



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



DISEÑO DE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE LA FIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN MICRORREDES UTILIZANDO EL SOFTWARE OPENDSS

AUTOR: MARTÍN MARHUENDA MUÑOZ

TUTOR: EDUARDO QUILES CUCARELLA

Selección NOMBRE DEL COTUTOR

Curso Académico: 2021-22



AGRADECIMIENTOS

A Eduardo, por su paciencia y su consejo.

A mi familia y a mis colegas, por darle forma a mi vida.

RESUMEN

Las microrredes están adquiriendo un protagonismo notable en los últimos años, debido en parte al abaratamiento de los costes del almacenamiento energético y la generación renovable a mediana y pequeña escala. Si bien pueden ser una solución accesible para abastecer la demanda de electricidad en pequeñas regiones, requieren de un control eficaz de la red, de modo que los sistemas sean suficientemente robustos y versátiles.

Un punto clave para su utilización es el análisis de la fiabilidad del suministro eléctrico en este tipo de sistemas. Los diferentes elementos que los componen no son infalibles, y es necesario prever las eventualidades que se pueden dar, con el objetivo de garantizar una respuesta lo suficientemente rápida y efectiva ante las mismas. Para ello, han de tenerse en cuenta los diversos tipos, duraciones y frecuencias de los fallos en cada elemento, una tarea que se va haciendo más compleja conforme aumenta el tamaño de la red.

Dada la complejidad de la microrred frente a las redes de distribución convencionales, se va a emplear un simulador como OpenDSS, desarrollado por el Electric Power Research Institute. OpenDSS permite modelar y analizar una gran variedad de redes eléctricas, aunque es en su interfaz COM donde reside el potencial para programar nuevas formas de analizar la red y hacer un estudio más profundo de la misma. En este trabajo se controlará el programa a través de MATLAB para aplicar métodos de evaluación de la fiabilidad a un sistema piloto donde intervienen sistemas fotovoltaicos y varios puntos de consumo.

Palabras clave: Microrredes; energías renovables; generación fotovoltaica; almacenamiento energético; baterías; fiabilidad del suministro eléctrico.

RESUM

Les micro-xarxes estan adquirint un protagonisme notable en els darrers anys, degut parcialment al abaratiment dels costos del emmagatzemament energètic i la generació renovable a mitjana i xicoteta escala. Si bé poden ser una solució accessible per abastir la demanda de electricitat en xicotetes regions, requereixen d'un control eficaç de la xarxa, per a garantir que els sistemes siguem prou robustos i versàtils.

Un punt clau per a la seua utilització es el anàlisi de la fiabilitat del suministro elèctric en este tipus de sistemes. Els diferents elements que els componen no són infal·libles, i es necessari preveure les eventualitats que s'hi poden donar, amb l'objectiu de garantir una resposta prou ràpida i efectiva davant les mateixes. Per a tal fi, s'han de tenir en compte els diferents tipus, durades i freqüències de les fallades en cada element, una tasca que va creixent en complexitat conforme augmenta la grandària de la xarxa.

Donada la complexitat de les micro-xarxes davant les xarxes de distribució convencionals, s'utilitzarà un simulador com OpenDSS, desenvolupat pel Electric Power Research Institute. OpenDSS permet modelar y analitzar una gran varietat de xarxes elèctriques, tot i que es a la seua interfície COM on residix el potencial per programar noves formes de analitzar la xarxa i fer un estudi més profund de la mateixa. En este treball es controlarà el programa a través de MATLAB per aplicar mètodes d'avaluació de la fiabilitat a un sistema pilot a on intervenen sistemes fotovoltaics i diversos punts de consum.

Paraules clau: Micro-xarxes; energies renovables; generació fotovoltaica; emmagatzemament energètic; bateries; fiabilitat del suministro elèctric.

ABSTRACT

Microgrids have gained significant amounts of popularity in recent years, partly due to the decrease in costs for energy storage and small to medium scale renewable power generation. While they can provide an accessible solution to satisfy electricity demand in small regions, they require effective network control in order for the systems to be sufficiently robust and versatile.

One key point in using microgrids is power distribution reliability analysis in this type of systems. The different elements that make them up are not infallible, so it is necessary to foresee the situations that may come up, with the goal of ensuring a sufficiently fast and effective response. For this purpose, the type, duration and frequency of faults must be taken into account for each element, a task that grows in complexity when grid size increases.

Given the complexity of microgrids in contrast to conventional power distribution networks, a simulator like OpenDSS, which is developed by the Electric Power Research Institute, will be used. OpenDSS allows to model and analyse a great variety of electric grids, although it is the COM interface that has the potential to program new ways of analysing the grid and studying it more thoroughly. In this project, the program will be controlled from the MATLAB interface in order to apply reliability assessment methods to a pilot system containing photovoltaic systems and several consumer points.

Keywords: Microgrids; renewable energy; photovoltaic power generation; energy storage; batteries; power supply reliability.

Índice

1.	MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS	7
2.	INTRODUCCIÓN	8
2.1.	Microrredes	8
	Recursos energéticos distribuidos	8
	Ventajas, inconvenientes/obstáculos y funcionamiento	9
	Clasificación de microrredes	13
2.2.	Evaluación de la fiabilidad en redes eléctricas.....	15
	Fallos en sistemas de distribución eléctrica y soluciones	15
	Parámetros de fiabilidad	16
2.3.	Métodos de evaluación de la fiabilidad	17
3.	DESARROLLO DEL TRABAJO. SIMULACIÓN DE LA RED	20
3.1	OpenDSS.....	20
	Historia y aplicaciones iniciales	20
	Interfaz y funcionamiento	20
	Circuitos de prueba	22
3.2	MATLAB	24
	Introducción al manejo de ActiveX / COM.....	24
	Programa en MATLAB	26
4.	RESULTADOS	29
5.	ESTUDIO ECONÓMICO Y PRESUPUESTO	34
	Recursos humanos	34
	Licencias de software	34
	Presupuesto total.....	34
6.	CONCLUSIONES	35
7.	BIBLIOGRAFÍA	36
	ANEXOS	38
	Códigos de OpenDSS	38
	Códigos de MATLAB	39

1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

Si bien el mundo y la sociedad están en constante cambio, en la presente era de la información esta evolución ocurre a un ritmo significativamente más rápido que en tiempos pasados, con el cambio climático como una de las principales fuentes de presión sobre la sociedad.

En este contexto, las redes eléctricas, como cualquier otra infraestructura que dote de servicios básicos a la población, tienen un papel crucial en el avance hacia una situación social y climática más sostenibles y justas. Las energías renovables, el almacenamiento de energía eléctrica, la descarbonización del transporte y la implementación de recursos energéticos distribuidos son ejemplos de esta transformación en el paradigma del sistema.

Aprovechando las posibilidades que brindan las tecnologías de la información y comunicación, la participación colectiva en la mejora de las redes eléctricas ha aumentado considerablemente, de modo que este documento se enmarca en este ámbito.

En este trabajo se pretende desarrollar un programa informático que permita evaluar la fiabilidad del suministro eléctrico en microrredes de distribución básicas y que sirva como base para llevar a cabo análisis más profundos en redes más complejas. Para ello, se van a estudiar redes radiales compuestas por un generador y varias cargas aguas abajo del mismo, con distintos grados de ramificación, debido a la complejidad de las redes malladas y reconfigurables cuando se trata de fallos.

El ámbito de aplicación es el de las microrredes de distribución radiales sin posibilidad de reconfiguración. La complejidad en el funcionamiento y control de las redes reconfigurables queda fuera del alcance de este trabajo.

El análisis que se lleve a cabo espera producir índices de fiabilidad para cada consumidor en la red, así como índices de fiabilidad generales que ilustren el funcionamiento de la red en su conjunto.

El programa debe cumplir con las siguientes características:

- Llevar a cabo el análisis de redes radiales independientemente del tamaño o del grado de ramificación.
- Producir índices de fiabilidad generales del sistema, obtenidos mediante parámetros de fiabilidad particulares de los elementos.
- Permitir evaluar el uso de distintos materiales mediante la variación de la tasa de fallo.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. Microrredes

Recursos energéticos distribuidos

Las redes eléctricas tradicionales funcionan de manera relativamente centralizada en cuanto a generación, consumo y almacenamiento. El parque de generación en el caso de España se compone de numerosas centrales generadoras, parte de las cuales de gran potencia; centrales nucleares de alrededor de 1GW, centrales hidroeléctricas y térmicas de varios cientos de MW, parques eólicos con decenas de máquinas de varios MW, y huertos solares desde pocos MW a varios cientos de MW. En cuanto al consumo, se puede distinguir entre grandes consumidores como industrias de alto consumo energético (varios MW), consumos de instituciones y empresas de varios cientos de kW, y viviendas que suelen rondar unos pocos kW. El grueso del almacenamiento se concentra en los embalses hidroeléctricos y almacenamiento térmico (REE, s.f.), si bien el avance en tecnologías de baterías está propiciando un incremento en el número de instalaciones de este tipo.

Este tipo de redes proporciona un servicio de alta calidad y fiabilidad (lo que se conoce como Power Quality and Reliability). Esto es, la tensión y la frecuencia del suministro se encuentran en los valores deseados gracias a la gran cantidad de generadores (que se traduce en una capacidad de ajuste muy fino de la demanda), a la inercia de las turbinas en las centrales que utilizan alternadores, y a los sucesivos filtros que se atraviesan en subestaciones y centros de transformación, en el camino del generador al consumidor.

Paralelamente a estas redes eléctricas convencionales, en las últimas décadas ha tenido lugar un crecimiento en la presencia de los llamados recursos energéticos distribuidos: estos recursos, que están a disposición de quien opera la red, se encuentran distribuidos a lo largo de la misma, con las ventajas que se exponen a continuación.

Los recursos energéticos distribuidos (DER por las siglas en inglés de Distributed Energy Resources) se pueden dividir en las siguientes categorías: recursos de generación distribuida, cargas controlables y almacenamiento distribuido (Anvari-Moghaddam, Abdi, Mohammadi-Ivatloo, & Hatziargyriou, 2021), (Ali, 2013)

Por un lado, los recursos de generación distribuida aumentan la eficiencia en el transporte de energía gracias a una mayor cercanía con los puntos de consumo que las centrales de una red tradicional. Además, según la aplicación que se vaya a dar a la energía generada, es posible utilizarla en la misma forma en que se genera (es decir, corriente continua o alterna) simplificando la red al no ser necesarios elementos como inversores o alternadores entre generación y consumo. Esto aumenta no sólo la eficiencia en el transporte sino también el ahorro en materiales. Finalmente, la generación distribuida se compone mayoritariamente de energías renovables como fotovoltaica y minieólica, con lo que se reducen las emisiones contaminantes, aunque también es común emplear generadores que funcionen con motores de combustión interna.

El segundo componente clave de los DER son las cargas controlables. Estas suelen ser cargas no sensibles como vehículos eléctricos o baterías que pueden consumir o dejar de hacerlo en función de las necesidades de la red. De manera análoga a la regulación de potencia, estas cargas se pueden desconectar de la red en momentos de alta demanda de las cargas sensibles (viviendas, instituciones y empresas).

Finalmente, el almacenamiento distribuido juega un papel 'mixto' entre los dos anteriores. De igual manera que la generación y las cargas, se encuentra distribuido en distintos puntos de la red, y la

capacidad de almacenamiento de cada instalación individual no es grande. Dependiendo de si están cargándose o descargándose, actúan como cargas controlables o como generadores, dando a la red una capacidad adicional de ajuste a la demanda.

El operador de una red se puede beneficiar de estos elementos, utilizándolos de manera que aumenten la eficiencia del sistema, se reduzca la cantidad de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero, y se mejore la calidad del servicio a los consumidores.

Ventajas, inconvenientes/obstáculos y funcionamiento

Aunque los DERs son perfectamente útiles integrados en las redes eléctricas convencionales, su utilización está más presente en las microrredes eléctricas. Atendiendo a la definición del Microgrid Exchange Group (MEG) del U.S. Department of Energy (DOE) (United States Department of Energy, 2011), una microrred es un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados entre sí y con límites eléctricos claramente definidos, que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para habilitar tanto la operación en modo conectado a la red como en modo aislado.

Además, para operar la red de manera eficiente y adecuada a las condiciones de funcionamiento, es necesario un sistema de control capaz de gestionar el nivel de carga de los sistemas de almacenamiento, la demanda en cada carga y la potencia disponible para cada elemento de generación. Así se pueden adaptar las condiciones de la microrred para conectarse a la red general, además de gestionar los recursos energéticos de la manera más eficiente.

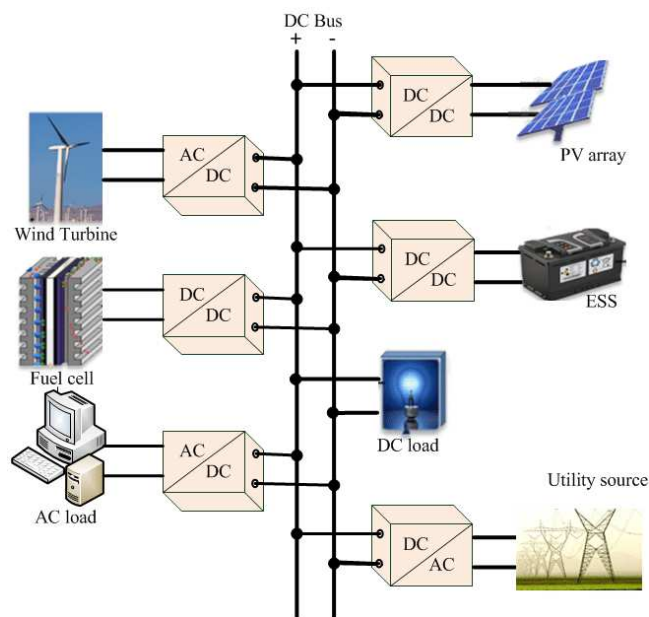


Figura 1. Diagrama de bloques de una microrred en corriente continua (Karami, y otros, 2019)

Atendiendo a la definición dada y a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es posible hacerse una idea de los límites y el ámbito de aplicación de las microrredes. Una de las ventajas de utilizar recursos energéticos distribuidos es que, dada la pequeña magnitud de todos sus componentes (generación y almacenamiento, especialmente), resulta sencillo integrarlos en el sistema o las cargas a que se desea dar servicio. Por ejemplo, cada vez resulta más común la instalación de módulos fotovoltaicos o aerogeneradores de pequeño tamaño en viviendas unifamiliares. Las pilas de combustible, por su parte, pueden ser instaladas en un área no demasiado grande, aunque su implementación todavía no está muy extendida.

La pequeña magnitud de los recursos energéticos distribuidos utilizados es una característica fundamental de las microrredes. Como su nombre indica, el tamaño será reducido en comparación con el de cualquier red convencional tanto en número de usuarios como en potencia instalada, propiedad que facilita lo indicado en su definición: un sistema eléctrico será más sencillo tanto de operar y controlar como de conectar y desconectar de la red si su tamaño es pequeño. Así, las microrredes más grandes y complejas no suelen exceder unos pocos MW de potencia.

La eficiencia en el transporte de electricidad es una de las principales ventajas de las microrredes. Su extensión es reducida, por lo que los elementos de generación y consumo de energía están cerca entre sí, aumentando notablemente la eficiencia en el transporte respecto a las redes de transporte y distribución convencionales (Anvari-Moghaddam, Abdi, Mohammadi-Ivatloo, & Hatziargyriou, 2021).

El peso de la generación eléctrica en microrredes recae, mayoritariamente, sobre estas tres tecnologías: fotovoltaica, minieólica y motores de combustión, que a su vez pueden aprovechar la posibilidad de la cogeneración. Si bien los motores de combustión y los equipos de cogeneración son emisores de gases contaminantes y de efecto invernadero, es posible estructurar una microrred libre de emisiones propias utilizando los otros recursos de generación junto con sistemas de almacenamiento correctamente dimensionados.

Las instalaciones fotovoltaicas se componen de módulos de pequeña potencia: desde unos pocos W pasando por 200W (ATERSA, s.f.) e incluso de 600W (Solar Jinko, s.f.), conectados en mayor o menor número, siendo esta modularidad una importante ventaja a la hora de adaptar la potencia de generación a la instalación con que se va a trabajar.

Las instalaciones minieólicas, por su parte, suelen consistir en un único aerogenerador de potencia algo mayor, variando entre unos pocos kW suficientes para abastecer una vivienda (Bornay, s.f.) hasta varias decenas de kW (Enair, s.f.) con lo que se pueden utilizar para distintas aplicaciones dentro de una misma microrred.

Por su parte, las instalaciones de cogeneración (CHP, siglas de Combined Heat and Power) representan una solución fiable e independiente de la meteorología, con equipos dedicados de pocas decenas de kW (TEDOM, s.f.) que pueden garantizar un grado de resiliencia adicional a aplicaciones sensibles.

Por otro lado, se encuentra la atención a la calidad y fiabilidad del suministro (PQR, siglas de Power Quality and Reliability). Paralelamente a los sistemas eléctricos a gran escala, que garantizan un buen nivel de PQR de manera homogénea (es decir, para todas las cargas), las microrredes tienen la capacidad de enfocar ciertas cargas sensibles (equipos médicos, transporte esencial, cargas no prorrogables), para aumentar su PQR, de manera heterogénea. De este modo, la red general puede seguir operando del mismo modo sin necesidad de dedicar esfuerzos cada vez más costosos a mejorar la PQR homogénea, ya que sólo se enfocan las cargas que lo necesitan (Marnay, Lai, Stadler, & Siddiqui, 2009).

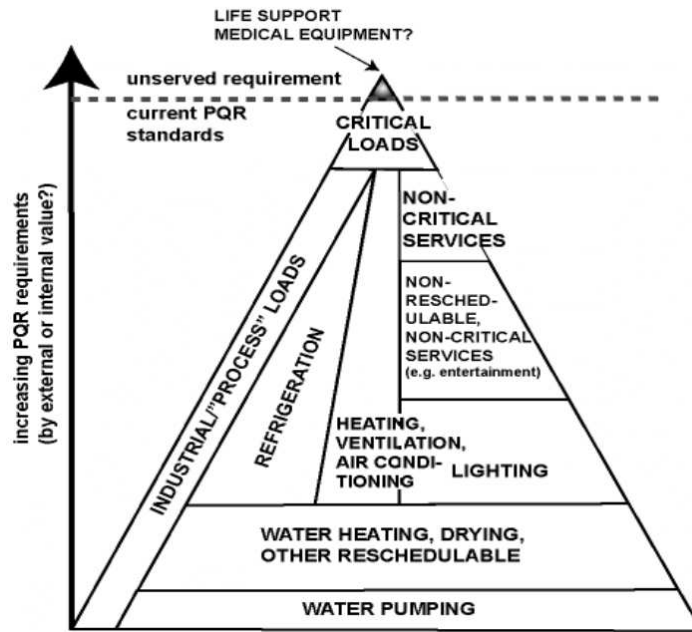


Figura 2. Pirámide de priorización de cargas según su requerimiento de PQR (Marnay, Stadler, Lai, & Siddiqui, 2009)

Por último, cabe recordar que las redes tradicionales a que se hizo referencia al comienzo de este documento, si bien están muy extendidas, no se utilizan por igual en todas partes del mundo. Como se indica en Eales, Walley, Buckland, Frame, & Strachan (2018), las microrredes y los recursos energéticos distribuidos pueden tener un papel muy importante a la hora de facilitar el acceso a la electricidad en países en vías de desarrollo, la cual es fundamental para la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, así como el desarrollo de actividades generadoras de ingresos. Adicionalmente, la gestión de las microrredes es más próxima a las comunidades que las utilizan.

Existen ciertas desventajas relativas a las microrredes que es necesario tener en cuenta, sin embargo, así como desafíos a superar para lograr una implantación a gran escala de las mismas.

Por un lado, y de manera casi evidente, la gran modularidad de los recursos energéticos distribuidos conlleva una dedicación adicional a evaluar la distribución óptima de los mismos para según qué aplicaciones. Es decir, no existen una solución ni manera de proceder únicas para todas las microrredes, sino que es necesario estudiar cuáles son las cargas sensibles, las curvas de demanda y generación disponible y las particularidades de cada sistema (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018).

Relacionado con esta primera desventaja, es necesario contar con la naturaleza intermitente de los recursos energéticos renovables como la energía solar y eólica (Anvari-Moghaddam, Abdi, Mohammadi-Ivatloo, & Hatziargyriou, 2021). En función de las características de las aplicaciones a servir, se requerirá la instalación de mayor o menor capacidad de almacenamiento para hacer frente a este problema.

A esto hay que añadir la ausencia de generadores síncronos convencionales (en caso de funcionar de forma aislada), como los utilizados en centrales hidroeléctricas o térmicas, y que disponen de una inercia considerable 'acoplada' a la red, supone una falta de protección de las microrredes frente a una desconexión repentina, lo cual conlleva variaciones bruscas en la frecuencia (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018).

En términos económicos, a pesar de los avances tecnológicos, los costes de inversión siguen siendo elevados para las microrredes, debido en gran parte a los equipos de almacenamiento de energía, módulos fotovoltaicos y pilas de combustible.

Además, la introducción en el mercado eléctrico de las instalaciones de microrredes puede suponer un desafío a la hora de su implantación. El posicionamiento en el mercado de entidades como las microrredes puede chocar con los intereses económicos de los propietarios de redes de distribución así como de usuarios finales (Anvari-Moghaddam, Abdi, Mohammadi-Ivatloo, & Hatziargyriou, 2021).

Por último, la voluntad política e inversión económica tanto de administraciones públicas como empresas privadas es una parte fundamental para que la evolución futura de las microrredes sea acorde a los problemas a que pretenden dar solución, como la emisión de gases de efecto invernadero, el acceso a la energía eléctrica y una mejor calidad y fiabilidad de la misma.

Modos de operación

Las microrredes están concebidas como entidades controlables respecto a la red general, de modo que puedan funcionar tanto conectadas a ella como en modo aislado.

La existencia de varios modos distintos de operación hace referencia a aquellas microrredes que disponen de una conexión con la red de distribución. Así, evidentemente, las microrredes que por diseño (cuando se trata de sistemas auxiliares) o por necesidad (electrificación rural o en comunidades aisladas) estén siempre aisladas no tendrán la posibilidad de cambiar entre los distintos modos de funcionamiento.

La conexión o interfaz con la red de distribución, cuando existe, se conoce como punto de acoplamiento común (PCC es el acrónimo en inglés para Point of Common Coupling), y se puede optar por varias maneras de implementarlo. Se puede utilizar una conexión síncrona en corriente alterna (ventajosa por su simplicidad) o una conexión asíncrona utilizando un convertidor electrónico acoplado en corriente continua, cuyas ventajas son el aislamiento de la microrred respecto a la red de suministro, lo cual es beneficioso para la calidad del suministro, además de ser una elección natural para las microrredes que funcionan únicamente en corriente continua.

Cuando existe la posibilidad de funcionamiento en los dos modos posibles, es necesario que la microrred esté preparada para cualquiera de los dos escenarios. Para funcionar en modo conectado a la red, se deberán mantener unos niveles de tensión y frecuencia adecuados en el PCC, para facilitar el funcionamiento de los dispositivos de conexión y permitir los flujos de energía en los dos sentidos, ya que existe la posibilidad de verter energía a la red, además de consumir. Cuando la microrred está funcionando en modo conectado a la red, la tensión es mantenida por la red de distribución.

En condiciones normales, las microrredes funcionan de manera coordinada y conectada a la red. Sin embargo, distintas situaciones pueden llevar a la necesidad de funcionar en modo aislado: sobrecorrientes, sobretensiones o retroalimentación (*backfeed*) eléctrica a la microrred. Las microrredes deben estar preparadas para llevar a cabo el cambio entre los dos modos de operación de forma eficaz y segura. Así, el cambio se lleva a cabo con conmutadores de desconexión estáticos (SDS, siglas de Static Disconnection Switches), que pueden ser programados para activarse rápidamente (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018) y desconectar la microrred en caso de eventos como sobre/sub tensiones, sobre/sub frecuencias o sobrecorrientes direccionales.

Una vez se ha desconectado la microrred de la red de distribución, es necesario que exista un balance entre generación y demanda. Si bien la práctica común es sobredimensionar el parque de generación de la microrred para garantizar el suministro a todas las cargas en todo momento, cabe la posibilidad de designar cargas críticas cuyo suministro tiene prioridad frente al resto de cargas, denominadas cargas controlables, como se observa en la figura 2.

La operación en modo aislado es particularmente desafiante, siendo un papel esencial el de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, Energy Storage Systems) para mejorar la calidad, estabilidad y fiabilidad del suministro.

Clasificación de microrredes

Es posible diferenciar las microrredes y agruparlas según cada característica, de modo que sea más sencillo identificar una microrred con ciertas características. Atendiendo al **tamaño**, se puede definir un espectro que va desde microrredes pequeñas y sencillas (pocos cientos de kW a baja-media tensión, dando suministro a un número reducido de consumidores) hasta microrredes más grandes y complejas, que abarcan unos pocos MW.

La **aplicación** de las microrredes puede variar en gran medida de una instalación a otra. Entre estas, se diferencian especialmente las orientadas a suministro de alta calidad (esencialmente dar un servicio de tensión baja en ruido, conocido como premium power) y aquellas cuyo servicio está orientado a la resiliencia, que tienen como objetivo resistir eventos como ataques deliberados o fallos naturales. En función de la aplicación se utilizarán componentes de distinta calidad para ciertas partes, y es posible que el control de la red se lleve a cabo de distinta manera.

Las diferencias en el **modo de operación** hacen referencia a los modos indicados anteriormente: conectada a red y aislada. Aunque es común que una microrred se conciba con un PCC para permitir el funcionamiento en ambos modos, también se diseñan microrredes aisladas por las características geográficas de la zona, imposibilitando la conexión a red.

Las microrredes pueden tener una configuración distinta en función del **tipo de corriente** (continua o alterna) que utilicen. Los recursos de generación distribuida mencionados anteriormente generan distintos tipos de corriente, lo cual hace necesaria una decisión en cuanto a la configuración de la red. Utilizando rectificadores o inversores, es posible aprovechar todos los tipos de recursos de generación distribuida y utilizar la corriente en la forma más adecuada para las cargas en cuestión, aunque es conveniente estudiar el coste y la viabilidad de las diferentes versiones de la instalación para determinar cuál es la más adecuada. Por ejemplo, las microrredes en corriente alterna hacen más sencilla la conexión con la red, mientras que las microrredes en corriente continua pueden ser entre un 5% y un 15% más eficientes (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018) al necesitar un menor número de etapas de conversión entre corrientes, como se observa en la Figura 3. Esquemas comparativos de dos microrredes con topología idéntica y tipos de corriente distintos..

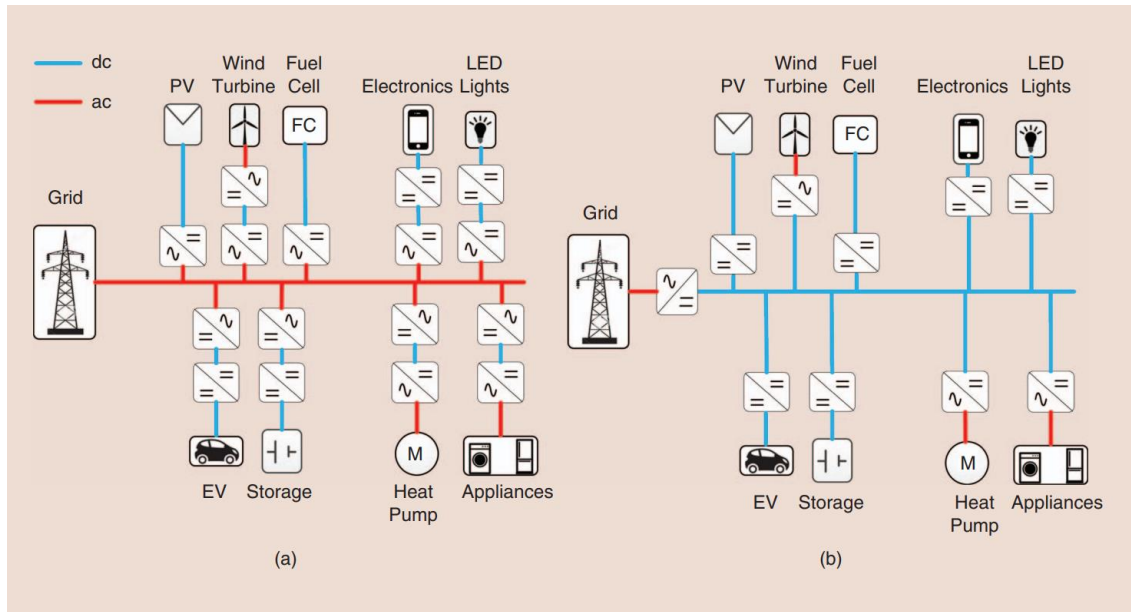


Figura 3. Esquemas comparativos de dos microrredes con topología idéntica y tipos de corriente distintos. (Rodríguez-Díaz, Vasquez, & Guerrero, 2016)

Por último, en función de las **características y propiedades del conductor** es posible distinguir entre microrredes urbanas, rurales o independientes de la red, ya que la distribución física de las cargas y la posibilidad de conectarse a la macrorred influyen en la caída de tensión y el tamaño de los recursos de generación necesarios.

¿Por qué microrredes?

El motivo de la introducción, originalmente, y del crecimiento en la aplicación de microrredes está relacionado con las soluciones que estas plantean a problemas y necesidades actuales, entre las que destacan las siguientes:

- Seguridad de la energía: tanto en el caso de fallos localizados 'en cascada' en la macrorred como en el de ataques físicos o cibernéticos, así como ante los efectos del cambio climático, la naturaleza y comportamiento modulares de las microrredes permiten limitar los efectos de estos eventos que muchas veces son inevitables.
- Beneficios económicos: ahorro en los costes de ampliaciones y/o reparaciones de la infraestructura, ahorro energético gracias al uso de corriente continua y menos etapas de conversión, aplicaciones de climatización que reducen la demanda pico en verano o invierno, así como servicios auxiliares
- Integración de renovables: las microrredes están diseñadas para manejar una generación variable (característica de las renovables), empleando tecnologías de almacenamiento para balancear localmente la generación y las cargas. (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018)

Estas características hacen de las microrredes soluciones idóneas para aplicaciones como la electrificación de áreas remotas o países en vías de desarrollo, así como para aplicaciones de resiliencia ante cortes del suministro, si se integran en la red general de distribución.

2.2. Evaluación de la fiabilidad en redes eléctricas

Fallos en sistemas de distribución eléctrica y soluciones

Como los sistemas eléctricos se componen de un gran número de elementos interconectados, es necesario que cada uno de ellos cumpla su función de manera fiable, ya que el fallo en uno de los componentes puede producir cortes temporales en el suministro, incluso aunque el resto de componentes estén en perfecto estado.

Los fallos en los componentes y equipos eléctricos pueden producirse por una variedad de causas (sobrecorrientes o sobretensiones, defectos de construcción, mal aislamiento o acoplamiento son las más frecuentes) pero en general, si las condiciones son controladas, suelen ser mínimos. Estas condiciones controladas se dan, normalmente, tanto en las centrales generadoras como en los equipos que consumen energía eléctrica; es decir, en los extremos de la red.

Es en la fase de transporte y distribución en la que las condiciones de operación son más difíciles de controlar. Los entornos y las condiciones meteorológicas cambiantes, así como distintos grados de incertidumbre respecto a la seguridad de las líneas, añaden una dimensión más al problema del diseño de la red: la fiabilidad de la misma.

Para solucionarlo, generalmente se siguen dos tendencias entre las cuales hay un rango de soluciones particulares a tomar:

Por un lado, minimizar el número de fallos directamente. Con el objetivo de reducir la probabilidad de un fallo al mínimo, es necesario emplear materiales o técnicas que garanticen altos grados de protección contra los elementos, componentes de altísima calidad y varias barreras físicas para proteger la instalación, lo que deriva en altos costes materiales.

En el otro extremo, aumentar el grado de mallado de la red. En este caso se asume que los fallos ocurrirán, siendo el objetivo de esta estrategia disponer siempre de un camino alternativo para la distribución de potencia cuando estos ocurran. El ahorro material en la protección contra los elementos y seguridad se puede ver eclipsado por un mallado excesivo de la red y un bajo factor de carga de la instalación.

En las redes eléctricas a gran escala, gestionadas por el mismo operador, se suelen emplear soluciones que combinan estas dos estrategias, con la ventaja de la economía de escala para hacer frente a los costes que puedan derivar de una solución no óptima.

Este no es el caso de las microrredes: tiene sentido que su reducido tamaño, tanto físico como en número de usuarios, se traduzca en un menor presupuesto y una mayor necesidad de utilizarlo eficientemente. Además, como se ha puntualizado anteriormente, el uso de microrredes no está extendido en la mayoría de lugares, por lo cual todavía se requiere un estudio detallado de cada caso que determine las soluciones a implementar.

La solución óptima pasará, pues, por un punto medio entre los dos extremos, y para facilitar esta decisión se hará uso de los índices de fiabilidad, que cuantifican esta propiedad de diferentes maneras.

Parámetros de fiabilidad

Los índices de fiabilidad se obtienen a partir de parámetros básicos de fiabilidad. Estos parámetros son características del sistema objeto del estudio, y se obtienen para cada punto i de la red donde existe una carga.

λ = tasa de fallo, medida habitualmente en fallos/año.

r = tiempo de reparación por fallo, medido en horas

$U = \lambda \cdot r$ = tiempo de interrupción anual, medido en horas/año

Cabe destacar que estos tres parámetros responden a las medidas tomadas en sistemas reales a largo plazo, siendo su valor final un valor promediado de todas las medidas obtenidas. (Billinton & Allan, 1996)

Índices de fiabilidad: Frecuencia de las interrupciones

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index o Índice de la frecuencia media de interrupción del sistema)

$$SAIFI = \frac{\text{número total de interrupciones a clientes}}{\text{número total de clientes con suministro}} = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i}$$

Ecuación 1. Obtención del índice SAIFI (Billinton & Allan, 1996)

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index o Índice de la frecuencia media de interrupción del cliente)

$$CAIFI = \frac{\text{número total de interrupciones a clientes}}{\text{número total de clientes afectados}}$$

Ecuación 2. Obtención del índice CAIFI (Billinton & Allan, 1996)

Estos dos índices representan la frecuencia con la que ocurren las interrupciones del servicio. La diferencia entre SAIFI y CAIFI está en el denominador (número de clientes servidos y número de clientes afectados). Contabilizando en el segundo caso sólo una vez a cada cliente cuyo servicio ha sido interrumpido, aunque haya sufrido más de una interrupción, se puede utilizar el índice CAIFI para estudiar las tendencias en el tiempo de un sistema en concreto. Como el número de clientes conectados variará en el tiempo, y en muchos casos habrá clientes que no sufran interrupciones durante el periodo de estudio, en análisis, por ejemplo, de varios años consecutivos, el índice CAIFI es muy interesante (Billinton & Allan, 1996).

Índices de fiabilidad: Duración de las interrupciones

SAIDI (System Average Interruption Duration Index o índice de duración media de las interrupciones del sistema)

$$SAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de las interrupciones a clientes}}{\text{número total de clientes}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i}$$

Ecuación 3. Obtención del índice SAIDI (Billinton & Allan, 1996)

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index o índice de duración media de las interrupciones a clientes)

$$CAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de las interrupciones a clientes}}{\text{número total de interrupciones a clientes}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum \lambda_i \cdot N_i}$$

Ecuación 4. Obtención del índice CAIDI (Billinton & Allan, 1996)

En este caso ocurre lo mismo que con los índices de frecuencia. El índice CAIDI pone el foco en el cliente, lo que da una mejor idea no sólo de la fiabilidad del sistema, sino de la calidad y rapidez de la respuesta a las interrupciones del servicio.

Índices de fiabilidad: Disponibilidad del sistema

ASAI (average system availability index o índice de disponibilidad media del sistema)

$$ASAI = \frac{\text{horas de servicio disponible para el cliente}}{\text{horas de servicio demandadas por el cliente}} = \frac{\sum N_i \cdot 8760 - \sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i \cdot 8760}$$

Ecuación 5. Obtención del índice ASAI (Billinton & Allan, 1996)

Según se desee caracterizar el sistema, este índice se muestra junto con el ASUI (índice de indisponibilidad media del sistema), cuyo valor es el resultado de sustraer ASAI a 1. Combinados, proporcionan una evaluación muy sencilla del desempeño del sistema.

2.3. Métodos de evaluación de la fiabilidad

Una vez se tienen las fórmulas que explican los índices de fiabilidad, es necesario obtener la información para introducir en las mismas.

Cuando se dispone de medidas experimentales (es decir, cuando el sistema a estudiar ya está en funcionamiento y lo que se pretende es evaluar su desempeño) la obtención de los índices es inmediata. Los parámetros de fiabilidad antes mostrados se pueden medir fácilmente y las fórmulas producen los índices.

Sin embargo, cuando lo que se busca es hacer un análisis previo a la instalación de un determinado sistema, es preciso recurrir a los métodos de evaluación de la fiabilidad: partiendo de una serie de valores dados, se puede hacer una idea más o menos precisa del comportamiento de la red.

Dentro de estos métodos, existen dos alternativas principales: la simulación y los métodos analíticos. Cada uno tiene sus aplicaciones, ventajas y desventajas, que se explican a continuación.

1. Métodos analíticos

Los métodos analíticos son los más sencillos de los expuestos en este documento. Su funcionamiento se basa en asignar valores estimados para las magnitudes que sean necesarias (tasas de fallo, tiempos de reparación...) y operar directamente con estos valores para obtener los índices de fiabilidad. La sencillez de este tipo de métodos es, a la vez, una ventaja y un inconveniente: ofrecen soluciones relativamente rápidas para los análisis de fiabilidad, pero requieren de un nivel de simplicidad del sistema a estudiar que muchas veces hace inviable su aplicación.

2. Procesos de Markov

El análisis de la fiabilidad mediante procesos de Markov utiliza probabilidades de ocurrencia para los sucesos que se estudian. Sin embargo, en este caso, los distintos sucesos y sus probabilidades dependen de la evolución del sistema, tomando distintos caminos en función de los eventos anteriores.

Para modelar un sistema de este modo, han de definirse estados del mismo en función del estado de cada uno de los componentes. El paso del sistema de un estado a otro tendrá, a su vez, cierta probabilidad de ocurrir y, en general, los cambios de estado pueden producirse en las dos direcciones (del estado A al B y viceversa). Esto produce una representación más fiel y realista del sistema a estudiar, todo esto sin requerir una gran cantidad de memoria, ya que cada paso sólo depende de su antecesor inmediato.

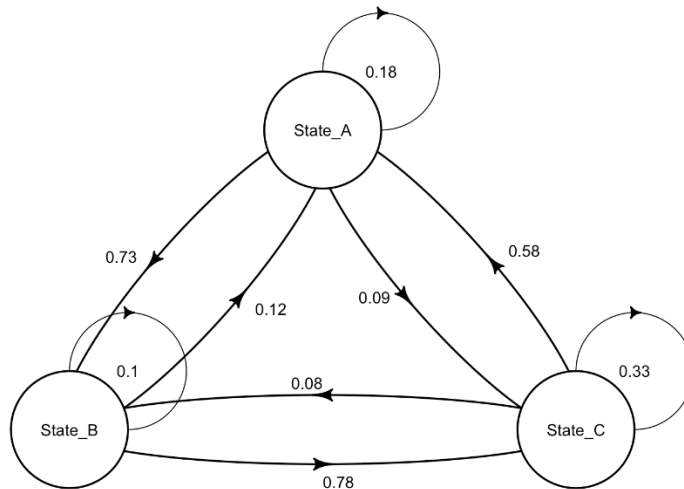


Figura 4. Esquema gráfico del espacio de estados de Markov, indicadas las probabilidades de cambio entre cada dos estados. (graph - R: Drawing markov model with diagram package (making diagram changes), 2018)

3. Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es un método no determinista; esto es, no tiene una solución o conclusión únicas. En lugar de tomar valores fijos desde el inicio, se procede asignando probabilidades de ocurrencia a los sucesos que se desean estudiar, simulando entonces un número determinado de ciclos de funcionamiento y observando el comportamiento del sistema.

En cada paso de simulación existe un gran número de combinaciones, de modo que los resultados finales para las mismas condiciones iniciales pueden variar en gran medida (Billinton & Allan, 1996).

Naturalmente, conforme aumenta el tamaño y complejidad del sistema bajo estudio, crece el número de variables, datos a tener en cuenta y posibles situaciones. Por esto, en el caso de cualquier red eléctrica compleja, se requiere una gran potencia de computación para acomodar las probabilidades, los sucesos relacionados y la cantidad de ciclos que se suelen simular para obtener un resultado significativo.

3. DESARROLLO DEL TRABAJO. SIMULACIÓN DE LA RED

La carga del trabajo se va a dividir entre dos programas: uno de ellos ejecutará la parte 'técnica' del sistema (simulación de las redes, almacenamiento y generación de las características eléctricas) mientras que el otro tendrá las funciones de control y proceso de los datos obtenidos.

El programa que llevará a cabo la parte técnica será OpenDSS, mediante el uso de un servidor COM controlado desde MATLAB.

3.1 OpenDSS

Historia y aplicaciones iniciales

OpenDSS (acrónimo de Open Distribution System Simulator) es un programa de simulación de sistemas de distribución eléctrica desarrollado por el Electric Power Research Institute (EEUU). Fue creado en 1997 como herramienta para evaluar el impacto de los recursos de generación distribuida en las redes de distribución, y diez años más tarde se hizo de código abierto para dar soporte al avance en aplicaciones como *smart grids*.

Este programa ha sido desarrollado con motivaciones tanto industriales como de investigación. Esta característica, junto con el hecho de que sea de código abierto se pone de manifiesto cuando los propios creadores y desarrolladores (Roger Dugan, Davis Montenegro, Paulo Radatz, Celso Rocha) están en contacto y retroalimentación con la comunidad de usuarios e investigadores de manera constante a través de los foros y las discusiones sobre el programa, mientras sirve su propósito industrial siendo empleado para planificar y diseñar sistemas eléctricos.

Interfaz y funcionamiento

La interfaz de la aplicación independiente (standalone) se compone de una ventana para la introducción de comandos (1), una ventana de resumen y resultados (2) y una barra superior de herramientas y opciones (3), que casi en su totalidad son atajos para comandos existentes en la interfaz de texto. (set, show, plot...)

A estas alturas la parte principal es la **ventana de comandos** y su utilización. El código introducido en esta ventana es la manera de definir el circuito que se desea estudiar. Una vez el circuito ha sido definido, el resto de usos que se le dan a la ventana de comandos es: establecer, ejecutar y manipular la simulación, definir y manipular los outputs y modificar el circuito.

Los comandos sólo se evalúan cuando el usuario los selecciona y da la orden de evaluarlos, de modo que es posible ejecutar los comandos en el orden que se desee.

La mayor parte del código que se introduce en la ventana de comandos es la definición del circuito, y para ese propósito es muy conveniente el lenguaje de programación que se utiliza: Object Pascal es un lenguaje OOP (Object Oriented Programming), que encaja bien con la aplicación de OpenDSS.

Los componentes de los sistemas de distribución eléctrica en el mundo real se pueden diferenciar en clases y tienen distintas propiedades y características, siendo ésta una estructura homóloga a las clases, objetos y propiedades que se utilizan en la programación orientada a objetos.

Una ventaja de utilizar programación orientada a objetos junto con una interfaz de texto es la flexibilidad a la hora de llevar a cabo simulaciones de distintos tipos. Sin embargo, cuando es necesario manipular una gran cantidad de objetos distintos y tomar decisiones la OOP no es cómoda.

La **ventana de resumen y resultados** muestra simplemente los datos representativos de la simulación: el número de buses y nodos, el modo de solución, el tiempo simulado, las potencias activas y reactivas, o las tensiones máximas y mínimas en valores por unidad.

Por último, la **barra de herramientas** permite seleccionar distintas opciones, principalmente enfocadas a la extracción de resultados.

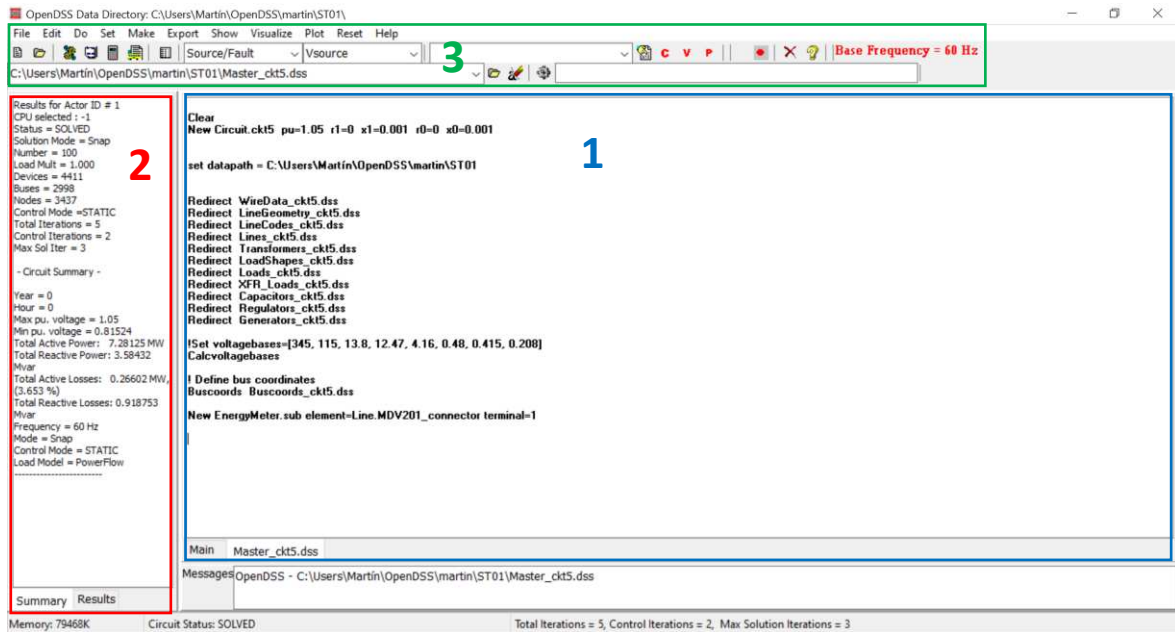


Figura 5. Interfaz del ejecutable independiente de OpenDSS (fuente: elaboración propia)

Definición de circuitos

Para crear un nuevo elemento, se utiliza la sintaxis habitual en la programación orientada a objetos: el comando `new`, seguido de la clase a la que pertenecerá el objeto y el nombre que se le va a dar, separados por un punto. A continuación se asignan los valores de cada propiedad, pudiendo emplear el símbolo `~` para separar la declaración en varias líneas, facilitando la vista de todas sus propiedades de manera más compacta. Por ejemplo, para crear un elemento del tipo carga (load) cuyo nombre será `carga1`, trifásica conectada en triángulo (delta) en el bus 671, se escribiría tal como en el Código 1. Estructura de definición de un elemento carga (fuente: elaboración propia)

Como se observa en el ejemplo, todos los elementos tienen terminales que se conectan a los buses del circuito. Los buses no requieren definición independiente, sino que se crean con la declaración de cada elemento que hay conectado a cada bus. Cada bus tiene un número indefinido de nodos, donde se conectan los terminales, estando el nodo 0 siempre conectado a tierra.

OpenDSS funciona con grupos de clases, que incluyen clases de elementos, y estos a su vez tienen distintas propiedades. Los tres grupos principales son los elementos de distribución de potencia como líneas o transformadores (PElements, de Power Distribution Elements), los elementos convertidores de potencia como cargas o generadores (PCElements, de Power Conversion Elements) y los elementos de control como relés o fusibles (Controls). Esta nomenclatura se utiliza para acceder a la información común de estas clases, así como para su acceso desde el servidor COM del que OpenDSS dispone (Dugan & Montenegro, 2021) (Martínez Velasco & Guerra, 2016)

La base sobre la que se definen los elementos y conexiones es el elemento circuito. Este objeto, que no tiene contrapartida en un circuito real, sirve de referencia para niveles de tensión, número de fases, resistencias y capacitancias. Por este motivo, ha de ser definido en primer lugar para que el resto de elementos puedan ser utilizados.

El circuito más básico es el que sólo contiene el elemento circuito. Se añaden PDElements, PCElements y elementos de control, así como medidores de energía y monitores en el orden deseado, siempre que tengan sentido unos con otros. Después de haber definido el circuito, se lleva a cabo la simulación y se extrae la información que se desee.

Como se ha indicado, la definición del circuito, la solución y las órdenes para la extracción de datos se introducen en la ventana de comandos. Esto no quiere decir que sea necesario incluir todos estos datos en un mismo fichero cuyas dimensiones hagan incómodo e ineficiente el manejo del programa; una manera más eficiente, limpia y ordenada de hacerlo es la utilización de distintos ficheros según el uso que se le vaya a dar.

La práctica habitual es la de utilizar un fichero master, desde el cual se redirige a los ficheros que contienen las definiciones de los objetos, las características de los outputs o los modos de solución, tal como se observa en Código 2. Fichero master.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI), Código 3. Fichero Linecodes.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI) y Código 4. Fichero transformers.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI), en el anexo.

OpenDSS dispone de distintos modos de simulación, aunque para el programa que se va a diseñar se utilizará únicamente el modo snap o snapshot (instantánea), que resuelve el circuito en estado estacionario y permite acceder a las variables de cada elemento.

Circuitos de prueba

El sistema de evaluación de la fiabilidad que se va a diseñar se va a probar en distintos circuitos. El objetivo es determinar el comportamiento del programa según las características y distintas complejidades de los circuitos, para determinar los puntos fuertes y débiles.

Los circuitos de prueba siguen una estructura radial, ya que, a pesar del alto grado de mallado de las microrredes tal y como se ha explicado anteriormente, la operación de las mismas se lleva a cabo de forma radial. Como se explica en (Martínez Velasco & Guerra, 2016), en una microrred se define una serie de zonas a las que dar servicio con estructuras radiales, reconfigurando en caso de necesidad

Los circuitos de prueba son los siguientes:

	IEEE 13Bus	IEEE 34Bus	IEEE 37Bus	IEEE 123Bus	IEEE 8500node	EPRI ckt5	EPRI ckt7	EPRI ckt24
Número de cargas	15	68	30	91	1177	1379	5694	3885
Potencia activa total (kW)	3466	1769	2457	3490	10773	7132	76608	50942
Longitud total de conductor (km)	2,4994	93,9131	5,48	11,8820	169,8565	77,2485	12,8748	119,0915

Tabla 1. Resumen de las características de los circuitos de prueba (fuente: elaboración propia)

Las definiciones de todos los circuitos siguen la estructura explicada anteriormente, utilizando un fichero master.dss que redirige a las definiciones de los elementos.

Todos los circuitos han sido diseñados y transcritos a código por el IEEE y el EPRI, y en su configuración original se componen de líneas, transformadores y cargas distribuidas.

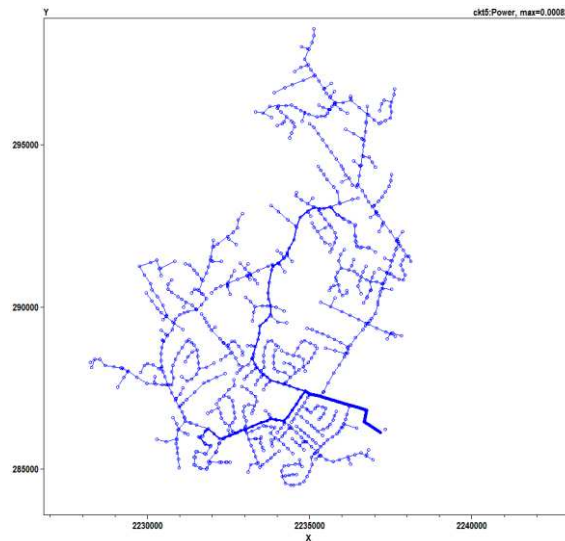


Figura 6. Topología del circuito ckt5 del EPRI (fuente: elaboración propia)

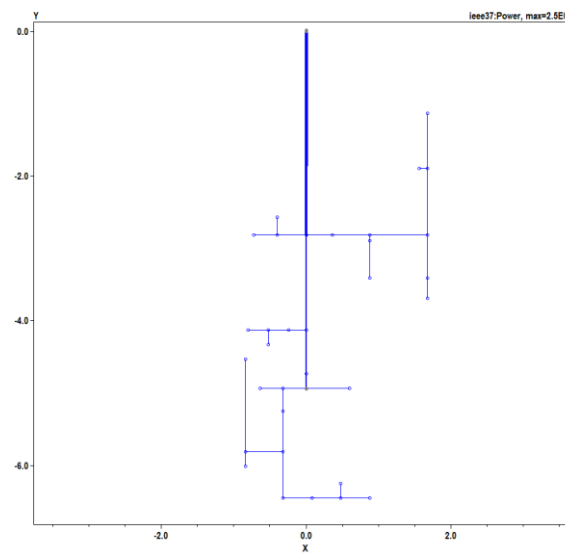


Figura 7. Topología del circuito IEEE 37bus (fuente: elaboración propia)

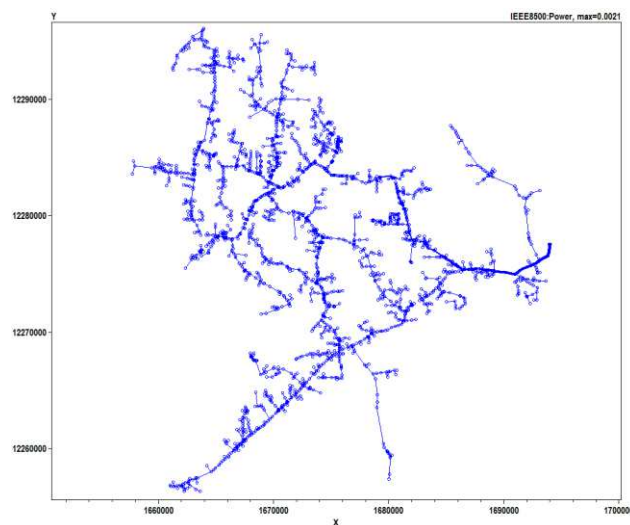


Figura 8. Topología del circuito IEEE 8500-node (fuente: elaboración propia)

3.2 MATLAB

Como se ha indicado en repetidas ocasiones durante este trabajo, la parte central del mismo se desarrolla utilizando un servidor COM (Component Object Model). Un servidor COM no es más que una interfaz binaria para componentes de software, que permite la creación y manipulación de objetos de una manera neutral con respecto al lenguaje. De este modo, distintos entornos de programación pueden interactuar con el mismo objeto, lo cual abre enormes posibilidades de trabajo (Component Object Model - Wikipedia, la enciclopedia libre).

Como se ha indicado en el apartado anterior, el programa que desarrolla la tarea propuesta es MATLAB. Este programa es considerablemente más conocido que OpenDSS en el ámbito ingenieril, por lo cual la introducción al mismo será más breve.

En esencia, MATLAB (acrónimo de MATrix LABoratory) es una plataforma de cálculo numérico con programación de alto nivel que permite desarrollar programas para ejecutarlos tanto en el propio entorno como en aplicaciones externas. La ventaja de este programa respecto a OpenDSS es la capacidad de utilizar programación dirigida por eventos (condicionales y bucles) además de la orientada a objetos.

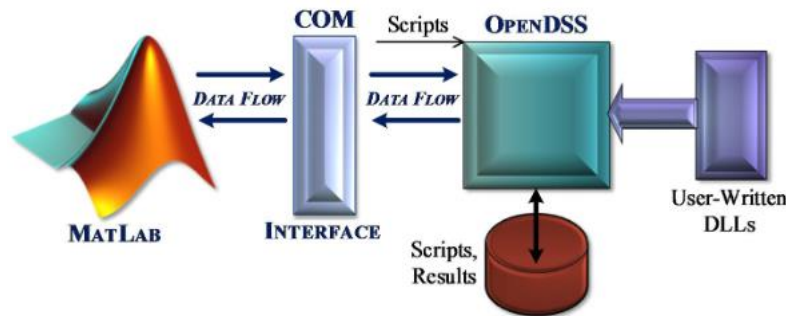


Figura 9. Esquema de funcionamiento de la interacción entre OpenDSS y MATLAB
(Camilo, Pires, Castro, & Almeida, 2018)

Introducción al manejo de ActiveX / COM

Para acceder al servidor COM de OpenDSS desde MATLAB, se hace una llamada a la función `actxserver` pasando como argumento el identificador del programa (en este caso, `OpenDSSEngine.DSS`). A continuación se comprueba con una declaración `if` que el servidor se haya iniciado con éxito, emitiendo un mensaje de fallo en caso contrario, como se indica en el Código 5. Comando para la activación del servidor COM de OpenDSS desde MATLAB (fuente: elaboración propia).

En este momento, adicionalmente a las funciones y comandos habituales de MATLAB, se tiene acceso al servidor COM, pudiendo utilizar sus interfaces y propiedades.

La interfaz del servidor COM es el objeto `DSSObj` que devuelve la función `actxserver`. El acceso al resto de interfaces (todas ellas subinterfaces de `DSSObj`) se lleva a cabo indicando la interfaz principal, seguida de un punto y la interfaz en cuestión. Así, para acceder a la interfaz `circuito` (`ActiveCircuit`) se escribe tal como en el Código 6.

Como se observa, se le asigna la variable `DSSCircuit` para hacer más sencillo su acceso. Este proceso es el mismo para todas las interfaces y subinterfaces, y se lleva a cabo al comienzo del programa.

Una vez asignadas las variables, es posible acceder a las propiedades de cada interfaz de manera análoga. Para acceder a la propiedad Name de la interfaz Loads, se emplearía el Código 7.

Cuando se hace una llamada a las propiedades, el resultado puede tomar distintas formas: el valor de la propiedad, una variable lógica (1-true / 0-false) o índices dentro de una lista. En varios casos, es posible aprovechar el resultado que devuelven las propiedades para determinar características del circuito.

El servidor COM de OpenDSS trabaja con elementos activos. Es decir, para leer o escribir información de un determinado elemento tiene que haber sido activado previamente utilizando las interfaces del servidor. Los elementos pertenecen, igual que en el ejecutable independiente, a diferentes clases y subclases, y la base de todos es el CircuitElement (elemento circuito).

Interfaces

ActiveCircuit: es la primera interfaz en definirse una vez la función está en marcha. Como se ha indicado anteriormente, al elemento circuito están conectados el resto de elementos. Por eso, dentro de la interfaz del mismo están embebidas el resto de interfaces para acceder a los elementos del circuito.

Text: esta interfaz se utiliza para comunicarse mediante texto con OpenDSS, en los dos sentidos. Es decir, se puede enviar información al programa mediante comandos (con la propiedad *DSSText.Command*) o recibir resultados del programa (utilizando *DSSText.Result*).

ActiveElement: sirve para acceder a las propiedades del elemento activo, independientemente de la clase a la que pertenezca.

PDElements: se utiliza para acceder a los elementos de distribución de potencia (Power Distribution Elements). Principalmente, líneas y transformadores, que además tienen sus propias interfaces (**Lines y Transformers**)

Loads, Transformers, Meters y Monitors: análogamente a PDElements, acceden a las propiedades de las cargas, transformadores, medidores y monitores del circuito, respectivamente.

ActiveBus: esta interfaz contiene las propiedades relativas al bus que está activo en ese momento, aunque no sigue la misma estructura que sus contrapartidas Loads y PDElements. La elección de qué bus es el que está activo en cada momento se toma e implementa con la interfaz DSSCircuit, y la mayoría de las propiedades de ActiveBus son sólo de lectura.

Propiedades

Count

Disponible en la interfaz ActiveClass, así como cualquier interfaz que haga referencia a un grupo o tipo de elemento (PDElements, Lines, Transformers, Loads...): devuelve el número de objetos del tipo de la interfaz seleccionada que hay en el circuito activo. Su utilidad es similar al comando *size()* en MATLAB, para determinar el tamaño de un elemento y utilizarlo en un bucle.

First

Similar a *Count* en las interfaces en las que está disponible, esta propiedad configura como elemento activo el primer elemento de la interfaz en que se encuentra. Se utiliza al inicio de los bucles para asegurarse de que el comienzo del bucle y del recorrido por la interfaz están sincronizados.

Next

De nuevo, está disponible en las interfaces que hagan referencia a un grupo de elementos, y su función es que el estatus de 'elemento activo' pase al siguiente elemento de la clase.

Name

Devuelve el nombre del elemento activo.

AllNames

Devuelve una matriz tipo cell, con los nombres de todos los elementos de la clase en forma de cadena de caracteres.

FaultRate

Esta propiedad sólo está disponible para la interfaz de PDElements. Devuelve la tasa de fallo del elemento activo.

RepairTime

Igual que *FaultRate*, sólo está disponible para la interfaz de PDElements. Sin embargo, mientras que sí se puede especificar un tiempo de reparación para cada línea, no es posible para los transformadores. Debido a esto, cuando se requiera calcular el índice U de un elemento transformador, se definirá una variable como el tiempo de reparación del mismo y se calculará con ella.

LoadList

Esta propiedad está disponible en la interfaz ActiveBus. De manera similar a *AllNames*, devuelve una lista con los nombres de las cargas conectadas al bus activo.

ParentPDElement

Esta propiedad, que será crucial en el desarrollo del programa, hace que el elemento activo pase a ser el que se encuentra directamente aguas arriba del actual, hasta llegar al inicio de la línea. Además, su manera de funcionar lo hará muy útil, ya que devuelve un valor 0 cuando no quedan más elementos aguas arriba, permitiendo comprobar cuándo se ha llegado al inicio.

[Programa en MATLAB](#)

Una vez explicados los elementos que van a servir de base para el sistema, se procede a describir el mismo.

El objetivo más básico del sistema es la construcción de una base de datos donde almacenar los parámetros de fiabilidad asociados a cada carga. Con esto se podrán calcular los índices necesarios para caracterizar cada red. Adicionalmente, como se pretende utilizar este sistema para determinar la fiabilidad de redes previamente a su construcción, se va a evaluar la variación de estos índices en función de la tasa de fallo.

Como se ha explicado anteriormente, el programa está diseñado en MATLAB para acceder al servidor COM de OpenDSS. Cuando esto ocurre, se compila el circuito y se inicializan las variables a utilizar, dando paso a la ejecución del bucle principal del programa. En este momento se genera

un vector que almacena todas las posibles tasas de fallo que se van a estudiar. El bucle principal tomará los elementos de este vector para modificar las tasas de fallo de los elementos de distribución en cada repetición.

Este bucle (1) se ejecutará tantas veces como puntos se deseen en el estudio de variación de los índices de fiabilidad. Este número, determinado con las variables, estará directamente relacionado con la resolución que se requiera en este estudio.

En cada repetición del bucle 1 se inspeccionan, primero línea por línea (bucle 2) y después bus por bus (bucle 3), todas las cargas. El proceso cuando se inspecciona una carga es siempre el mismo: utilizar la interfaz ParentPDElement para recorrer uno a uno los elementos de distribución (líneas y/o transformadores) aguas arriba hasta el origen del circuito. Este punto será desde el que, si la red radial forma parte de una microrred, se alimenten habitualmente todas las cargas de la misma.

En cada paso avanzado hacia el origen, se registran la tasa de fallo y el tiempo de reparación del elemento de distribución actual, y se almacenan en una matriz para cada parámetro.

Cuando finalizan los bucles 2 y 3, se obtienen varias matrices correspondientes a los parámetros de fiabilidad, con tantas filas como cargas se hayan estudiado y tantas columnas como elementos de distribución constituyan el camino aguas arriba hacia el origen.

Recorriendo estas matrices se calculan los índices de fiabilidad para la tasa de fallo dada, que son a su vez almacenados para variar la tasa de fallo y repetir el proceso.

Finalmente, se muestra el tiempo requerido para realizar las simulaciones, así como una gráfica con la evolución de los índices de fiabilidad.

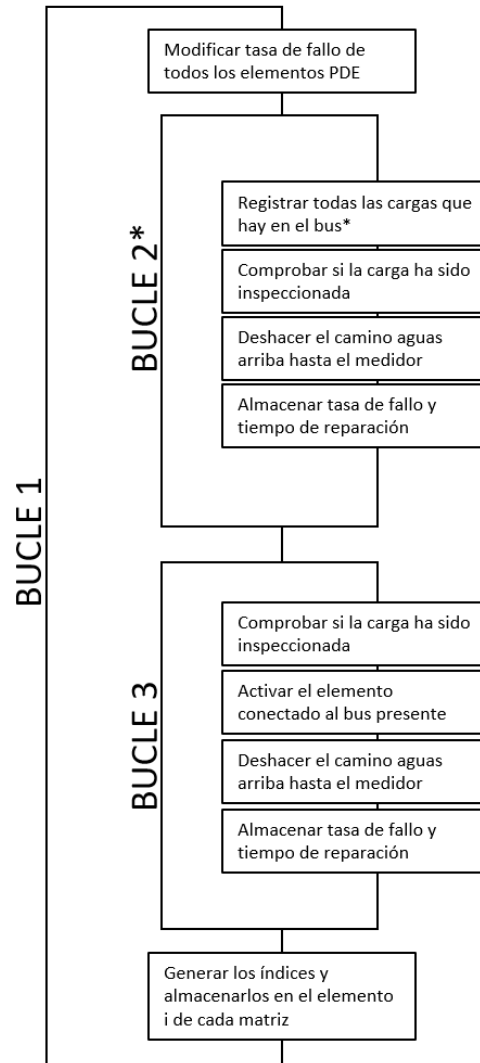


Figura 10. Diagrama descriptivo del bucle principal del programa. (fuente: elaboración propia)

4. RESULTADOS

El programa se ejecuta una vez con cada circuito de prueba, generando una gráfica que muestra la evolución de los índices de fiabilidad en función de la tasa de fallo y devolviendo el tiempo empleado en la simulación.

De las gráficas obtenidas, como se observa a continuación, se pueden extraer lecturas muy claras:

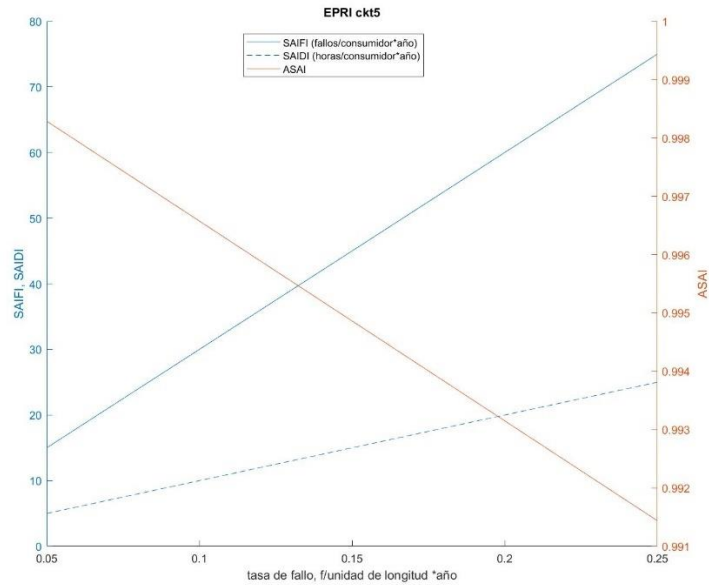


Figura 11. Gráfica resultante del circuito ckt5 (fuente: elaboración propia)

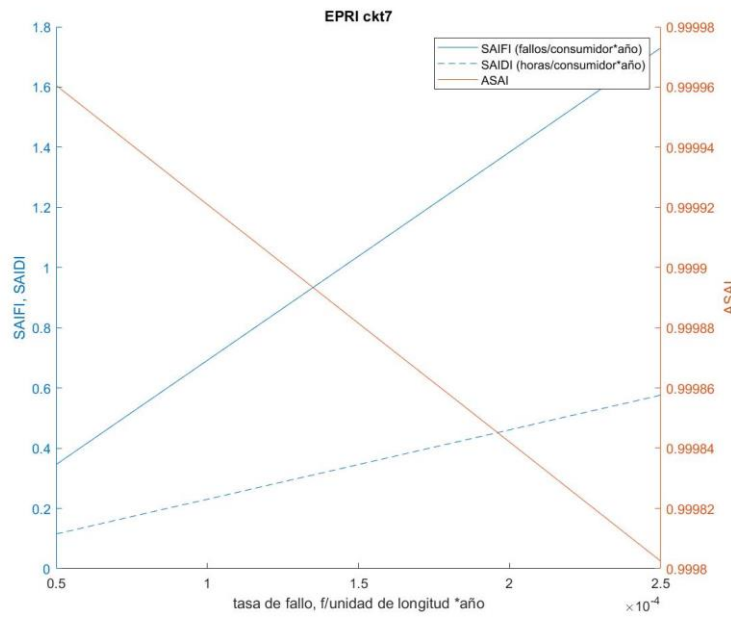


Figura 12. Gráfica resultante del circuito ckt7 (fuente: elaboración propia)

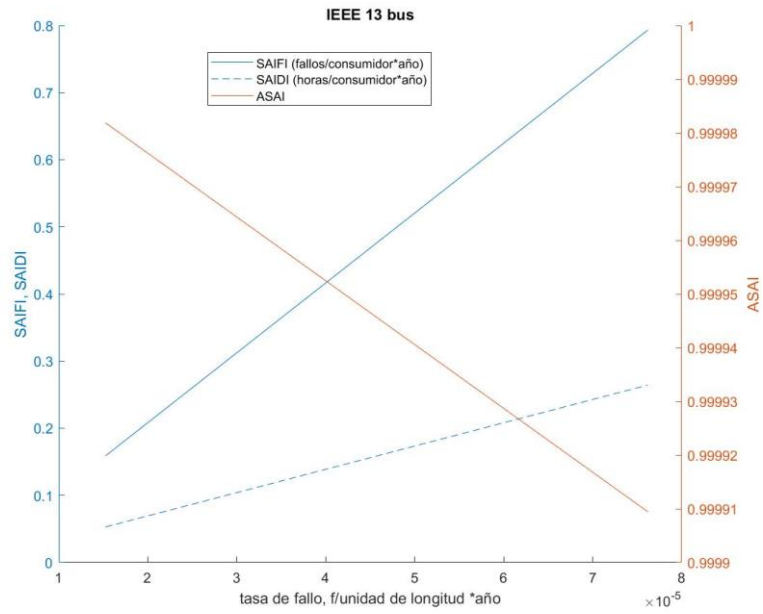


Ilustración 1. Gráfica resultante del circuito IEEE13 (fuente: elaboración propia)

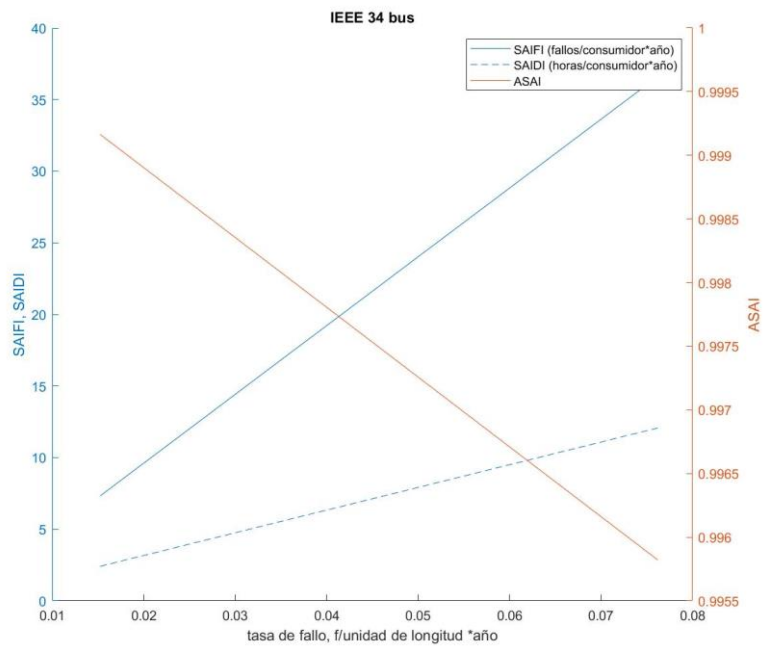


Ilustración 2. Gráfica resultante del circuito IEEE34 (fuente: elaboración propia)

Los índices cuya variación se estudia son los siguientes:

SAIFI (fallos por cliente y año)

SAIDI (horas de interrupción por cliente y año)

ASAI

La forma de las gráficas obtenidas para todos los circuitos estudiados muestra la clara correlación entre la tasa de fallo de los elementos de distribución y los índices de fiabilidad; en el caso de los índices SAIFI y SAIDI es de manera directa, siendo inversamente proporcional la relación con ASAI.

Una vez observada la tendencia de las gráficas, el siguiente aspecto a estudiar es la magnitud de las mismas. Dado que ASAI es un índice adimensional, su valor es fácil y directamente comparable para todos los circuitos estudiados. Sin embargo, en el proceso de cálculo del resto de índices es de gran impacto el tamaño de la microrred estudiada. En este estudio en particular se encuentra esta diferencia en los circuitos ckt5 e IEEE34, las dos microrredes con mayor longitud de conductor, lo cual resulta en unos índices SAIFI y SAIDI proporcionalmente mayores a los encontrados en los circuitos ckt7 e IEEE13.

Por otro lado, es preciso evaluar el tiempo invertido en llevar a cabo la simulación para cada circuito, ya que éste será un indicador del buen o mal desempeño del sistema. Para la simulación de cada circuito, los tiempos de ejecución fueron los siguientes:

circuito	tiempo (s)	número de cargas	potencia total	longitud	número de líneas	tiempo por línea (s/línea)
EPRI ckt 5	52,87	1379	7132	77,2485	2429	0,021766159
EPRI ckt 7	36,77	5694	76608	12,8748	1159	0,031725626
EPRI ckt 24	238,29	3885	50942	119,0915	5222	0,045631942
IEEE 13	1,72	15	3466	2,4994	12	0,143333333
IEEE 34	3,29	68	1769	93,9131	32	0,1028125
IEEE 37	2,25	30	2457	5,48	36	0,0625
IEEE 123	3,12	91	3490	11,882	126	0,024761905
IEEE 8500	51,07	1177	10773	169,8565	3703	0,01379152

Tabla 2. Datos relevantes y tiempos de ejecución del sistema para cada circuito (fuente: elaboración propia)

Analizando el sistema, es razonable pensar que el parámetro que afectará en mayor medida al tiempo de ejecución será el número de líneas, ya que el bucle principal recorre todas las líneas del circuito independientemente de si hay cargas o no.

Al observar las siguientes gráficas se evidencia esa correlación de manera clara.

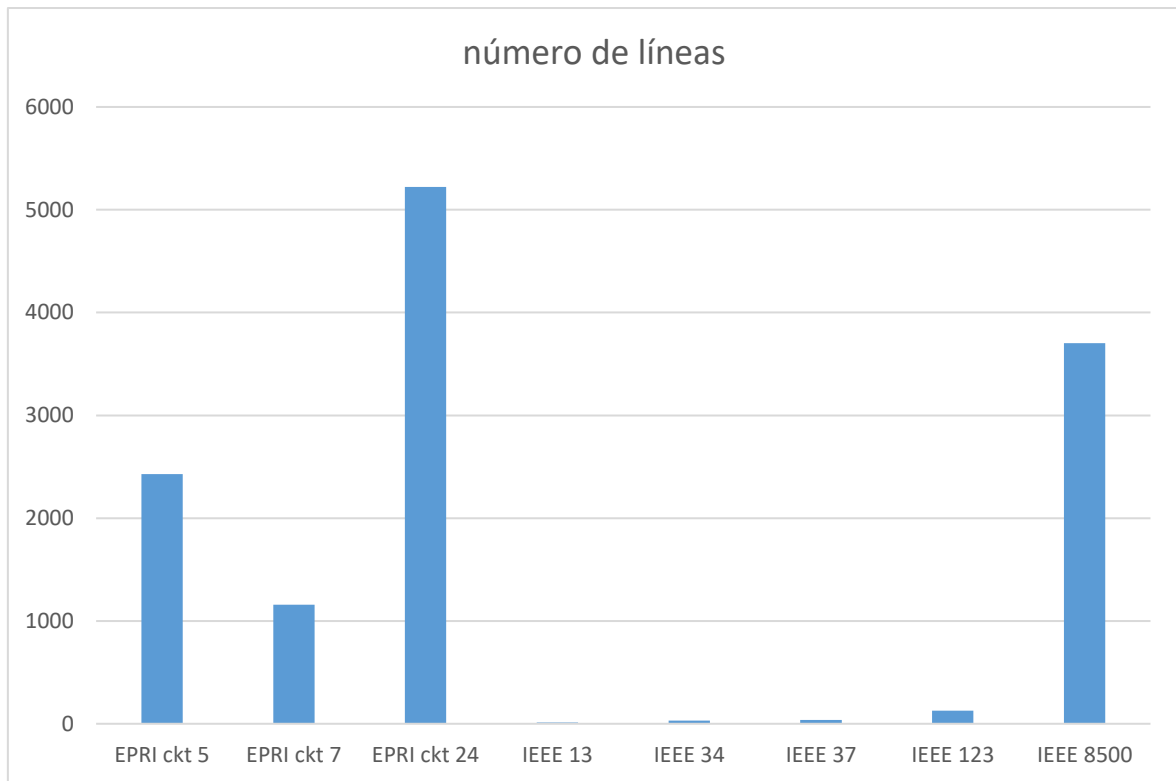


Figura 13. Número de líneas en cada circuito (fuente: elaboración propia)

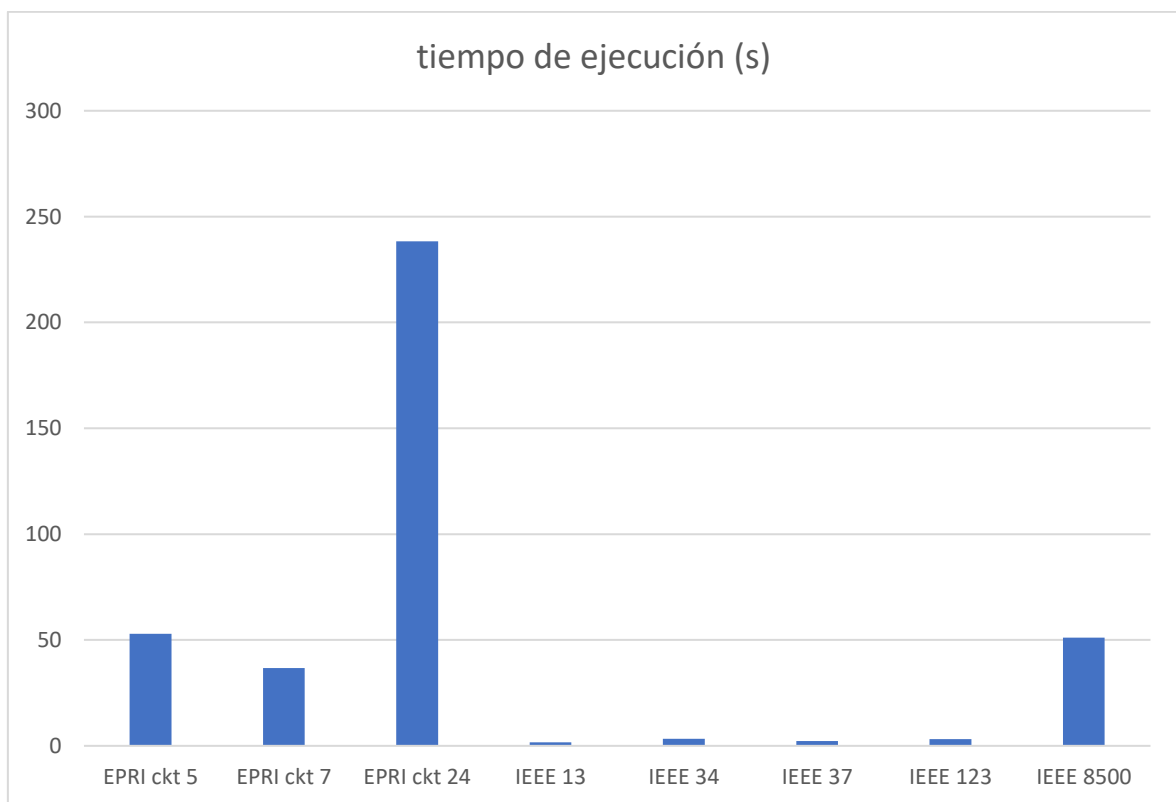


Figura 14. Tiempo empleado en el análisis de cada circuito (fuente: elaboración propia)

Por último, se observa también un relativo incremento en la eficiencia de tiempo del sistema cuando se estudian redes de mayor magnitud, como se observa en la gráfica a continuación, ya que el tiempo empleado tiende a disminuir con el aumento del número de líneas.

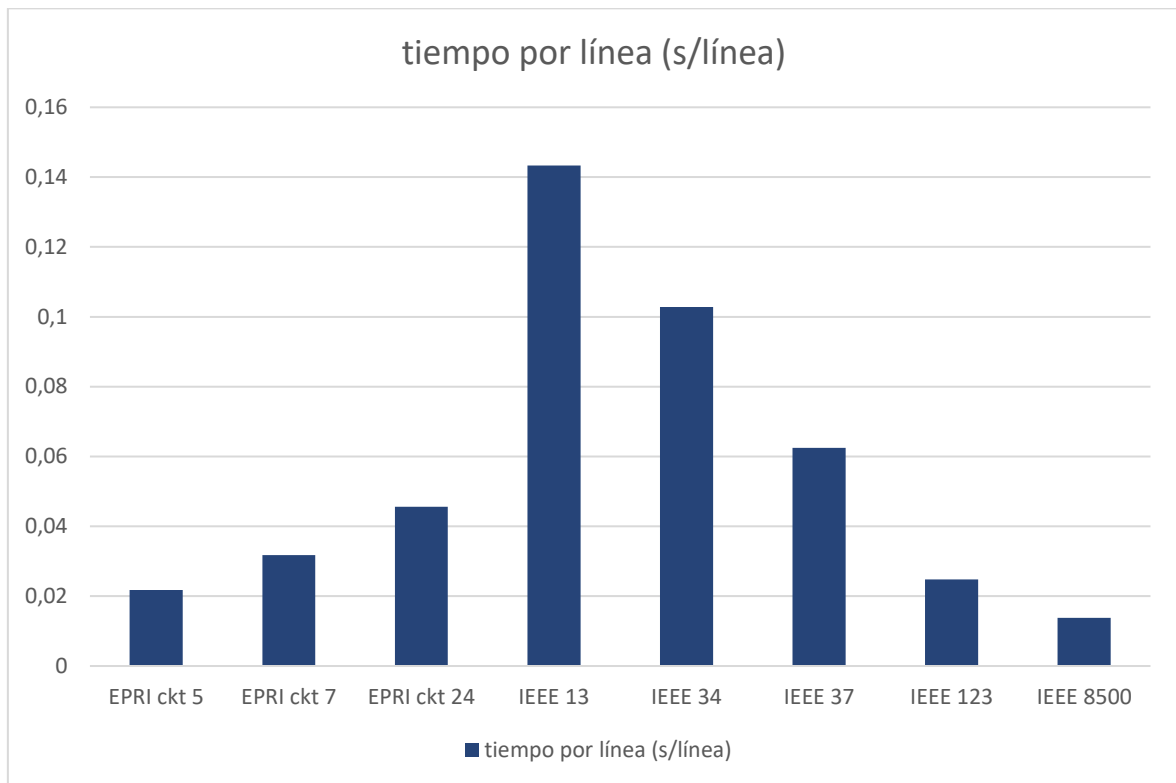


Figura 15. Relación entre el tiempo empleado y el número de líneas en cada circuito (fuente: elaboración propia)

5. ESTUDIO ECONÓMICO Y PRESUPUESTO

El estudio económico de este trabajo se dividirá, dado su carácter de investigación, en el coste de los recursos humanos y el de las licencias del software utilizado.

Recursos humanos

Las personas responsables de llevar a cabo el trabajo son el alumno autor y el profesor tutor. Asumiendo un salario por hora del nivel correspondiente a cada uno, el presupuesto de los recursos humanos es el siguiente:

Descripción	Cantidad (h)	Coste unitario (€/h)	Importe (€)
Ingeniero en formación	300	15	4500
Ingeniero industrial supervisor	50	25	1250
		Subtotal	5750

Licencias de software

A lo largo de este trabajo se han empleado varios programas, el coste de cuyas licencias se detalla a continuación:

Descripción	Cantidad	Coste unitario(€/ud)	Importe(€)
MATLAB R2021b	1	800 (anual)	800
OpenDSS	1	0 (código libre)	0
Microsoft Office	1	69	69
Subtotal			869

Presupuesto total

Descripción	Importe (€)
Recursos humanos	5750
Licencias de software	869
Total (sin IVA)	6619
I.V.A. (21%)	1389,99
Presupuesto definitivo	8008,99

El presupuesto combinado de los recursos humanos y las licencias del software utilizado asciende a OCHO MIL OCHO EUROS CON NOVENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (8008,99€).

6. CONCLUSIONES

El proceso de realización del trabajo ha sido relativamente sencillo, por varios motivos. En primer lugar, el programa desarrollado en MATLAB se compone en gran parte de elementos y comandos básicos de la programación de alto nivel; por su parte, OpenDSS, sin ser extremadamente intuitivo, muestra la manera de proceder con claridad, y la programación orientada a objetos es muy apropiada para la aplicación en redes eléctricas. Por otro lado, los métodos de evaluación de la fiabilidad utilizados son realmente sencillos en su comprensión y aplicación, por lo que no suponen un reto o una inversión grande de tiempo. Así pues, ni los objetivos del programa son imposibles de conseguir, ni el tipo de red estudiada da problemas a la hora de ejecutar el programa. Esto ha permitido simular el programa y dar lugar a resultados satisfactorios, consistentes en un análisis sencillo y rápido de redes radiales de distribución eléctrica.

En cuanto a los objetivos propuestos para el sistema a diseñar, podemos concluir lo siguiente:

Las redes a las que se ha aplicado el sistema varían notablemente en número de elementos, desde apenas una decena hasta varios miles de líneas y cargas distintas. Esta variación, que se traduce en grados muy distintos de ramificación, no ha tenido un efecto perceptible en el desempeño del programa, lo cual deja constancia de la capacidad del mismo para enfrentarse a redes muy distintas, incluso en el ámbito de las microrredes.

Los resultados de la ejecución del sistema son los índices de fiabilidad que pueden obtenerse utilizando el método seleccionado, obtenidos a partir de parámetros básicos de fiabilidad previamente generados y calculados.

Se ha implementado en el programa la capacidad de variar dichos parámetros de fiabilidad, reflejando de este modo el estudio de la aplicación de materiales de calidades diferentes.

El alcance de este trabajo, dentro del ámbito de las microrredes eléctricas, es el de un estudio sencillo pero efectivo de las mismas. En este sentido, es un sistema que por su modo de funcionamiento está preparado para admitir ampliaciones y aplicaciones en proyectos de mayor alcance, como el análisis temporal de fallos en sistemas eléctricos a pequeña-mediana escala.

El sistema puede ser aplicado de manera prácticamente inmediata para, definiendo límites para los índices de fiabilidad, determinar el material a emplear de modo que se satisfaga los mínimos o máximos definidos.

En cuanto al comportamiento y los resultados del sistema, es posible hacer los siguientes comentarios:

El indicador más importante es el de los resultados generados, que reflejan la eficacia del programa. En este sentido, los índices producidos son los únicos posibles con la información que proporciona el método seleccionado. Si bien no es razonable caracterizar una red enteramente con estos, son muy representativos de las redes que se estudian y sirven, junto con las propias características físicas y eléctricas de las redes, para dar una idea general de la situación de la red.

Por otro lado, el tiempo empleado para llevar a cabo el análisis de la fiabilidad es un indicador del comportamiento del sistema. En este aspecto, como se ha indicado anteriormente, el programa es predecible y rápido a la hora de generar resultados, tal y como se espera cuando se utilizan métodos analíticos.

En resumen, el sistema diseñado cumple con lo propuesto y sirve como base para futuras investigaciones en el campo de las microrredes.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Ali, S. (2013). *Smart Grids. Opportunities, Developments, and Trends*. London: Springer-Verlag.
- Anvari-Moghaddam, A., Abdi, H., Mohammadi-Ivatloo, B., & Hatziargyriou, N. (2021). *Microgrids. Advances in Operation, Control, and Protection*. Springer Nature Switzerland.
- ATERSA. (s.f.). *Placa Solar Monocristalina A-200M*. Obtenido de Atersa: Tienda Online de productos fotovoltaicos con Financiación: <https://atersa.shop/panel-solar-200w-24v-placa-solar-a-200m-gs/>
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Nueva York: Plenum Press.
- Bornay. (s.f.). *Wind + | Bornay - es*. Obtenido de <https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores/wind-plus>
- Camilo, F. M., Pires, V. F., Castro, R., & Almeida, M. E. (2018). The impact of harmonics compensation ancillary services of photovoltaic microgeneration in low voltage distribution networks. *Sustainable Cities and Society*, 449-458.
- Component Object Model - Wikipedia, la enciclopedia libre*. (s.f.). Obtenido de Wikipedia, la enciclopedia libre: https://es.wikipedia.org/wiki/Component_Object_Model
- Dugan, R., & Montenegro, D. (Junio de 2021). OpenDSS Manual.
- Eales, A., Walley, L., Buckland, H., Frame, D., & Strachan, S. (2018). Social Impacts of Mini-grids: Towards an Evaluation Methodology. *IEE Power Africa 2018*, (págs. 1, 2, 4). Ciudad del Cabo. doi:10.1109/PowerAfrica.2018.8521049
- Enair. (s.f.). *Aerogeneradores Enair, minieólica eficiente y evolucionada*. Obtenido de <https://www.enair.es/es/>
- graph - R: Drawing markov model with diagram package (making diagram changes)*. (1 de Septiembre de 2018). Obtenido de Stack Overflow - Where Developers Learn, Share & Build Careers: <https://stackoverflow.com/questions/52128574/r-drawing-markov-model-with-diagram-package-making-diagram-changes>
- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 404, 406, 408.
- Karami, Z., Shafiee, Q., Khayat, Y., Yaribeygi, M., Dragievi, T., & Bevrani, H. (2019). Decentralized Model Predictive Control of DC Microgrids with Constant Power Load. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*.
- Marnay, C., Lai, J., Stadler, M., & Siddiqui, A. (2009). Added Value of Reliability to a Microgrid: Simulations of Three California Buildings. *Cigré Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System*, (págs. 1-2). Calgary.
- Marnay, C., Stadler, M., Lai, J., & Siddiqui, A. (2009). Added value of reliability to a microgrid: Simulations of three California buildings. Calgary.
- Martínez Velasco, J. A., & Guerra, G. (2016). Reliability Analysis of Distribution Systems with Photovoltaic Generation Using a Power Flow Simulator and a Parallel Monte Carlo Approach. *Energies*.

- REE. (s.f.). *Almacenamiento Energético | Red Eléctrica de España*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>
- Rodriguez-Diaz, E., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2016). Intelligent DC Homes in Future Sustainable Energy Systems. *IEEE Consumer Electronics Magazine*, 74-80.
- Solar Jinko. (s.f.). *Jinko Solar - Tiger Neo*. Obtenido de <https://www.jinkosolar.com/en/site/tigerneo#s1>
- TEDOM. (s.f.). *MICRO - TEDOM CHP units*. Obtenido de <https://www.tedom.com/en/chp-units/micro/>
- United States Department of Energy. (2011). *DOE Microgrid Workshop Report*. San Diego, California.

ANEXOS

Códigos de OpenDSS

new load.carga1

~ bus1 = 671.1.2.3 phases = 3 conn = delta

Código 1. Estructura de definición de un elemento carga (fuente: elaboración propia)

Clear
New Circuit.ckt5 pu=1.05 r1=0 x1=0.001 r0=0 x0=0.001

set datapath = C:\Users\Martin\OpenDSS\martin\ST01

Redirect WireData_ckt5.dss
Redirect LineGeometry_ckt5.dss
Redirect LineCodes_ckt5.dss
Redirect Lines_ckt5.dss
Redirect Transformers_ckt5.dss
Redirect LoadShapes_ckt5.dss
Redirect Loads_ckt5.dss
Redirect XFR_Loads_ckt5.dss
Redirect Capacitors_ckt5.dss
Redirect Regulators_ckt5.dss
Redirect Generators_ckt5.dss

!Set voltagebases=[345, 115, 13.8, 12.47, 4.16, 0.48, 0.415, 0.208]
Calcvoltagebases

! Define bus coordinates
Buscoords Buscoords_ckt5.dss

New EnergyMeter.sub element=Line.MDV201_connector terminal=1

Código 2. Fichero master.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI)

New Linecode.UG_1/0AL
~ nphases=3 r1=0.560042 x1=0.244945 r0=0.961448 x0=0.261162
~ c1=68.8819914593514 c0=68.8819914593514
~ units=km baseFreq=60 normamps=150 emergamps=150 faultrate=0.1 pctperm=20 repair=3

New Linecode.BUSBAR nphases=3 r1=1e-4 x1=1e-4 r0=1e-4 x0=1e-4 c1=0 c0=0
~ units=km baseFreq=60 normamps=2000 emergamps=2000 faultrate=0.1 pctperm=20 repair=3

Código 3. Fichero Linecodes.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI)

New Reactor.MDV_SUB_1_HSB
~ bus1=SourceBus bus2=MDV_SUB_1_HSB r=0 x=(1.4255 1.0871 0.001 3 * - 115 12.47 / sqr *)
~ normamps=1000 emergamps=2000

New Transformer.MDV_SUB_1
~ phases=3 windings=2 buses=(MDV_SUB_1_HSB, MDV_SUB_1_LSB.1.2.3.0) conns=(delta wye)
~ kvs=(115, 12.47) kvas=(10000, 10000) xhl=(1.0871 0.001 3 * - 10000 1000 / * 12.47 sqr / 100 *)
~ sub=y subname=MDV_SUB_1
~ wdg=1 %r=(0.103 10000 1000 / * 12.47 sqr / 2 / 100 *)
~ wdg=2 %r=(0.103 10000 1000 / * 12.47 sqr / 2 / 100 *)

Código 4. Fichero transformers.dss del circuito ckt 5 del EPRI (fuente: EPRI)

Códigos de MATLAB

```
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');  
    if ~DSSObj.Start(0)  
        disp('Unable to start the OpenDSS Engine');  
        return  
    end
```

Código 5. Comando para la activación del servidor COM de OpenDSS desde MATLAB (fuente: elaboración propia)

```
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;  
Código 6
```

```
nombre_carga = DSSCircuit.Loads.Name;  
Código 7
```

Programa completo

```
clc;  
clear all;  
close all;  
tic  
  
% execute DSSStartup.m  
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');  
if ~DSSObj.Start(0)  
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine');  
    return  
end  
  
% asignar variables interfaz y compilar circuito  
DSSText = DSSObj.Text;  
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;  
DSSText.Command='Compile "C:\Users\Martín\OpenDSS\martin\ST11\Master.dss"';  
  
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;  
ActElem = DSSCircuit.ActiveElement;  
PDE = DSSCircuit.PDElements;  
Loads = DSSCircuit.Loads;  
Lines = DSSCircuit.Lines;  
Xfmrs = DSSCircuit.Transformers;  
ActBus = DSSCircuit.ActiveBus;  
  
% plot circuit para ver mapa del circuito  
DSSText.Command = 'plot type = circuit dots = yes labels=no';  
  
% inicializar matrices y variables  
cellLoads = DSSCircuit.Loads.AllNames;  
cLoads = strings(Loads.Count,2); %marcar cuando se inspeccione una  
carga  
cellBus = DSSCircuit.AllBusNames;  
cBuses = strings(DSSCircuit.NumBuses,2);%marcar cuando se inspeccione un  
bus
```



```

    tablaFR = {};                                %registrar tasa de fallo para cada
carga                                           carga
    tablaTR = {};                                %registrar tiempo de rep. para cada
carga                                           carga
    tablaU = {};                                %calcular U para cada carga
    TRTrafo = 5;                                %tiempo de reparación de
transformadores (h)
    loadlist = {};
    unidades = {};
    SAIFI_0 = {};
    SAIDI_0 = {};
    ASAI_0 = {};

% rellena cBuses con los nombres de los buses
for i = 1:DSSCircuit.NumBuses
    cBuses(i,1) = cellBus(i);
end

% rellena cLoads con los nombres de las cargas
for i = 1:Loads.Count
    cLoads(i,1) = cellLoads(i);
end

% rango tasa de fallo

% 1 km = 3280,8399 ft
% 1 mi = 5280 ft
% 1 km = 0,621371 mi

tasa0 = 0.1; %f/km*yr
% tasa0 = 0.0001; %f/m*yr
% tasa0 = 0.1609344498; %f/mi*yr
% tasa0 = 0.00003047999; %f/ft*yr
% tasa0 = 0.03047999; %f/kft*yr
%
min = 0.5 * tasa0;% mínimo 0.05
max = 2.5 * tasa0;% máximo 0.25
numReps = 10;

% crea una matriz con distintas tasas de fallo
tasas = linspace(min,max,numReps);

% bucle principal, ejecutar lo mismo pero cambiando la tasa de fallo
for a = 1:size(tasas,2)

% modificar las tasas de fallo de todos los PDE
PDE.First;
for b = 1:PDE.Count
    PDE.FaultRate = tasas(a);
    PDE.Next;
end

% inicializar los marcadores de cLoads
Loads.First;
for b = 1:Loads.Count
    cLoads(b,2) = "";
    Loads.Next;
end

```

```
% recorrer todas las lineas
Lines.First;
for i = 1:Lines.Count

    nomPDE = PDE.Name;
    fprintf('\n-----\n')
    fprintf('\ntesting line %s\n', Lines.Name);

% guardar los buses de los extremos
bus1 = Lines.Bus1;
bus2 = Lines.Bus2;

% BUCLE BUS 1
% activar bus1
DSSCircuit.SetActiveBus(bus1);

% crear matriz de cargas y dejar solo nombre
cBus1 = ActBus.LoadList;
cBus1 = strip(cBus1, 'left', 'L');
cBus1 = strip(cBus1, 'left', 'O');
cBus1 = strip(cBus1, 'left', 'A');
cBus1 = strip(cBus1, 'left', 'D');
cBus1 = strip(cBus1, 'left', '.');

% recorrer todas las cargas conectadas al bus 1
% comprobar que las cargas no hayan sido contadas
for j = 1:size(cBus1)
    interb1 = cLoads((cLoads(:,1)==cBus1(j)),2);

% si interb1 está en blanco(y no vacía), inspeccionar la carga
if interb1 == ""

% activar de nuevo la línea actual por si acaso
DSSCircuit.SetActiveElement(nomPDE);

% encontrar la posición de la carga actual en cLoads

index = find(strcmp(cBus1(j), cLoads))
% como está en el bus1 se cuenta desde el ParentPDE
fprintf('\ncarga en el bus 1\n');

% asdf
w = 1;
while PDE.ParentPDElement ~= 0
% fprintf('parent works 1');
if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
    tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
    tablaTR{index,w} = TRTrafo;
end
tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};
w = w + 1;
end

% asdf
```

```
        cLoads((cLoads(:,1)==cBus1(j)),2) = 'checked-b1';
    end

end

% BUCLE BUS 2
% activar bus2
DSSCircuit.SetActiveBus(bus2);

% crear matriz de cargas y dejar solo nombre
cBus2 = ActBus.LoadList;
cBus2 = strip(cBus2, 'left', 'L');
cBus2 = strip(cBus2, 'left', 'O');
cBus2 = strip(cBus2, 'left', 'A');
cBus2 = strip(cBus2, 'left', 'D');
cBus2 = strip(cBus2, 'left', '.');

% comprobar que las cargas no hayan sido contadas
for j = 1:size(cBus2)
    interb2 = cLoads((cLoads(:,1)==cBus2(j)),2);

% si interb2 está en blanco(y no vacía), inspeccionar la carga
if interb2 == ""

% activar de nuevo la linea actual por si acaso
DSSCircuit.SetActiveElement(nomPDE);

% encontrar la posición de la carga actual en cLoads

index = find(strcmp(cBus2(j), cLoads))
% como está en el bus2 se cuenta desde el PDE
fprintf('\ncarga en el bus 2\n');

% asdf
w = 1;

% registrar datos del actual PDE
if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
    tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
    tablaTR{index,w} = TRTrafo;
end
tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};

w = w + 1;

while PDE.ParentPDElement ~= 0
% fprintf('parent works 2');
if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
    tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
    tablaTR{index,w} = TRTrafo;
```

```

        end
        tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};
        w = w + 1;
    end

%      aquí
    cLoads((cLoads(:,1)==cBus2(j)),2) = 'checked-b2';

    end

end

%      avanzar a la línea siguiente
    Lines.Next;
end

%      bucle para transformadores
%      recorrer todos los buses
%      cuando las cargas de ese bus (loadlist) tengan el marcador vacío, se
%      añaden
for i = 1:size(cBuses)
    DSSCircuit.SetActiveBus(cBuses(i));
    cBusT = ActBus.LoadList;
    cBusT = strip(cBusT, 'left', 'L');
    cBusT = strip(cBusT, 'left', 'O');
    cBusT = strip(cBusT, 'left', 'A');
    cBusT = strip(cBusT, 'left', 'D');
    cBusT = strip(cBusT, 'left', '.');

%      recorrer cBusT
    for j = 1:size(cBusT)

%      si la carga en ese momento tiene el marcador vacío, se inspecciona
        if cLoads((cLoads(:,1)==cBusT(j)),2) == ""

            index = find(strcmp(cBusT(j), cLoads));
%      hacer todo el proceso
            PDEBus = ActBus.AllPDEatBus;

%      seleccionar el primero
%      primero = PDEBus(1)
%      primero = cell2str(primerero)
            DSSCircuit.SetActiveElement(char(PDEBus{1}));

%      asdf
            if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
                w = 1;
                while PDE.ParentPDElement ~= 0
                    if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
                        tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
                        tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
                    elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
                        tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
                        tablaTR{index,w} = TRTrafo;
                    end
                end
                tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};
            end
        end
    end
end

```

```

        w = w + 1;
    end
elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
    w = 1;
% registrar datos del actual PDE
if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
    tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
    tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
    tablaTR{index,w} = TRTrafo;
end
    tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};

    w = w + 1;

    while PDE.ParentPDElement ~= 0
        if strfind(PDE.Name, 'Line') == 1
            tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate * Lines.Length;
            tablaTR{index,w} = PDE.RepairTime;
        elseif strfind(PDE.Name, 'Transformer') == 1
            tablaFR{index,w} = PDE.FaultRate;
            tablaTR{index,w} = TRTrafo;
        end
        tablaU{index,w} = tablaTR{index,w} * tablaFR{index,w};
        w = w + 1;
    end
end
% asdfa
cLoads((cLoads(:,1)==cBusT(j)),2) = "checked";
end
end
end

% generar índices de fiabilidad para el caso dado
UDef = cell(size(tablaU,1),1);
lambdaDef = cell(size(tablaFR,1),1);
for i = 1:size(tablaU,1)
    UDef{i,1} = 0;
    lambdaDef{i,1} = 0;
    for j = 1:size(tablaU,2)
        if isempty(tablaU{i,j}) == 0
            UDef{i,1} = UDef{i,1} + tablaU{i,j};
            lambdaDef{i,1} = lambdaDef{i,1} + tablaFR{i,j};
        end
    end
end
U = cell2mat(UDef);
lambda = cell2mat(lambdaDef);

SAIFI_0{a} = (sum(U)/Loads.Count);
SAIDI_0{a} = (sum(lambda)/Loads.Count);
ASAI_0{a} = (((8760*Loads.Count)-(sum(U)))/(8760*Loads.Count));

end

SAIFI = cell2mat(SAIFI_0);
SAIDI = cell2mat(SAIDI_0);

```

```
ASAI = cell2mat(ASAI_0);

hold on
title 'IEEE 8500'
xlabel 'tasa de fallo, f/unidad de longitud *año'
yyaxis left;
ylabel 'SAIFI, SAIDI'
plot(tasas,SAIFI);
plot(tasas,SAIDI);

yyaxis right;
ylabel 'ASAI'
plot(tasas,ASAI);

legend('SAIFI (fallos/consumidor*año)', 'SAIDI (horas/consumidor*año)',
'ASAI');
hold off

toc
```