especificadas son rellenadas por el programa por defecto.
 - Criterio de signos en el flujo de potencias:



*Salen 100 MW del nudo i al nudo k y a la vez entran 100 MW al nudo i desde el nudo l

- Para establecer la tensión de consigna: *Plant* → *Vsched*.
- En la pestaña de buses hay que especificar el código del bus en concreto:

Nudo PQ: 1

Nudo PV: 2

Nudo slack: 3

3. FLUJOS DE CARGAS AUTOMATIZADOS

Para realizar flujos de carga automatizados se utiliza la grabadora de Python. Los pasos a seguir son:

Pulsar en la barra de comandos el botón de *Start Recording* → *Poner un nombre al archivo Python*.

Si se pretende empezar un script de Python de cero para correr rutinas en PSSE los pasos a seguir son:



1. Poner la localización del programa: PSSE_LOCATION=r"C:\....."
2. Importar las librerías
3. La extensión del archivo caso base ha de ser .sav
4. Abrir PSSE
5. Cargar el caso: psspy.case (CASE BASE)
6. Realizar un flujo de cargas sencillo
7. Los códigos de las funciones se encuentran en la documentación de PSSE
8. Para guardar datos se realizan los siguientes pasos:
 - o Se crea una carpeta para archivos de tipo .txt
 - o Escribir la función que guarda los datos

4. SIMULACIONES DINÁMICAS

En estas simulaciones se utilizan ecuaciones algebraicas que se acoplan con las máquinas. En cuanto a las líneas, se desprecian las dinámicas al ser más rápidas que las de las máquinas, por lo que se usan modelos de estado de las máquinas y las líneas se tratan como fasores instantáneos.

Estas simulaciones se necesitan un archivo .sav y uno .dyr. Dentro del archivo .dyr se pueden encontrar diferentes comandos, algunos ejemplos son:

GENCLS = modelo de un generador común.

EXST = modelo de excitación que normalmente es un PID o PI.

IEEEESGO = modelo de regulador de potencia de una turbina.

CIM5BL = modelo de máquina de inducción de jaula de ardilla.

Si no hay modelo de excitación el programa mantiene una excitación constante. Si no hay modelo de regulador de potencia, esta se mantiene constante.

Pasos para realizar una simulación dinámica:

1. Abrir un archivo .raw o .sav si ya hay uno creado o crear uno de cero.
2. Realizar un flujo de carga sencillo como comprobación.
3. Convertir los generadores y las cargas en elementos dinámicos para su simulación:



Pinchar en: *Power Flow* → *Convert Loads and Generators* → *Convert*

4. Guardar dicho fichero con otro nombre antes de convertir ya que no se puede deshacer el cambio.

5. Se factorizan las matrices de los elementos dinamicos:

Power Flow → *Solution* → *ORDR*

Power Flow → *Solution* → *FACT*

Power Flow → *Solution* → *TYSL*

6. Guardar.

7. Cargar los datos dinamicos:

-Pinchar en: *File* → *open* → *file.dyr*

- Añadir los archivos *Conec*, *Conet* y *Compile.bat*

-Pinchar en *OK*

8. Guardar el caso en formato .snp

9. Para los canales: *Dynamics* → *Channel Setup Wizard* → *Finish*

10. Cambiar paso de integración: *Dynamics* → *Simulation* → *Solution Parameters* → *Cambiar Delta* → *Ok*.

11. Simulación: *Dynamics* → *Simulation* → *Perform Simulation*

a. Fichero para guardar datos: *file.out*

b. Simulation options:

○ Print every: cada cuántos pasos de integración te imprime el resultado.

○ Write every: cada cuántos pasos de integración te escribe el resultado.

c. Initialize: chequea que las condiciones iniciales son correctas.

d. Se puede cambiar el tiempo a simular: *Run to = x seconds*.

e. Finalmente pinchar en *Run*

12. Se crea una falta: *Disturbance* → *Line Fault* → *buses entre los que se encuentra la falta* → *Ok*.

13. Se vuelve a simular: *Dynamics* → *Simulation* → *Perform Dynamic Simulation*

14. Se quita la falta abriendo esa línea:

a. *Disturbance* → *Clear fault* → *Select fault* → *Go*

b. *Disturbance* → *Trip Line* → *Línea a abrir* → *Ok*.

15. Se simula otra vez la red aislada: *Dynamics* → *Simulation* → *Perform Dynamics Simulations* → *Run to = x seconds* → *Run*.



II. DESCRIPCIÓN DEL CASO CONCRETO

Para la simulación se utiliza el programa PSSE. El sistema creado para la simulación tiene como fuente infinita principal un Thévenin que representa el sistema eléctrico español. Seguidamente se encuentra la línea de distribución formada por un transformador reductor cuyo circuito se abrirá para simular la isla, una carga que será el nudo a cambiar para crear las diferentes situaciones a simular y, aguas abajo, un parque solar fotovoltaico formado por 16 paneles solares a modo de generación distribuida.

A continuación, se mostrarán las características de los elementos principales del sistema:

- **Nudos del sistema:**

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	Code	Voltage (pu)	Angle (deg)	Lc
2005	SUBST2005	0,3	1	1	1	1	1,0057	1,24	
2006	SUBST2006	0,3	1	1	1	1	1,0053	1,23	
2007	SUBST2007	0,3	1	1	1	1	1,0052	1,23	
2008	SUBST2008	0,3	1	1	1	1	1,0052	1,23	
2009	SUBST2009	0,3	1	1	1	1	1,0055	1,24	
2010	SUBST2010	0,3	1	1	1	1	1,0055	1,24	
2011	SUBST2011	0,3	1	1	1	1	1,0055	1,24	
2012	SUBST2012	0,3	1	1	1	1	1,0049	1,22	
2013	SUBST2013	0,3	1	1	1	1	1,0048	1,22	
2014	SUBST2014	0,3	1	1	1	1	1,0048	1,22	
2015	SUBST2015	0,3	1	1	1	1	1,0050	1,22	
2016	SUBST2016	0,3	1	1	1	1	1,0052	1,23	
3001	WTPV3001	0,3	1	1	1	-2	1,0070	1,31	
3002	WTPV3002	0,3	1	1	1	-2	1,0070	1,31	
3003	WTPV3003	0,3	1	1	1	-2	1,0069	1,31	
3004	WTPV3004	0,3	1	1	1	-2	1,0072	1,31	
3005	WTPV3005	0,3	1	1	1	-2	1,0072	1,31	
3006	WTPV3006	0,3	1	1	1	-2	1,0068	1,30	
3007	WTPV3007	0,3	1	1	1	-2	1,0067	1,30	
3008	WTPV3008	0,3	1	1	1	-2	1,0066	1,30	
3009	WTPV3009	0,3	1	1	1	-2	1,0069	1,31	
3010	WTPV3010	0,3	1	1	1	-2	1,0070	1,31	
3011	WTPV3011	0,3	1	1	1	-2	1,0070	1,31	
3012	WTPV3012	0,3	1	1	1	-2	1,0064	1,29	
3013	WTPV3013	0,3	1	1	1	-2	1,0063	1,29	
3014	WTPV3014	0,3	1	1	1	-2	1,0063	1,29	
3015	WTPV3015	0,3	1	1	1	-2	1,0065	1,29	
3016	WTPV3016	0,3	1	1	1	-2	1,0067	1,30	
10000	SUBST10000	33,0	1	1	1	1	1,0008	-0,00	
11000	INF11000	132,0	1	1	1	3	1,0000	0,00	
*									

Figura 35.- Propiedades de los nudos del sistema a simular



• Generadores del sistema:

Bus Number	Bus Name	Id	Code	VSched (pu)	Remote Bus	In Service	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
3001	WTPV3001	0.3000	1	-2	1,0248	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3002	WTPV3002	0.3000	1	-2	1,0247	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3003	WTPV3003	0.3000	1	-2	1,0247	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3004	WTPV3004	0.3000	1	-2	1,0251	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3005	WTPV3005	0.3000	1	-2	1,0252	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3006	WTPV3006	0.3000	1	-2	1,0244	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3007	WTPV3007	0.3000	1	-2	1,0241	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3008	WTPV3008	0.3000	1	-2	1,0240	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3009	WTPV3009	0.3000	1	-2	1,0247	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3010	WTPV3010	0.3000	1	-2	1,0248	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3011	WTPV3011	0.3000	1	-2	1,0249	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3012	WTPV3012	0.3000	1	-2	1,0234	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3013	WTPV3013	0.3000	1	-2	1,0232	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3014	WTPV3014	0.3000	1	-2	1,0232	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3015	WTPV3015	0.3000	1	-2	1,0238	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
3016	WTPV3016	0.3000	1	-2	1,0240	0	0,4500	999,0000	-999,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,50	0,008500	9999,00000
11000	INF11000	132,00	1	3	1,0000	0	-0,0004	999,0000	-999,0000	-0,2511	999,0000	-999,0000	100,00	0,000000	0,000010

Figura 36.- Propiedades de los generadores del sistema a simular

• Cargas del sistema:

Bus Number	Bus Name	Id	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	In Service	Scalable	Pload (MW)	Qload (Mvar)	IPload (MW)	IQload (Mvar)	YPload (MW)	YQload (Mvar)
3001	WTPV3001	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3002	WTPV3002	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3003	WTPV3003	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3004	WTPV3004	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3005	WTPV3005	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3006	WTPV3006	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3007	WTPV3007	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3008	WTPV3008	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3009	WTPV3009	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3010	WTPV3010	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3011	WTPV3011	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3012	WTPV3012	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3013	WTPV3013	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3014	WTPV3014	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3015	WTPV3015	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3016	WTPV3016	0.3000	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10000	SUBST10000	33,00	1	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	1,0000	0,3330	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10000	SUBST10000	33,00	2	1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	6,1550	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 37.- Propiedades de las cargas del sistema a simular



• Líneas del sistema:

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging (pu)	In Service	Metered	Rate A (I as MVA)	Rate B (I as MVA)	Rate C (I as MVA)	
1000	SUBST1000	33,00	1013 SUBST1013	33,00	1	0,000672	0,000346	0,002530	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1000	SUBST1000	33,00	1014 SUBST1014	33,00	1	0,000681	0,000350	0,002560	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1000	SUBST1000	33,00	10000 SUBST10000	33,00	1	0,000388	0,000200	0,001460	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1000	SUBST1000	33,00	10000 SUBST10000	33,00	2	0,000388	0,000200	0,001460	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1001	SUBST1001	33,00	1002 SUBST1002	33,00	1	0,000312	0,000161	0,001170	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1002	SUBST1002	33,00	1003 SUBST1003	33,00	1	0,000416	0,000214	0,001570	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1003	SUBST1003	33,00	1006 SUBST1006	33,00	1	0,001305	0,000672	0,004910	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1004	SUBST1004	33,00	1005 SUBST1005	33,00	1	0,000369	0,000190	0,001390	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1004	SUBST1004	33,00	1011 SUBST1011	33,00	1	0,001381	0,000711	0,005200	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1006	SUBST1006	33,00	1007 SUBST1007	33,00	1	0,000359	0,000185	0,001350	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1007	SUBST1007	33,00	1008 SUBST1008	33,00	1	0,000265	0,000136	0,001000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1008	SUBST1008	33,00	1012 SUBST1012	33,00	1	0,000993	0,000511	0,003740	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1009	SUBST1009	33,00	1010 SUBST1010	33,00	1	0,000312	0,000161	0,001170	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1009	SUBST1009	33,00	1016 SUBST1016	33,00	1	0,001324	0,000681	0,004980	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1010	SUBST1010	33,00	1011 SUBST1011	33,00	1	0,000265	0,000136	0,001000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1012	SUBST1012	33,00	1013 SUBST1013	33,00	1	0,000312	0,000161	0,001170	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1014	SUBST1014	33,00	1015 SUBST1015	33,00	1	0,000757	0,000389	0,002850	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
1015	SUBST1015	33,00	1016 SUBST1016	33,00	1	0,000473	0,000243	0,001780	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	16,9	16,9	16,9
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	1	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	2	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	3	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	4	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	5	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	6	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2001	SUBST2001	0,300	3001 WTPV3001	0,3000	7	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2002	SUBST2002	0,300	3002 WTPV3002	0,3000	1	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3
2002	SUBST2002	0,300	3002 WTPV3002	0,3000	2	0,234160	0,192837	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	0,3	0,3	0,3

Figura 38.- Propiedades de las líneas del sistema a simular

• Transformadores del sistema:

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Metered	Winding 1 Side	Controlled Bus	Controlled Side	Tap Positions	Control Mode
1001	SUBST1001	33,00	2001 SUBST2001	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1002	SUBST1002	33,00	2002 SUBST2002	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1003	SUBST1003	33,00	2003 SUBST2003	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1004	SUBST1004	33,00	2004 SUBST2004	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1005	SUBST1005	33,00	2005 SUBST2005	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1006	SUBST1006	33,00	2006 SUBST2006	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1007	SUBST1007	33,00	2007 SUBST2007	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1008	SUBST1008	33,00	2008 SUBST2008	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1009	SUBST1009	33,00	2009 SUBST2009	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1010	SUBST1010	33,00	2010 SUBST2010	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1011	SUBST1011	33,00	2011 SUBST2011	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1012	SUBST1012	33,00	2012 SUBST2012	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1013	SUBST1013	33,00	2013 SUBST2013	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1014	SUBST1014	33,00	2014 SUBST2014	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1015	SUBST1015	33,00	2015 SUBST2015	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
1016	SUBST1016	33,00	2016 SUBST2016	0,300	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None
10000	SUBST10000	33,00	11000 INF11000	132,00	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input checked="" type="checkbox"/> From	0	<input type="checkbox"/> Tapped	33	None

Figura 39.- Propiedades de los transformadores del sistema a simular



Los modelos de los paneles solares y máquina de inducción son:

11000	'GENCLS'	1	0.00	0.0000	/														
3001	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3002	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3003	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3004	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3005	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3006	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3007	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3008	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3009	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3010	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3011	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3012	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3013	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3014	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3015	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
3016	'USRMDL'	1	'RESGEN'	1	1	1	11	3	22	1	0.0	0.1	1.15	1.1	0.2	1.5	0.85	0.85	
/3001	'GENCLS'	1	5.00	1.0000	/														
/10000	'CIMS5L'	1	1	0.02	0.1	3.00	0.04	0.1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 40.- Modelos de los elementos dinámicos a simular

Para realizar la simulación dinámica se ha creado una rutina en lenguaje Python con el fin de correrla cada vez que la carga cambie de punto de operación o naturaleza:

```

str_path = 'C:\Users\proyectista\Desktop\TFG_Ernesto_iit\TFG_V2'

str_fileSAV = 'JORDANIAv32.sav'
str_fileSNP = 'JORDANIAv32.snp'
str_fileSAV2 = 'JORDANIAv32_conv.sav'
str_fileDYR = 'JORDANIA.dyr'
str_fileCONEC = 'conec.flx'
str_fileCONET = 'conet.flx'
str_fileCOMPILE = 'compile.bat'
str_fileOUTX = 'output.out'
str_fileDLL = 'dsusr.dll'

str_filepathSAV = str_path + '\\' + str_fileSAV
str_filepathSNP = str_path + '\\' + str_fileSNP
str_filepathSAV2 = str_path + '\\' + str_fileSAV2
str_filepathDYR = str_path + '\\' + str_fileDYR
str_filepathCONEC = str_path + '\\' + str_fileCONEC
str_filepathCONET = str_path + '\\' + str_fileCONET
str_filepathCOMPILE = str_path + '\\' + str_fileCOMPILE
str_filepathOUTX = str_path + '\\' + str_fileOUTX
str_filepathDLL = str_path + '\\' + str_fileDLL

stepsize = 0.005 # Constante que indica cada cuantos segundos se cogen los datos de la simulacion
t_simulacionini = 1.0 # Constante que indica el tiempo a simular de las condiciones iniciales del escenario
t_simulacionfin = 10.0 # Constante que indica el tiempo que esta el sistema en isla

psspy.case(str_filepathSAV) # abrir el caso pss/e
psspy.fns1([0,0,0,1,0,0,0]) # resolver el flujo de cargas

psspy.cong(0) # convertir los parametros del generador en modelo Norton
psspy.con1(0,1,1,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # Convertir la P/Q de las cargas a: fuente de corriente (U*I*cosphi) /
psspy.con1(0,1,2,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # ""
psspy.con1(0,1,3,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # ""

psspy.ordr(0) # Se juntan las cargas (incluido Xs y Xcarga) en una matriz de resistencias y reactancias
psspy.fact() # Se factoriza la matriz
psspy.tysl(0) # Se invierte la matriz de Impedancias para resolver la matriz de tensiones
psspy.save(str_filepathSAV2) # guardo
psspy.dyre_new([1,1,1,1],str_filepathDYR,str_filepathCONEC,str_filepathCONET,
str_filepathCOMPILE) # Se cargan los modelos dinamicos de los generadores (GENROU, IEEE11, TGOV1) o uno m
psspy.addmodellibrary(str_filepathDLL)

```

```
psspy.cong(0) # convertir los parametros del generador en modelo Norton
psspy.conl(0,1,1,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # Convertir la P/Q de las cargas a: fuente de corriente (U*I*cosphi) /
psspy.conl(0,1,2,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # ""
psspy.conl(0,1,3,[0,0],[ 0.0, 100.0, 0.0, 100.0]) # ""

psspy.ordr(0) # Se juntan las cargas (incluido Xs y Xcarga) en una matriz de resistencias y reactancias
psspy.fact() # Se factoriza la matriz
psspy.tysl(0) # Se invierte la matriz de Impedancias para resolver la matriz de tensiones
psspy.save(str_filepathSAV2) # guardo
psspy.dyre_new([1,1,1,1],str_filepathDYR,str_filepathCONEC,str_filepathCONET,
               str_filepathCOMPILE) # Se cargan los modelos dinamicos de los generadores (GENROU, IEEET1, TGOV1) o uno m
psspy.addmodellibrary(str_filepathDLL)
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,0]) # Se seleccionan los parametros a representar en generadores, nudos, cargas y lineas
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,2,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,3,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,4,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,5,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,6,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,7,0])
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,25,0]) # ""
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,26,0]) # ""
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,12,0]) # ""
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,13,0]) # ""
psspy.chsb(0,1,[-1,-1,-1,1,16,0]) # ""
psspy.snap([_i,_i,_i,_i],str_filepathSNP) # Se congelan(foto) las modificaciones realizadas anteriormente (stepsize,.
psspy.dynamics_solution_param_2([_i,_i,_i,_i,_i,_i,_i],0.7,_f, stepsize,_f,_f,_f,_f) #Se concreta los parametros
psspy.change_channel_out_file(str_filepathOUTX) #Se sobrescriben las salidas de la simulacion
psspy.set_netfrq(1) #Se consideran los parametros dependientes de omega variables con la frecuencia
psspy.strt(0,str_fileOUTX) #Se guardan las salidas de la simulacion
psspy.change_channel_out_file(str_filepathOUTX) #Se sobrescriben las salidas de la simulacion
psspy.run(0, t_simulacionini,0,0,0) #Se corre la simulacion 1 seg (sin abrir la linea 100/110)
psspy.dist_branch_trip(11000,10000,z""1"") #Se corta la linea 100/110
psspy.change_channel_out_file(str_filepathOUTX) #Se sobrescriben las salidas de la simulacion
psspy.run(0, t_simulacionfin,0,0,0) #Se corre la simulacion 10 seg justo desde donde se acabo la anterior simulacion
# pssplot.newplotbook() #Abrimos fichero para dibujar
# pssplot.insertpage()
# pssplot.setselectedpage(0)
# pssplot.openchandatadatafile(str_filepathOUTX)
```

Figura 41.- Rutina en lenguaje Python para la simulación

