

**SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA TIPO  
BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HÍBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL  
SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP)**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA TIPO  
BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HÍBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL  
SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP)**

**AUTOR:  
CARLOS DAVID VELASCO GUANÍN**

**TUTOR:  
LEONY ORTIZ MATOS**

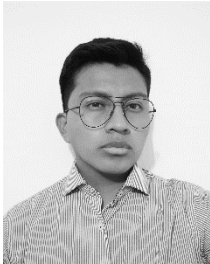
**Quito, febrero 2022**

Carlos David Velasco Guanín

**SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA TIPO  
BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HÍBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL  
SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP)**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2022  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Carlos David Velasco Guanín** (Y'1995 – M'03) Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Liceo del Sur en la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la validación de un sistema de prueba tipo benchmark de una Micro-red híbrida usando el software ETAP.  
[cvelascog@est.ups.edu.ec](mailto:cvelascog@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por*



**Leony Ortiz Matos** (Y'1982). Recibió el título de MSc. e Ingeniería en Automática por el Instituto Superior Politécnico Julio Antonio Mella (ISPJAM) de la Universidad de Oriente, Cuba. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana-Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). Forma parte del equipo académico de la carrera de Ingeniería Eléctrica de Universidad Politécnica Salesiana Quito-Ecuador. Sus principales intereses de investigación Automatización y Control, Control robusto y Control Tolerante a Fallos, Micro-redes Eléctricas Inteligentes híbrida, CA/CC. [lortiz@ups.edu.ec](mailto:lortiz@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO – ECUADO

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Leony Ortiz declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA TIPO BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HÍBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL SOTFWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP), realizado por Carlos David Velasco Guanín, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, febrero 2022

.....  


Leony Ortiz Matos

175423038-9

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Carlos David Velasco Guanín, con documento de identificación N° 1724221955, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PUREBA TIPO BECHMARK DE UNA MICRO-RED HIBRIDA AC/DC MEDIANTE EL SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP), mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D. M., febrero 2022



.....  
Carlos David Velasco Guanín

CI: 172422195-5

# 1. ÍNDICE GENERAL

1. Introducción .....	2
2. Estado del Arte.....	3
2.1 Micro-Red .....	3
2.2 Arquitectura de una Micro-Red .....	3
2.3 Modelamiento y benchmark de la Micro-Red .....	5
2.4 Simulación de Micro-redes en ETAP .....	5
3. Planteamiento del problema.....	5
3.1 Sistema solar fotovoltaico (SF).....	6
3.2 Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB).....	6
3.3 Inversores de voltaje AC/DC .....	7
3.4 Cargas.....	7
3.5 Cargas no lineales .....	7
3.6 Método de cálculo de la simulación en ETAP .....	7
4. Caso de estudio .....	8
5. Análisis de Resultados .....	8
5.1 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink .....	8
5.1.2 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink máxima demanda.....	9
5.1.3 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink mínima demanda.....	9
5.2 Resultados de simulación en software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) .....	10
5.2.1 Resultados de simulación en el software ETAP máxima demanda .....	10
5.2.2 Resultados de simulación en el software ETAP mínima demanda.....	10
5.2.3 Diferencia entre Matlab/Simulink y ETAP.....	11
5.3 Resultados de la falla trifásica en el bus 5 .....	14
6. Trabajos Futuros.....	15
7. Conclusiones .....	15
8. Referencias.....	17
9. Estado del Arte.....	21
10. Anexos.....	26

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Elementos de una Micro-Red .....	3
Figura 2. Clasificación de la Arquitectura de una Micro-Red .....	3
Figura 3. Elementos de una Nano-Red .....	4
Figura 4. Ejemplo de arquitectura básica de Pico-Red .....	4
Figura 5. MRH Modelo de 14 barras IEEE [6].....	6
Figura 6. Representación de la adaptación en ETAP para la carga DC no lineal.....	7
Figura 7. Flujograma para obtener datos de Matlab/Simulink.....	8
Figura 8. Algoritmo para ejecutar simulación en ETAP.....	8
Figura 9. Potencia activa máxima demanda Matlab/Simulink [6].....	9
Figura 10. Pérdidas por línea máxima demanda Matlab/Simulink [6]. .....	9
Figura 11. THD en % de la simulación Matlab/Simulink máxima demanda [6].....	9
Figura 12. Potencia activa mínima demanda Matlab/Simulink [6].....	9
Figura 13. Pérdidas por línea mínima demanda Matlab/Simulink [6]......	9
Figura 14. THD en % de la simulación Matlab/Simulink mínima demanda [6]. .....	9
Figura 15. Diferencia de potencia activa en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo .....	11
Figura 16. Diferencia de perdidas por línea en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo.....	12
Figura 17. Diferencia en el THD en % en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo .....	12
Figura 18. Diferencia de potencia activa en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo .....	12
Figura 19. Diferencia de perdidas por línea en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo. ....	13
Figura 20. Diferencia en el THD en % en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo .....	13
Figura 21. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 5.....	14
Figura 22. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 5.....	14
Figura 23. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 2.....	15
Figura 24. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 2.....	15
Figura 25. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 8.....	15



Figura 26. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 8.....	15
Figura 27. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 6.....	15
Figura 28. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 6.....	15
Figura 29. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 1.....	15
Figura 30. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 1.....	15
Figura 31. Resumen de la temática del estado del arte .....	23
Figura 32. Indicador de la formulación del problema.....	24
Figura 33. Indicador de la solución dada .....	25

### 3. INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia activa en kW modo conectado a la red ETAP.....	10
Tabla 2. Pérdidas de potencia por línea en kW ETAP.....	10
Tabla 3. THD modo conectado a la red en % ETAP máxima demanda.....	10
Tabla 4. Potencia activa en kW modo conectado a la red ETAP mínima demanda.....	11
Tabla 5. Perdidas de potencia por línea en kW ETAP minima demanda.....	11
Tabla 6. THD modo conectado a la red en% ETAP mínima demanda.....	11
Tabla 7. Diferencia algebraica de potencia activa entre Matlab/Simulink y ETAP.....	13
Tabla 8. Diferencia algebraica entre las perdidas por línea calculada por Matlab/Simulink y ETAP.....	13
Tabla 9 Diferencia de THD en % entre software Matlab/Simulink.....	13
Tabla 10. Diferencia de potencia activa en kW por bus en mínima demanda.....	14
Tabla 11. Diferencia de las pérdidas de potencia por línea en kW mínima demanda.....	14
Tabla 12. Diferencia de THD en porcentaje en mínima demanda.....	14
Tabla 13 Información de falla en el bus 5.....	14
Tabla 14. Voltaje L-L en kV máxima demanda conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 15. Potencia reactiva en kVAr por fase máxima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 16. Factor de potencia por fase en máxima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 17. Voltaje L-L en kV mínima demanda conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 18. Potencia reactiva en kVAr por fase mínima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 19. Factor de potencia por fase en mínima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP ..	26
Tabla 20 Potencia Activa en máxima demanda simulado en ETAP modo isla.....	27
Tabla 21 Potencia Activa mínima demanda simulado en ETAP modo isla.....	27

# SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA DE TIPO BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HÍBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP)

## Resumen

En este artículo se compara mediante el software Electrical Transient Analyzer Program un sistema de prueba para una Micro-red Híbrida tipo benchmark de 14 buses. La Micro-red en estudio presenta dos niveles de voltaje y fue desarrollada por los autores en Matlab/Simulink anteriormente. El análisis realizado se desarrolló en función de las variables del caso de estudio original, adecuando los elementos al software mencionado, en el estudio se incluye un modo de falla trifásico balanceado para conocer sus valores máximos de cortocircuito en uno de sus buses. Las formas de onda de Vrms e Irms indican el comportamiento de la falla en estado dinámico en los buses de generación. Esta delineación permite llevar el trabajo elaborado previamente hacia otra plataforma de simulación. Es importante realizar esta comparativa para poder instruir en un nuevo entorno de simulación los posibles cambios que están presentes, junto con todos sus beneficios e inconvenientes. En la simulación de ETAP se logra porcentajes bajos de diferencia con diseño original de Matlab/Simulink.

**Palabras Clave:** Simulación de sistemas de energía, Micro-redes, Generación de energía Distribuida, ETAP, flujo de carga.

## Abstract

In this article, a test system for a benchmark 14-bus Hybrid Micro-network is compared using the “Electrical Transient Analyzer Program” software. The studied Micro-network has two voltage levels and was developed by this paper’s authors in Matlab & Simulink previously. The analysis was carried out based on the variables of the original case study, adapting the elements to the software. The study includes a balanced three-phase fault mode to know its maximum short-circuit values in one of its buses. Vrms and Irms waveforms indicate dynamic state fault behavior on generation buses. This delineation allows to carry out the previously elaborated work towards another simulation platform. It is important to carry out this comparison to be able to input the possible changes that are present, along with all their benefits and drawbacks, in a new simulation environment. In the ETAP simulation, low percentages of difference are achieved with the original Matlab/Simulink design.

**Keywords:** Power system simulation, Microgrids, distributed power generation, ETAP, load-flow.

# 1. Introducción

A menudo se busca la optimización de los recursos energéticos tanto convencionales, como renovables, evitando a toda costa la interrupción del servicio eléctrico, que se traduce en pérdidas de toda índole [1], [2]. Los avances en la electrónica de potencia han hecho posible un creciente desarrollo en la generación distribuida (GD). La Micro-red (MR) nace como respuesta a esta necesidad. Puede operar en distintas configuraciones, tanto en modo isla, o conectada la red principal [3]. Abastece cargas asociadas, apuntando a la autogestión de la diversidad de generación presente en una MR, toma las mejores características de la MR en AC y la MR en DC, usando convertidores bidireccionales, inversores, rectificadores, aprovechando esto, en una forma organizada y sin una abrupta transferencia de potencia [4], [5], [6].

La flexibilidad en agrupar distintos tipos de generación, dar un soporte al sistema en mayor demanda, la mayor facilidad de arrancar después una falla, la nula presencia de armónicos, la ausencia de potencia reactiva [7], [6] y un oportuno intercambio de energía, son por enumerar algunas ventajas de las MR [8]. Las MR deben ser compatibles, solucionando los obstáculos en cuanto a su multiplicidad e intermitencia, ya que en la actualidad depende en mayor parte de fuentes primarias [9], [10].

Los softwares de simulación son una herramienta que ayuda en la estimación de cálculos próximos a un entorno real [11], acompañada de un criterio de ingeniería son fundamentales para hacer estudios de flujo de carga, compensación, estudio de armónicos en la red, optimización y más, esto reduce significativamente el tiempo de cálculo [12].

Los convertidores son la columna vertebral en una MRH y su falla compromete toda la operación en un sistema [13]. Es de interés la búsqueda, he implementación de nuevas estrategias de control [14].

El creciente desarrollo de la GD hace que los niveles y dirección de la corriente en una falla estén sometidos a cambios, es posible que los esquemas de protección actuales no sean suficientes [15]. A largo plazo el crecimiento de las MRH puede ocasionar problemas en las reservas rodantes y es primordial buscar varias alternativas para suplir esta necesidad como se ve en [16]. El rediseño de esquemas de protección, nuevas estrategias de control y la atención a las reservas rodantes son interrogantes planteadas para futuras investigaciones [17].

Este artículo tiene como finalidad, validar un análisis dinámico comparativo, mediante la simulación en el software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) de un sistema de prueba "benchmark", en los casos conectado, asilado y falla trifásica en el bus número 5, desarrollado para una Micro-red Híbrida (MRH) en AC/DC previamente elaborada en Matlab/Simulink y publicada en una revista de alto impacto. La MRH maneja los siguientes niveles de voltaje, tomando como referencia el modelo de 14 barras IEEE. El sistema primario de 13.8 kV y el secundario de 0.22 kV, en el cual se evalúa en máxima y mínima demanda, comparando ambos flujos de potencia.

Se analizan las diferentes variables: los perfiles de voltaje real y rms, la corriente, la frecuencia, la potencia activa, la potencia reactiva, el factor de potencia, el THD de voltaje y corriente junto con el factor de desbalance de voltaje, para todos los buses del sistema benchmark.

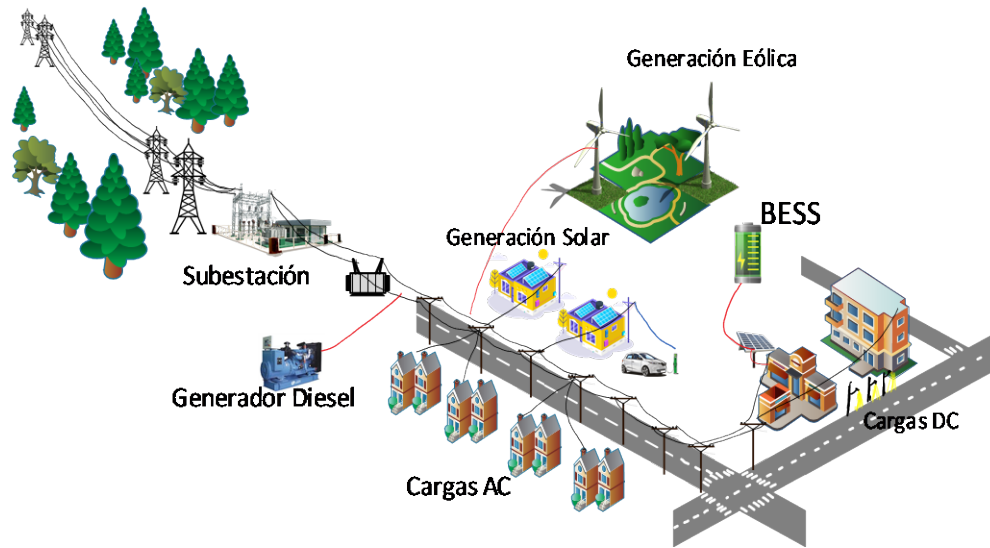


Figura 1. Elementos de una Micro-Red

Este artículo se ordena de la siguiente forma, en la sección 1 se describe la introducción, en la parte 2 por el estado del arte, en donde se detallan los conceptos necesarios para una mejor comprensión de la evolución de las MRH y como se agrupan. En el punto 3 está detallado la metodología a seguir y los cambios más significativos que sufre el modelo de estudio, para realizar una comparación de datos más fiable.

En 4 se detalla el caso base de investigación y la comparación de dos distintos tipos de software. En el apartado 5 discutimos los resultados, junto con el análisis de falla. Los trabajos futuros ubicado en 6, subsecuente las conclusiones en 7 y para concluir las referencias en 8.

## 2. Estado del Arte

### 2.1 Micro-Red

Las MR aportan confiabilidad y reducen las pérdidas en la transmisión [18], merma significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub>, las cargas asociadas a la MR pueden ser

operativas frente a desvinculaciones emergentes de la red [19].

En la figura 1 se indica la representación de una MR, donde están presentes la generación fotovoltaica, cargas DC, cargas AC, generador Diesel, generación Eólica, un sistema de almacenamiento de energía por baterías (SAEB). El uso de diferentes tipos de generación en una localidad delimitada es característica fundamental en la GD presente en las MR [20].

### 2.2 Arquitectura de una Micro-Red

Dentro de las arquitecturas existentes podemos encontrar una clasificación mostrada en la figura 2.

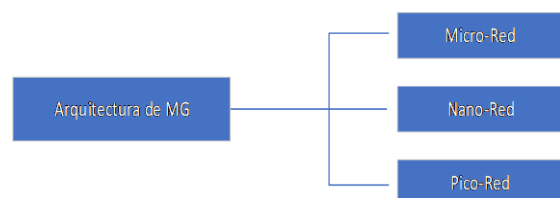


Figura 2. Clasificación de la Arquitectura de una Micro-Red

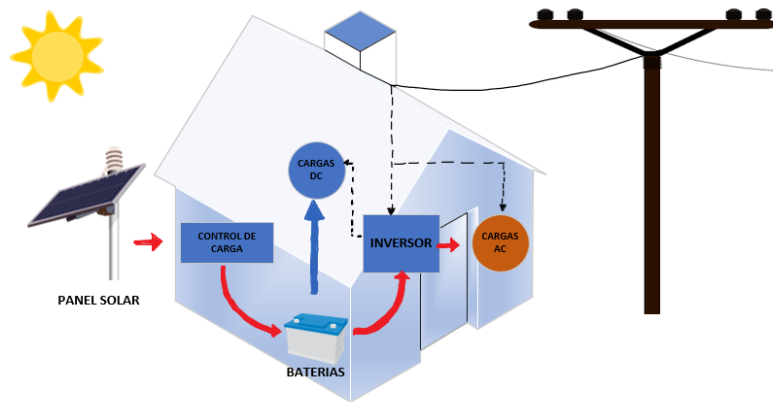


Figura 3. Elementos de una Nano-Red

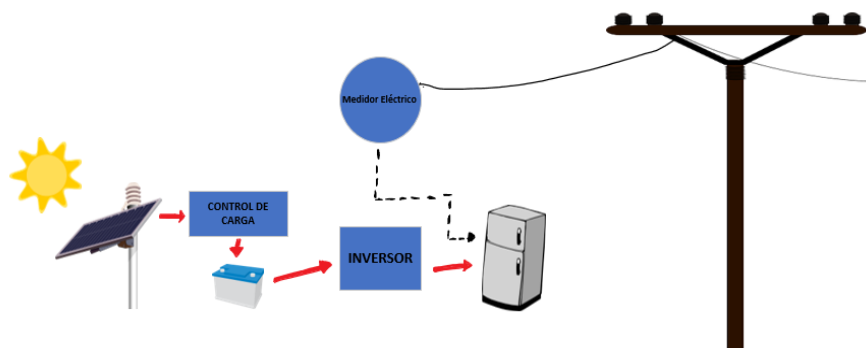


Figura 4. Ejemplo de arquitectura básica de Pico-Red

Una MRH se define como una estructura de arquitectura mixta en donde la GD, los sistemas ESS y la diversidad de cargas, logran concertar un funcionamiento controlado y coordinado, ya sea en modo isla o conectado a la red principal [20],[11], [21], [22].

Una Nano-Red es un conjunto de elementos de distribución implementados a una escala local, por ejemplo, una casa, un piso, un área delimitada, brindando servicio a cargas DC que estén presentes en el conjunto [23] y usando un inversor para alimentar cargas AC [24]. Es recomendable cuando se quiere alimentar cargas de entre 1 a 10kW, esto podría corresponder a una casa de cinco habitaciones con un voltaje menor de 230 V [23]. Se muestra en la figura 3 una arquitectura básica con los elementos:

Panel Solar (PS), la fuente de energía local, el control de carga, baterías, inversor, cargas AC y cargas DC.

La principal diferencia existente entre MR, Nano-Red y Pico-Red es el número de elementos que las componen y la potencia que alcanza. Si se aglomeraran suficientes Pico-Redes y Nano-Redes se puede llegar a una MR.

Es importante el arreglo de control centralizado o jerárquico para aprovechar todo el potencial, ya que es difícil trabajar con variables locales [25].

Una Pico-Red se puede definir como, una carga puntual de extra bajo voltaje [26], que tiene la opción de funcionar de forma independiente a la red con fuentes de energía renovables [27], el uso de un inversor es opcional. Es preferible alimentar cargas DC directamente, como

una laptop o luces led. El voltaje de las cargas DC es hasta de 24 V y se recomienda cargas no superiores a 1kW en cargas AC con ayuda un inversor y voltajes menores a 120V [26].

En la figura 4 una carga esta alimentada tanto por la red, como por el sistema de baterías, previamente conectado al inversor, que entra en operación cuando se suspenda la energización principal o cuando decida prudente el operador, por ejemplo, para disminuir costos de consumo y ponerlo en marcha en las horas pico de mayor demanda.

### **2.3 Modelamiento y benchmark de la Micro-Red**

Las MR llevan distintos tipos de configuración, ya sea por nivel o tipo de voltaje, estructura, tipo de operación, cada una de ellas enfrenta obstáculos que superar [11].

En una MRH si un convertidor de energía llega a tener algún desperfecto, este puede hacer que la operación de la MR corra riesgo. Con el aumento de DG también crece el número de convertidores de energía que podrían fallar [13], [28].

Por esa razón son necesarios los benchmark para evaluar y validar nuevos algoritmos que pueden mejorar de alguna forma la MR, y llevarlos a un escenario real [29]. En este caso se aplica para un sistema de 14 barras IEEE. Los disturbios en una MRH se deben principalmente a que el bus principal donde se acopla la GD debe soportar diferentes condiciones transitorias [3].

### **2.4 Simulación de Micro-redes en ETAP**

En ETAP se busca acercar el modelo de simulación a condiciones reales de una forma confiable, barata y segura [30].

Realizar el estudio y discusión de un sistema eléctrico de potencia, requiere de

un buen análisis de flujo de carga [31], [32], cálculo indispensable para obtener datos sobre potencia activa, reactiva, perdidas por línea, THD, análisis de armónicos, etc.

Tenemos el caso de [33], en el cual la MRH AC/DC puede operar en modo isla con la ayuda de aerogeneradores. Se utiliza ETAP para analizar el comportamiento de los armónicos [34].

En el esquema de protecciones ETAP presta facilidades para simular el manejo de fallas, con el uso y diseño de componentes de protección para una MR, como se ve en [35].

De igual forma en el esquema de 14 barras IEEE realizado en Matlab/Simulink, buscamos el correcto funcionamiento de ambas simulaciones, para estimar la posible evolución que tendrán nuestros sistemas eléctricos de potencia en años venideros.

## **3. Planteamiento del problema**

Modelar y simular la Micro-red Híbrida AC/DC tipo benchmark usando el software ETAP donde se estructura el diagrama general de 14 barras IEEE del modelo original elaborado en MATLAB/Simulink del paper Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode.

Se valida y compara con datos obtenidos en máxima y mínima demanda el voltaje L-L por bus, la potencia activa, potencia reactiva, perdidas por línea, factor de potencia, voltaje THD por bus, para buscar la variación existente entre ambos resultados de los distintos softwares ya mencionados respectivamente, para establecer su similitud y divergencias.

Se muestra los resultados obtenidos en los casos de modo isla para máxima y mínima demanda. Para la réplica en ETAP se sigue la misma configuración y no es necesario modificar los datos de línea y de

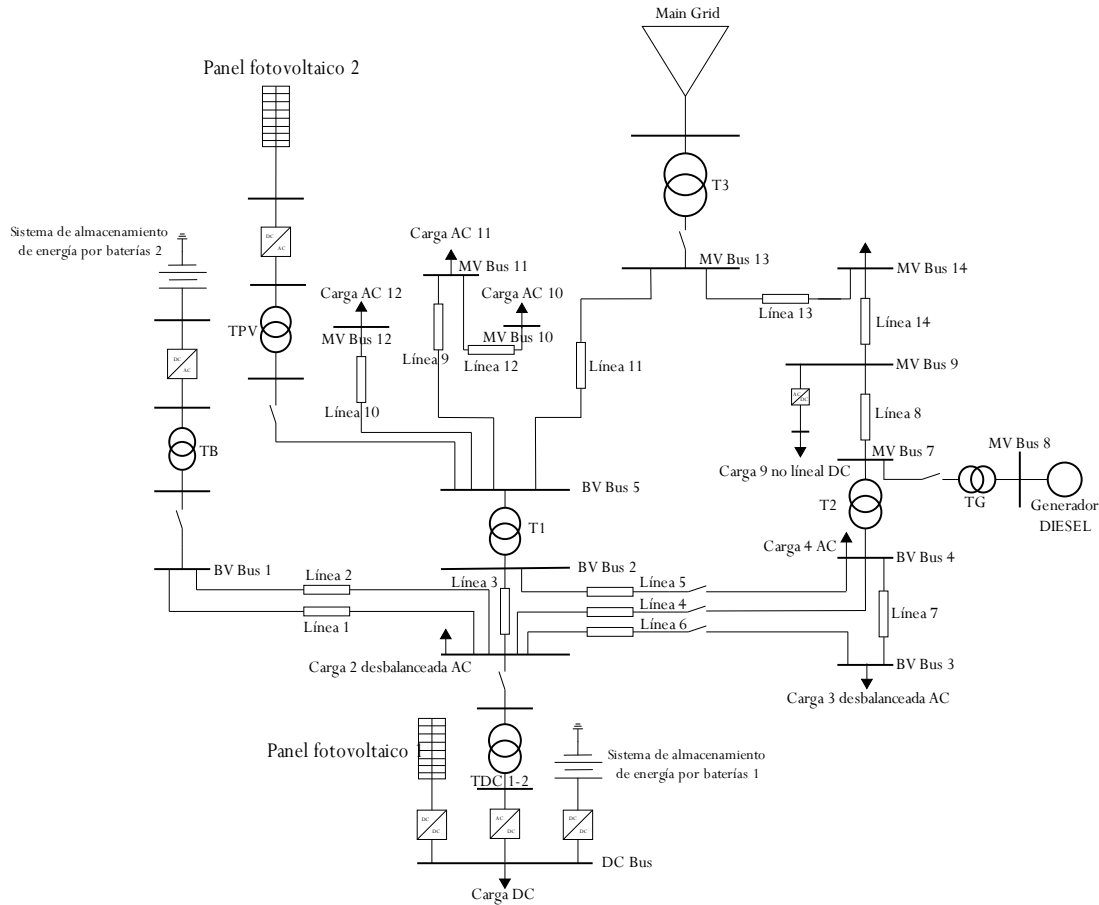


Figura 5. MRH Modelo de 14 barras IEEE [6]

transformadores. Se analiza una falla trifásica en el bus 5 y se estudia su comportamiento y valores obtenidos.

### 3.1 Sistema solar fotovoltaico (SF)

Se usan dos Sistemas SF, respetando la irradiancia del diseño original,  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  con una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  [6]. El SF Array 1, se utilizan 45 paneles cuya potencia nominal es de 11.71 kW, en la PV Array 2 cuenta con 2574 paneles con una potencia nominal de 727.2 kW.

El SF Array 1 está conectado a un BOOST CONVERTER que tiene como entradas 480 V y de 300 V de salida, y se enlaza al BUS DC. El SF Array 2 utiliza un inversor PWM que lleva el voltaje de  $480\text{V}_{\text{DC}}$  a  $250 \text{ V}_{\text{AC}}$ .

Estas adaptaciones con respecto al número y potencia son debido a la

configuración de las librerías disponibles en el software ETAP.

### 3.2 Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB)

Los sistemas SAEB están en la capacidad de gestionar el control de energía suministrada [31] en la MR, estos pueden administrar la estabilidad de voltaje y frecuencia en la ausencia de la red primaria, actuando de manera rápida con una conmutación flexible [30].

Para este estudio se implementa un sistema de almacenamiento de energía por batería (SAEB). SAEB #1 acoplado de igual forma al bus DC, de una batería de plomo-acido sellada con  $120.9 \text{ V}_{\text{DC}}$  de voltaje nominal con una capacidad de 800 (Ah). SAEB #2 que se conecta muy próximo al bus del TB, de  $648.9 \text{ V}_{\text{DC}}$  de



voltaje nominal de 50 (Ah). A cada sistema SAEB se anexan a un inversor que incrementa el voltaje de  $650 V_{CD}$  a  $900V_{AC}$ .

### 3.3 Inversores de voltaje AC/DC

Para los inversores de voltaje, mantienen la característica de ser bidireccionales y ajustarse a las necesidades de la simulación en ETAP. El SF Array # 2 está conectado un inversor DC/AC, que convierte  $480 V_{DC}$  a  $0.25kV V_{AC}$ , se anexa a la red de 13.8 kV AC por la acción del transformador TPV la energía ingresa al primario de distribución de la MRH [6]. Este inversor se modela utilizando un PWM ASD, de la marca Toshiba disponible en la librería de armónicos de software ETAP.

El SAEB # 2 le sigue un inversor Inv2 DC/AC de 12 pulsos seleccionando la configuración IEEE 519 Equation para definir el contenido de armónicos de este dispositivo por el nivel de pulsos y el ángulo de rectificación del dispositivo. Se coloca un DC Charger AC/DC modelo ACS600 6P de la marca ABB disponible en la librería para modelar la carga No Lineal DC como se muestra en la Figura 5.

### 3.4 Cargas

Las cargas balanceadas que no presentan ningún problema al trasladar sus medidas al software ETAP. Las cargas desbalanceadas se configuraron con la ayuda de un bloque de su caja de herramientas, llamado Lumped Load, cuya configuración es en base a cargas monofásicas. Esto ocurre en el bus 2 y 3 para sus respectivas cargas.

### 3.5 Cargas no lineales

En la carga no lineal ubicada en el bus 9, se realizó un arreglo en donde se adicionan elementos para aproximarse a la simulación del estudio original.

En primer lugar, se coloca el bloque DC Charger Editor y se configura con la opción IEEE 519 Equation, esta permite definir el contenido de armónicos de acuerdo con su nivel de pulsos. Se selecciona 6 pulsos. Después se le conecta a un bus DC, al final el bloque DC Lumped Load, que es la carga, como se muestra en la Figura 5.

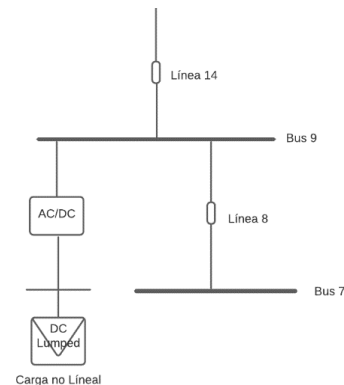


Figura 6. Representación de la adaptación en ETAP para la carga DC no lineal

### 3.6 Método de cálculo de la simulación en ETAP

Para el cálculo de flujo de potencia desbalanceado ETAP utiliza el método de Newton-Raphson por inyección de corriente como se ve en (1).

$$[\Delta V_{rm}^{abc}][Y^{abc}] = [\Delta I_{mr}^{abc}] \quad (1)$$

Donde:

- $\Delta V_{rm}^{abc}$  Es un vector de voltaje trifásico.
- $Y^{abc}$  Es la matriz jacobiana.
- $\Delta I_{mr}^{abc}$  Es un vector de desajuste de inyección de corriente.

ETAP para el estudio de falla en el bus 5 se realiza la simulación bajo la primera opción de Dvice Duty ANSI C37 que es el análisis de las capacidades interruptivas.

Para establecer la diferencia entre Matlab/Simulink y ETAP se realiza la siguiente operación.

$$DIF = ||A| - |B|| \quad (2)$$

Donde:

*DIF* Es el valor obtenido de la resta algebraica entre los resultados de las simulaciones.

*A* Es el valor en Matlab/Simulink.

*B* Es el valor en ETAP.

La ecuación (2) se aplica para cada uno de los valores obtenidos en los resultados de la simulación en ETAP en los casos de mínima y máxima demanda.

#### 4. Caso de estudio

El caso de estudio es el modelo de prueba tipo bechmark de la MRH en AC/DC desarrollada en Matlab/Simulink, que se elaboró en sistema de 14 barras IEEE enfatizando los puntos de máxima y mínima demanda.

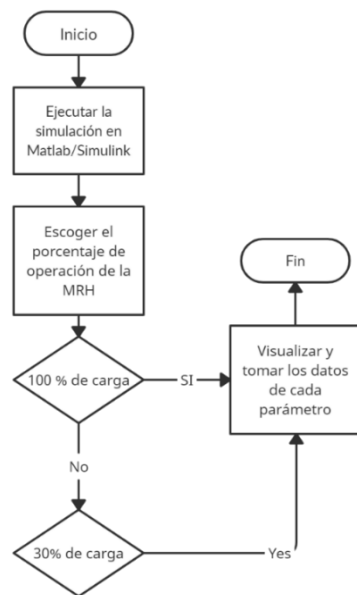


Figura 7. Flujograma para obtener datos de Matlab/Simulink

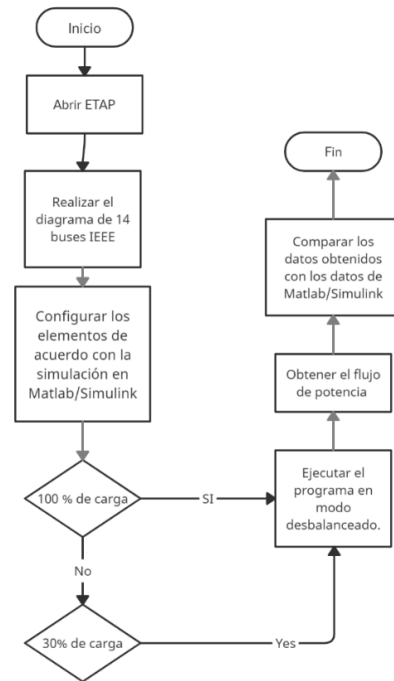


Figura 8. Algoritmo para ejecutar simulación en ETAP

#### 5. Análisis de Resultados

Una vez realizado el esquema de la MRH en el modelo de 14 buses IEEE se compara los datos de potencia activa, las pérdidas por línea y el THD de la simulación en Matlab/Simulink y ETAP. Se establece las diferencias de resultados en cada software, aclarando las partes en las que se tiene que hacer modificaciones en ETAP.

Se analiza y obtiene las gráficas en dominio del tiempo de una falla trifásica balanceada en el bus 5. Se observa cómo afecta los buses de generación en el bus 1, 2, 6, 8 y el comportamiento de la onda en el bus de falla.

##### 5.1 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink

Aquí se procede a dividir, tanto en máxima y mínima demanda los resultados obtenidos en Matlab/Simulink.

En Matlab/Simulink establece una gráfica que indica la curva de demanda diaria como la suma de la demanda de carga, y estas tienen una impedancia

constante, las cuales fueron tomadas para la simulación en ETAP. En la simulación creada en Matlab/Simulink se analizan dos escenarios, de 100% de carga para máxima demanda y de 30% de esta misma máxima demanda, para el análisis en mínima demanda [6].

### 5.1.2 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink máxima demanda.

Para reducir la extensión del documento se toma puntualmente 3 parámetros para ser analizados.

En la figura 9 observamos la potencia activa que consume cada bus, las potencias negativas hacen referencia a la potencia activa que es entregada ya sea por el generador, el sistema fotovoltaico o la red principal.

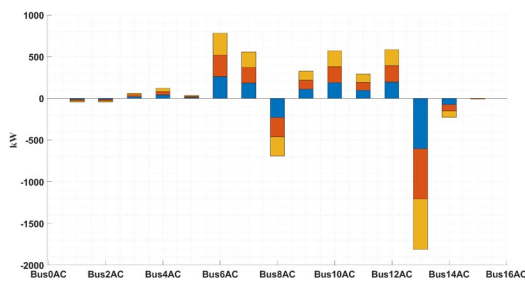


Figura 9. Potencia activa máxima demanda Matlab/Simulink [6].

En la figura 10 se muestra las pérdidas existentes en cada una de las líneas, en el bus 7 la pérdida es la más alta debido a la carga desbalanceada causada por las cargas monofásicas conectadas al bus 3.

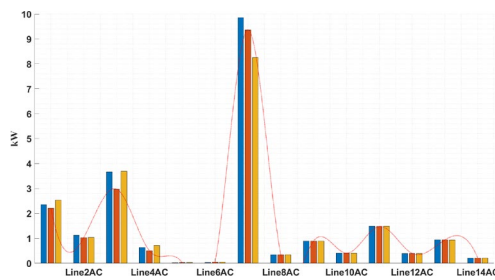


Figura 10. Pérdidas por línea máxima demanda Matlab/Simulink [6].

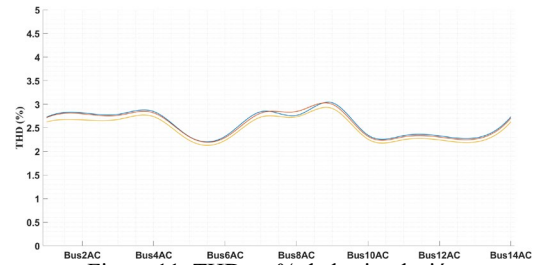


Figura 11. THD en % de la simulación Matlab/Simulink máxima demanda [6].

### 5.1.3 Resultados de simulación en el software Matlab/Simulink mínima demanda

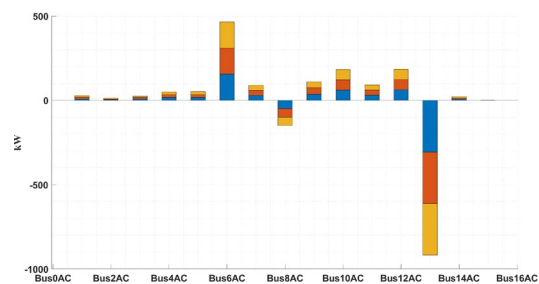


Figura 12. Potencia activa mínima demanda Matlab/Simulink [6].

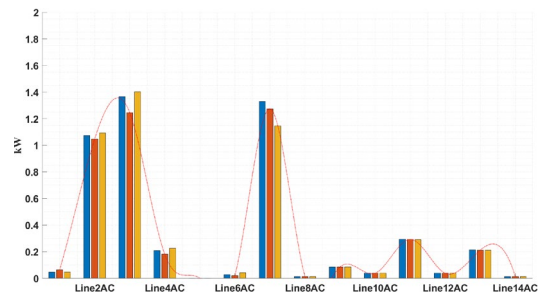


Figura 13. Pérdidas por línea mínima demanda Matlab/Simulink [6].

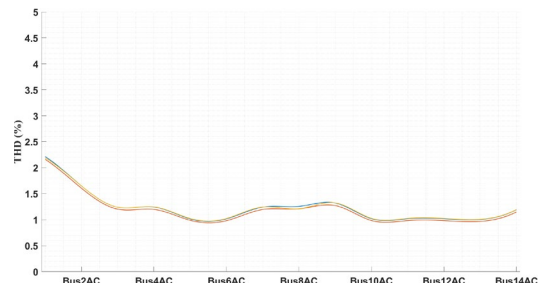


Figura 14. THD en % de la simulación Matlab/Simulink mínima demanda [6].

## 5.2 Resultados de simulación en software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP)

Para este análisis de resultados se toman los casos de mínima y máxima demanda realizando una comparativa entre la simulación en Matlab/Simulink y ETAP. Observamos los resultados en Matlab/Simulink en ambos escenarios. Siguiendo están los resultados obtenidos en ETAP para los mismos dos escenarios.

Se detallan los cambios realizados en el modelo y los diferentes parámetros de configuración, pues ETAP, es un software dedicado a los sistemas eléctricos de potencia (SEP).

### 5.2.1 Resultados de simulación en el software ETAP máxima demanda

Se configura ETAP para correr un flujo de potencia desbalanceado con el método de inyección de corriente de Newton-Raphson mencionado en la ecuación (1).

En la Tabla 7 están los datos obtenidos por la simulación en ETAP, correspondiente a la potencia activa en kW, con máxima demanda. Los valores que presentan cambios más significativos son los buses 7, 8, 9 y 13. Estos valores se muestran por fase.

Los cambios en los buses se deben principalmente a que el generador no aporta constantemente la energía cuando se encuentra conectado a la red, como en la simulación de Matlab/Simulink. Esta diferencia hace que la Red principal sea quien más aporta la energía al sistema y se vea cambios en los buses cercanos.

Tabla 1. Potencia activa en kW modo conectado a la red ETAP

BUS	a	b	c
1	-13.24	-13.26	-13.19
2	-14.092	-14.13	-14.054
3	17.1	25.21	23.98
4	43.5	38.9	39.2
5	12.16	11.3	11.94
6	288.7	288.8	289
7	95.69	95.78	95.68
8	-135.5	-135.78	-135.65

9	57.4	56.1	55.5
10	187.9	188	188.1
11	89.4	89.3	89.5
12	201.9	188	188.1
13	-753	-746.7	-759.6
14	-65	-65.7	-65.8

En la Tabla 8 constan los resultados de la simulación en ETAP que son la pérdida de potencia por línea expresada en kW en el caso de máxima demanda.

Tabla 2. Pérdidas de potencia por línea en kW ETAP

Línea	A	b	c
1	0.031	0.032	0.038
2	0.203	0.219	0.227
3	0.558	0.604	0.644
4	0.575	0.544	0.515
5	0.348	0.35	0.353
6	0.245	0.236	0.23
7	0.184	0.168	0.15
8	0.329	0.323	0.309
9	0.92	0.92	0.9
10	0.664	0.664	0.665
11	1.61	1.6	1.58
12	0.659	0.659	0.66
13	0.992	0.989	0.981
14	0.323	0.318	0.305

En la Tabla 9 se visualiza los resultados del THD en % de voltaje nominal de cada bus, en ETAP hace un promedio de las tres fases y las indica en la barra, a diferencia de lo que muestra la simulación en Matlab/Simulink por fase.

Tabla 3. THD modo conectado a la red en % ETAP máxima demanda

BUS	THD %
1	2.17
2	2.18
3	2.17
4	2.17
5	2.22
6	2.28
7	2.21
8	2.03
9	2.21
10	2.27
11	2.28
12	2.28
13	2.24
14	2.23

### 5.2.2 Resultados de simulación en el software ETAP mínima demanda

De igual forma la Tabla 10 muestra la potencia activa en kW cuando la MRH está conectada a la red principal y está en

mínima demanda. El THD en ETAP se calcula bajo el estándar ANSI/IEEE 399-1997.

Tabla 4. Potencia activa en kW modo conectado a la red ETAP mínima demanda

BUS	a	B	c
1	7.96	8.76	7.96
2	4.61	4.63	4.63
3	7.58	7.58	8.16
4	15.6	16.7	15.9
5	20.2	20.1	20.2
6	159.6	159.63	159.78
7	23.18	23.43	23.31
8	-39.67	-39.63	-39.7
9	31.2	31.3	31.12
10	59.8	59.78	59.82
11	31	31.1	30.82
12	63.8	63.7	63.9
13	-292.4	-292.52	-292.43
14	6.68	6.78	6.46

Tabla 5. Perdidas de potencia por línea en kW ETAP mínima demanda

Línea	a	b	c
1	0.048	0.05	0.041
2	0.756	0.718	0.789
3	0.89	0.91	0.97
4	0.278	0.201	0.2
5	0.02	0.02	0.02
6	0.033	0.025	0.032
7	0.032	0.04	0.044
8	0.019	0.019	0.02
9	0.0504	0.0504	0.054
10	0.0241	0.0241	0.0241
11	0.178	0.181	0.178
12	0.0304	0.0304	0.0304
13	0.198	0.199	0.199
14	0.019	0.019	0.02

Tabla 6. THD modo conectado a la red en% ETAP mínima demanda

BUS	THD %
1	1.04
2	0.922
3	0.88
4	0.867
5	0.893
6	0.85
7	0.84
8	0.774
9	0.84
10	0.849
11	0.85
12	0.85
13	0.83
14	0.845

### 5.2.3 Diferencia entre Matlab/Simulink y ETAP

Para establecer la diferencia existente entre ambos softwares de simulación, se realiza la resta algebraica entre valores absolutos de los resultados obtenidos en Matlab/Simulink y ETAP, aplicado la ecuación (2) para cada uno de los parámetros como potencia activa, perdidas de potencia por línea, THD, respetando las unidades y le orden de fase.

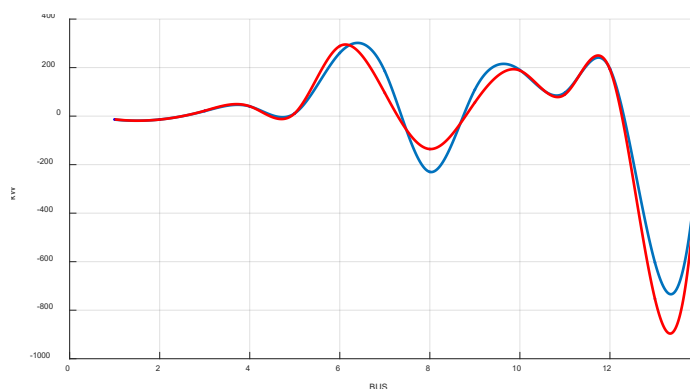


Figura 15. Diferencia de potencia activa en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo

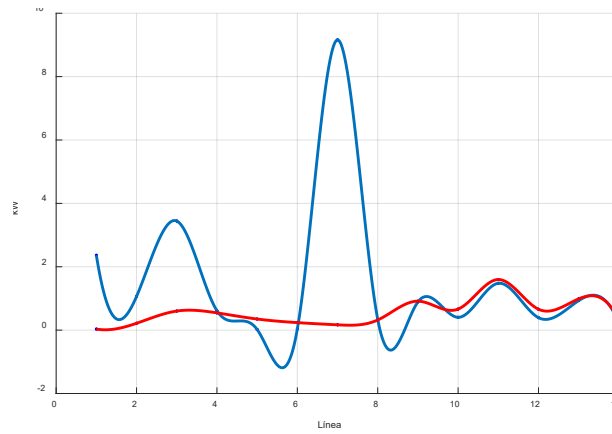


Figura 16. Diferencia de pérdidas por línea en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo.

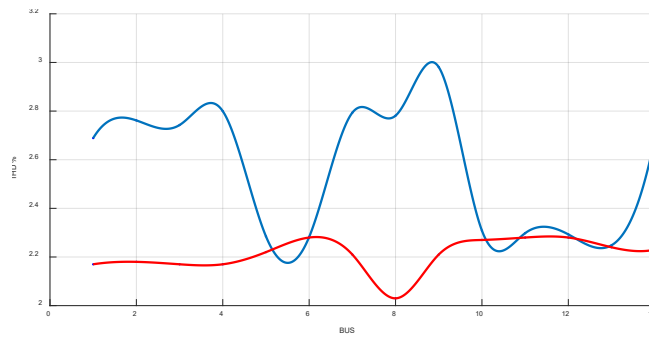


Figura 17. Diferencia en el THD en % en máxima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo

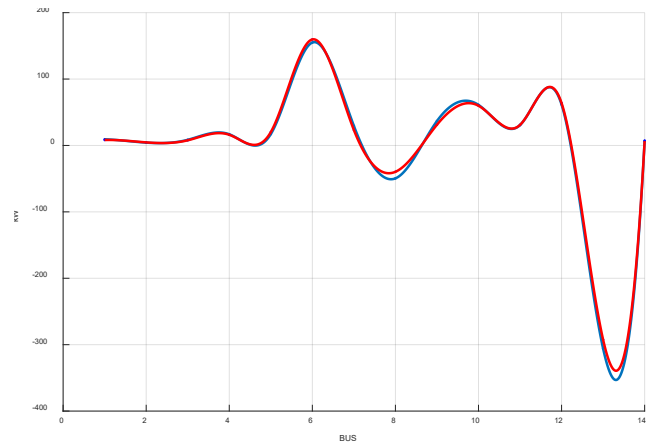


Figura 18. Diferencia de potencia activa en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo

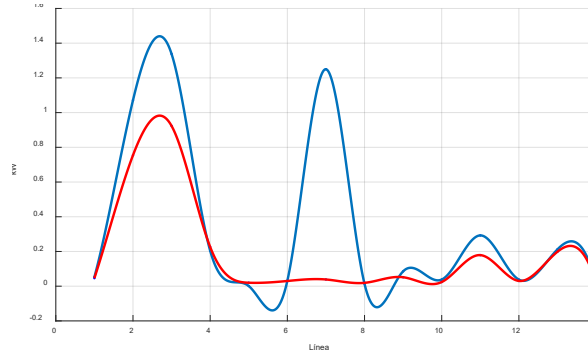


Figura 19. Diferencia de perdidas por línea en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo.

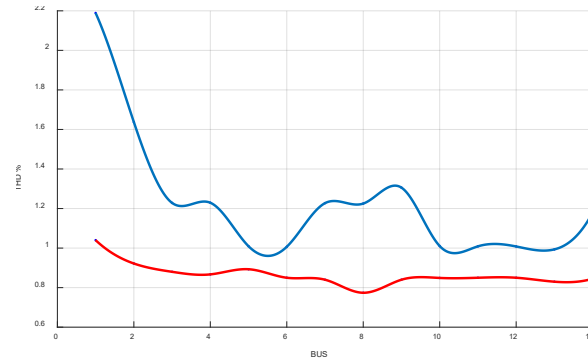


Figura 20. Diferencia en el THD en % en mínima demanda entre Matlab/Simulink en color azul y ETAP en color rojo

En la Tabla 13 se muestra la diferencia de potencia activa por fase en kW entre los softwares de simulación, operando en máxima demanda.

Tabla 7. Diferencia algebraica de potencia activa entre Matlab/Simulink y ETAP

BUS	a	b	c
1	0.505281	1.171955	1.190097
2	0.499772	0.399541	0.149005
3	4.229047	3.806137	4.362409
4	2.714892	1.567032	0.266584
5	0.342894	0.941235	0.399917
6	28.30822	28.35623	28.52956
7	89.40055	89.51424	89.80041
8	95.12083	93.8608	93.62256
9	51.96626	53.20938	53.10206
10	1.981484	1.913455	1.799731
11	7.394913	7.511184	7.304193
12	6.472206	7.460625	7.346516
13	149.0226	144.0298	155.5049
14	9.782058	9.346192	10.13338

Tabla 8. Diferencia algebraica entre las perdidas por línea calculada por Matlab/Simulink y ETAP

Línea	a	b	c
1	2.323004	2.174248	2.490578
2	0.923633	0.811644	0.807578
3	3.104566	2.367601	3.050859
4	0.050939	0.044238	0.198052
5	0.337922	0.329605	0.323755

6	0.220584	0.18773	0.187618
7	9.675016	9.196211	8.103349
8	0.010748	0.016557	0.030616
9	0.030347	0.030198	0.010279
10	0.259672	0.259605	0.260641
11	0.125338	0.129463	0.101318
12	0.266147	0.266081	0.267117
13	0.058048	0.053838	0.053843
14	0.116139	0.113312	0.100609

Tabla 9 Diferencia de THD en % entre software Matlab/Simulink

BUS	THD %
1	1.148952
2	0.715227
3	0.348535
4	0.362303
5	0.116317
6	0.156723
7	0.387281
8	0.45117
9	0.465692
10	0.161236
11	0.158826
12	0.158129
13	0.163455
14	0.334654

En la Tabla 14 está la diferencia en kW por fase en máxima demanda cabe recalcar que la recreación en ETAP, está afectado

por el arreglo que se hace en el bus 9 y que el generador Diesel no entrega energía la misma cantidad de energía que en la simulación en Matlab/Simulink.

En la Tabla 15 se muestra la diferencia entre ambos THD, pero para poder calcularla se hizo el promedio por fase de la Tabla 3.

Tabla 10. Diferencia de potencia activa en kW por bus en mínima demanda

BUS	a	b	c
1	0.505281	1.171955	1.190097
2	0.499772	0.399541	0.149005
3	4.229047	3.806137	4.362409
4	2.714892	1.567032	0.266584
5	0.342894	0.941235	0.399917
6	28.30822	28.35623	28.52956
7	89.40055	89.51424	89.80041
8	95.12083	93.8608	93.62256
9	51.96626	53.20938	53.10206
10	1.981484	1.913455	1.799731
11	7.394913	7.511184	7.304193
12	6.472206	7.460625	7.346516
13	149.0226	144.0298	155.5049
14	9.782058	9.346192	10.13338

Tabla 11. Diferencia de las pérdidas de potencia por línea en kW mínima demanda

Línea	a	b	c
1	2.342004	2.199248	2.517578
2	0.183367	0.269356	0.275422
3	1.922566	1.231601	1.964859
4	0.050939	0.044238	0.198052
5	0.337922	0.329605	0.323755
6	0.220584	0.18773	0.187618
7	9.675016	9.196211	8.103349
8	0.010748	0.016557	0.039616
9	0.030347	0.030198	0.010279
10	0.194328	0.204395	0.194359
11	0.405338	0.399463	0.361318
12	0.352853	0.339919	0.336883
13	1.026048	1.024838	1.012843
14	0.151861	0.150688	0.152391

Tabla 12. Diferencia de THD en porcentaje en mínima demanda

BUS	THD %
1	1.148952
2	0.715227
3	0.348535
4	0.362303
5	0.116317
6	0.156723
7	0.387281
8	0.45117
9	0.465692
10	0.161236
11	0.158826
12	0.158129
13	0.163455
14	0.334654

### 5.3 Resultados de la falla trifásica en el bus 5

Se realiza la simulación bajo la norma ANSI con base en el estado C37.17/UI 489 en consideración con los factores de multiplicación de base en las corrientes pico.

Los valores máximos son de ayuda para determinar los dispositivos de protección para futuras investigaciones [36]. Lo que se visualiza en cada una de las barras es las corrientes de cortocircuito disponibles en función de las fuentes de corriente.

Tabla 13 Información de falla en el bus 5

Bus	5
Corriente simétrica kA	68.811
Corriente Asimétrica	69.174
Corriente pico kA	104.392

En las siguientes graficas podemos observar el comportamiento de las formas de onda de Vrms e Irms frente a la falla trifásica balanceada en el orden del tiempo.

Se grafica un tiempo de simulación de 0.35 ms en máxima y mínima demanda y se determina que en promedio la falla dura 0.09 ms, el sistema después de ese tiempo logra ser estable nuevamente.

Bus 5

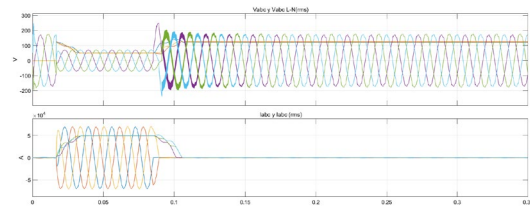


Figura 21. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 5.

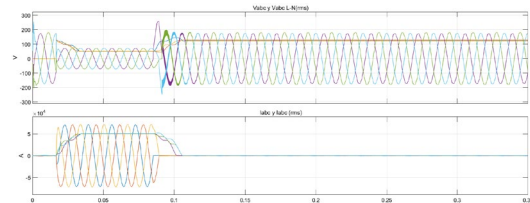


Figura 22. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 5.



## Bus 2

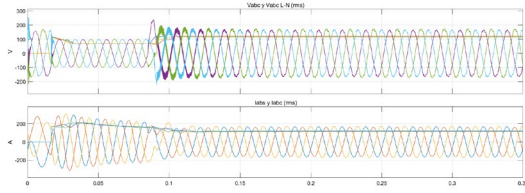


Figura 23. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 2.

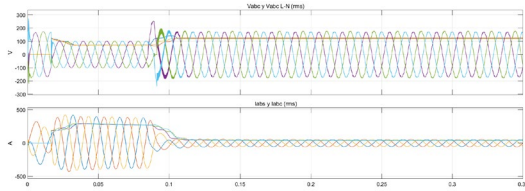


Figura 24. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 2.

## Bus 8

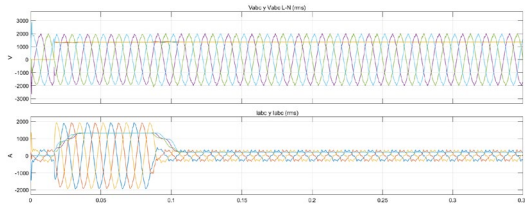


Figura 25. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 8.

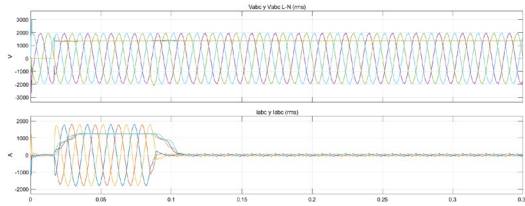


Figura 26. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 8.

## Bus 6

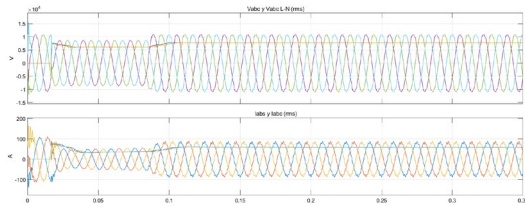


Figura 27. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 6.

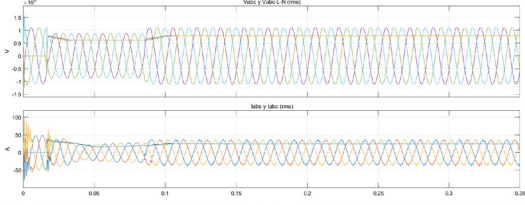


Figura 28. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 6.

## Bus 1

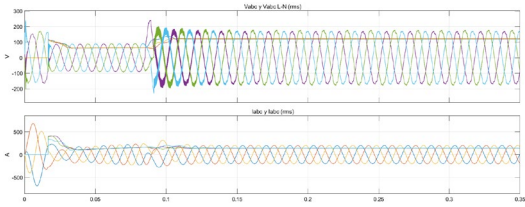


Figura 29. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en máxima demanda en bus 1.

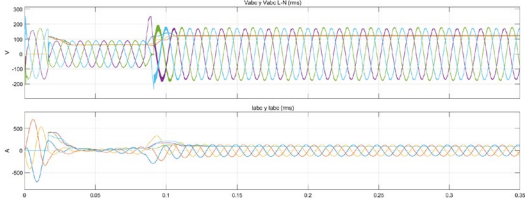


Figura 30. Forma de onda de Voltaje y Corriente (rms) estado dinámico en mínima demanda en bus 1.

## 6. Trabajos Futuros

El traslado a diferente software de simulación permite acercarse a la realidad diferentes escenarios de demanda o falla, ahorrar tiempo en el cálculo y avanzar con una solución viable.

Queda pendiente para su posterior investigación, las nuevas estrategias de control para los convertidores e inversores, además de una estructuración de protecciones contra diversos tipos de falla, realizar un análisis como el crecimiento de generación distribuida puede afectar a las reservas rodantes del sistema y su posterior solución, trabajos de compensación y confiabilidad en un nuevo entorno como es ETAP.

## 7. Conclusiones

Se validó la eficacia de la simulación en software ETAP el sistema de prueba tipo

benchmark para una MRH AC/DC, ya que los resultados son muy semejantes a los obtenidos en Matlab/Simulink, con una tasa de variación del 3.373% hasta un 98.57%. Las variaciones más grandes se deben a la diferente configuración que fue necesaria para el correcto funcionamiento.

Se realizó la réplica y modelación del sistema de prueba tipo benchmark para la MRH AC/DC de 14 buses IEEE en el software ETAP.

Se estimaron modificaciones a la estructura original adaptando principalmente la carga no lineal DC, los sistemas fotovoltaicos y las baterías.

Se evaluó los resultados obtenidos en ETAP y se comparó con los generados en Matlab/Simulink. Para la potencia activa en máxima demanda el porcentaje de diferencia oscila entre el 3.73%, valor obtenido en el bus 4, no se realizó mayor modificación y hasta el 48.34% en el bus 9 que corresponde al cambio realizado para adaptar la carga no lineal, en donde se aumentaron elementos. Así mismo en las pérdidas por línea en máxima demanda la diferencia va desde el 2.65% en la línea 9, hasta el 98.57% en la línea 1. Para el THD el valor más bajo es de 1.46% de diferencia entre los valores obtenido de Matlab/Simulink y ETAP que corresponde al bus 6 y la diferencia más alta es de 22.47% correspondiente al bus 4. Estos cambios son causados por los convertidores que se usaron tanto en Matlab/Simulink como en ETAP y la adaptación de otros elementos para ajustar las cargas no lineales. El comportamiento del generador en modo conectado a la red también influye en los valores obtenidos ya que el comportamiento es diferente. El generador no está permanentemente entregando energía en la simulación de ETAP a diferencia de Matlab/Simulink que entrega energía al estar conectado a la red principal.

Para la mínima demanda en potencia activa la diferencia va desde el 2.08% en el bus 10, hasta el 20.81% en el bus 10. En las pérdidas por línea van desde el 6.37% en el bus 13, hasta el 96.87% en el bus 7. En el THD 15.53% en el bus 6, hasta 43.63% en el bus 2.

En los parámetros del generador se utilizó valores por defecto proporcionado por ETAP. Esto da como resultado la variación de potencia activa, ya que aporta mayor energía la red principal. En los sistemas de almacenamiento de energía, la librería de ETAP no pudo ajustarse con exactitud en valores y materiales planteados en la simulación de Matlab/Simulink, sin embargo, los valores de estudio son aceptables ya que su diferencia excede para el SAEB #1 el 0.75% del valor nominal y para el SAEB #2 el 1.7%.

Lo mismo ocurre con los SF Array #1 excede con el 11.52% y para el SF Array #2 el 2.2% del voltaje nominal.

Es viable trasladar y replicar la simulación a ETAP ya que la diferencia entre cada parámetro está próximo a los valores de la simulación original en Matlab/Simulink. Esto abre camino en los estudios para la implementación de sistema de cargas para vehículos eléctricos, el incremento de las MRH y otras aplicaciones de interés en cuanto a GD.

ETAP al ser un software que necesita más información para la configuración de cada elemento usado, con el fin de hacer un caso de estudio lo más próximo a condiciones reales, provocó esta diferencia entre los valores obtenidos para esta investigación. En la simulación de ETAP se usa valores por defecto para configurar algunos de sus elementos, respetando la investigación previa hecha por los autores en Matlab/Simulink.

Se simuló las condiciones de mínima demanda, máxima demanda, y modo aislado a la red, con esto se pueden

verificar las diferentes condiciones de trabajo.

Se realizó una falla trifásica balanceada en el bus 5 y se tomaron sus valores de falla para futuros análisis y coordinación de protecciones ya que este esquema no cuenta con protocolos de protección.

El mayor aporte de energía del generador es cuando la MRH está operando en modo isla. Estos resultados pueden ayudar a comprender la simulación en diferentes softwares y los cambios necesarios para cada uno de ellos. Entender estos cambios ayudan comprender de mejor manera la penetración de GD en la red, con todos sus beneficios, pero también, prestar principal atención a los convertidores, inversores y protocolos de control que pueden ser aprovechados de manera óptima.

## 8. Referencias

- [1] F. Martín-Martínez, A. Sánchez-Miralles, and M. Rivier, “A literature review of Microgrids: A functional layer based classification,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1133–1153, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.025.
- [2] Á. J. Pérez Pazmiño and L. Ortiz Matos, “Despliegue óptimo de redes de distribución y generación distribuida para microrredes eléctricas híbridas CA aisladas usando método heurístico,” *Serie Científica de la Universidad de las Ciencias Informáticas*, vol. 15, no. 1, pp. 80–96, 2022, [Online]. Available: <https://publicaciones.uci.cu/index.php/serie/article/view/1013>
- [3] P. R. Kadukar, P. S. Shete, and S. P. Gawande, “Transient Analysis of Distributed Generation AC Microgrid using ETAP,” in *2018 International Conference on Current Trends towards Converging Technologies (ICCTCT)*, Mar. 2018, pp. 1–8. doi: 10.1109/ICCTCT.2018.8550987.
- [4] Z. Chen, K. Wang, Z. Li, and T. Zheng, “A review on control strategies of AC/DC micro grid,” in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Jun. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977807.
- [5] M. Ahmed, L. Meegahapola, A. Vahidnia, and M. Datta, “Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures—A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730–144766, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014977.
- [6] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Águila, J. W. González, G. J. López, and I. Isaac, “Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode,” *Heliyon*, vol. 5, no. 12, p. e02862, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [7] C. Schwaegerl and L. Tao, *Microgrids*, 1st ed. Chichester, United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd, 2013. doi: 10.1002/9781118720677.
- [8] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, “A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids,” *Heliyon*, vol. 6, no. 8, p. e04799, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [9] B. Yu, J. Guo, C. Zhou, Z. Gan, J. Yu, and F. Lu, “A Review on Microgrid Technology with Distributed Energy,” in *2017 International Conference on Smart*

- Grid and Electrical Automation (ICSGEA)*, May 2017, vol. 2017-Janua, pp. 143–146. doi: 10.1109/ICSGEA.2017.152.
- [10] F. A. Urgiles Navarrete and L. Ortiz Matos, “Estrategia de identificación dinámica no lineal basada en NARX para fuentes de generación distribuida acopladas electrónicamente a micro – redes AC/DC,” 2020. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18892>
- [11] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, “A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids,” *Heliyon*, vol. 6, no. 8, p. e04799, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [12] S. Klungtong and C. Chompoo-inwai, “Power flow monitoring and analysis for 24.6 MW at 6.9 kV bus Diesel Power Plant(DPP) using ETAP,” in *2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, Oct. 2016, pp. 307–312. doi: 10.1109/ICSGCE.2016.7876074.
- [13] P. Tu, S. Yao, P. Wang, and L. Goel, “Hierarchical Reliability Modeling of an Islanded Hybrid AC/DC Microgrid,” in *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Jun. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440359.
- [14] L. O. Matos, L. B. Gutierrez, J. W. G. Sanchez, and A. A. Tellez, “An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC/DC Microgrid Simulation,” in *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, Oct. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/CCAC.2019.8921191.
- [15] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, Oct. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033.
- [16] J. Guo, Y. Li, Y. Shen, J. Yu, and Y. Chen, “A Novel Incentive Mechanism for CCHP-Based Microgrids in Spinning Reserve,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 1697–1712, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3038920.
- [17] S. X. Garrido Jácome and L. Ortiz Matos, “Estrategia activa de tolerancia a fallas para el control Buck-Boost de micro-redes eléctricas en DC,” 2019. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/17621>
- [18] A. F. Falcón Ayala and L. Ortiz Matos, “Confiabilidad en microredes eléctricas AC/DC usando control robusto  $H_\infty$  y estrategias de tolerancia a fallas,” 2019. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/17685>
- [19] V. Motjoadi, P. N. Bokoro, and M. O. Onibonoje, “Review of Switching and Control Techniques of Solar Microgrids,” in *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, Aug. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219836.
- [20] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez de Alegría, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

- vol. 43, pp. 726–749, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [21] L. He, S. Zhang, Y. Chen, L. Ren, and J. Li, “Techno-economic potential of a renewable energy-based microgrid system for a sustainable large-scale residential community in Beijing, China,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, no. October 2016, pp. 631–641, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.053.
- [22] S. Liu, P. X. Liu, and X. Wang, “Effects of cyber attacks on islanded microgrid frequency control,” in *2016 IEEE 20th International Conference on Computer Supported Cooperative Work in Design (CSCWD)*, May 2016, pp. 461–464. doi: 10.1109/CSCWD.2016.7566033.
- [23] L. R. Jie and R. T. Naayagi, “Nanogrid for Energy Aware Buildings,” in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Mar. 2019, pp. 92–96. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715905.
- [24] D. Arias Cazco, R. A. Robayo Vasco, and L. Ortiz Matos, “Novel inteligente Step Voltaje Regulator (SVR) for residential electrical connections,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 4, pp. 1656–1661, Apr. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7483497.
- [25] H. Abdelgawad and V. K. Sood, “A Comprehensive Review on Microgrid Architectures for Distributed Generation,” in *2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Oct. 2019, vol. 3, pp. 1–8. doi: 10.1109/EPEC47565.2019.9074800.
- [26] C. J. Daly, D. L. Moore, R. J. Haddad, A. Specht, and S. Neal, “PicoGrid Smart Home Energy Management System,” in *SoutheastCon 2018*, Apr. 2018, vol. 2018-April, pp. 1–3. doi: 10.1109/SECON.2018.8479129.
- [27] Y. T. Quek, W. L. Woo, and T. Logenthiran, “Smart Sensing of Loads in an Extra Low Voltage DC Pico-Grid Using Machine Learning Techniques,” *IEEE Sensors Journal*, vol. 17, no. 23, pp. 7775–7783, Dec. 2017, doi: 10.1109/JSEN.2017.2723925.
- [28] L. O. Matos and J. W. Gonzalez Sanchez, “Reconfiguration strategy for Fault Tolerance of power Distribution Systems using Petri net,” in *2016 IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, Oct. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/ETCM.2016.7750820.
- [29] H. Farhangi and J. Geza, “Microgrid Benchmarks,” in *Microgrid Planning and Design*, 1st ed., IEEE, Ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2019, pp. 25–36. doi: 10.1002/9781119453550.ch2.
- [30] G. Liu, “Application of ETAP in distributed power supply and micro-grid interconnection,” in *2019 4th International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, Sep. 2019, pp. 108–112. doi: 10.1109/IGBSG.2019.8886250.
- [31] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sánchez, “Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method,” *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 73, no. 1, p. 012020, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012020.

- [32] A. Zeggai and F. Benhamida, "Power flow and Short circuit of 220 kV Substation using ETAP," in *2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE)*, Feb. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/CAGRE.2019.8713172.
- [33] Xiaran Chen and Guorong Zhang, "Harmonic analysis of AC-DC hybrid microgrid based on ETAP," in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, May 2016, pp. 685–689. doi: 10.1109/IPEMC.2016.7512368.
- [34] L. Ortiz, L. B. Gutiérrez, J. W. González, and A. Águila, "A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets," *Heliyon*, vol. 6, no. 3, p. e03559, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e03559.
- [35] H. Shin, S. H. Chae, and E.-H. Kim, "Design of Microgrid Protection Schemes Using PSCAD/EMTDC and ETAP Programs," *Energies*, vol. 13, no. 21, p. 5784, Nov. 2020, doi: 10.3390/en13215784.
- [36] S. P. Quishpe Guamantica and L. Ortiz Matos, "Detección de fallas de sensado en convertidores CA/CC para micro-redes híbridas usando análisis de componentes principales (PCA)," 2021. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19791>

## 9. Estado del Arte

# SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA TIPO BENCHMARK DE UNA MICRO-RED HIBRIDA EN AC/DC MEDIANTE EL SOFTWARE ELECTRICAL TRANSIENT ANALYZER (ETAP)

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS		TEMÁTICA								FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
			PAÍS	CITAS	MICROREDES	BENCHMARK EN MICROREDES	ETAP	ANÁLISIS AC/DC EN MR	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	ARQUITECTURA DE UNA MICRORED	MODO DE OPERACIÓN DE LA MR	SISTEMAS DE ENERGÍA HÍBRIDOS	VALIDAR MEDIANTE SIMULACIÓN	ESTIMAR CAMBIOS EN EL MODELO	EVALUAR LOS RESULTADOS	PERDIDAS DE POTENCIA	MODELACIÓN EN ETAP	OPERACIÓN DE LA MR	COMPARAR RESULTADOS ENTRE SOFTWARE	ADAPTACIÓN DE SIMULACIÓN	ANÁLISIS DE FALLA	COMPARACIÓN DE SOFTWARE	FLUJO DE POTENCIA	REPLICA DE LA SIMULACIÓN	ANÁLISIS RESULTADOS DE SIMULACIÓN	MODO DE OPERACIÓN EN LA MICRORED	FLUJO DE POTENCIA	ANÁLISIS FALLA EN BUS
1	2017	A review on control strategies of AC/DC micro grid	Italy	4	✗			✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗	✗					
2	2020	Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures–A Comprehensive Review	Australia	15	✗	✗			✗	✗	✗	✗			✗		✗					✗	✗		✗	✗		
3	2018	Hierarchical Reliability Modeling of an Islanded Hybrid AC/DC Microgrid	Singapore	1	✗	✗			✗	✗				✗			✗			✗		✗	✗				✗	
4	2017	A Review on Microgrid Technology with Distributed Energy	China	12	✗	✗			✗	✗	✗			✗		✗	✗		✗			✗	✗		✗	✗	✗	
5	2019	Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode	Ecuador	21	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗			✗			✗		✗	✗		✗	✗	✗		
6	2020	Review of Switching and Control Techniques of Solar Microgrids	Kenya	4	✗				✗	✗	✗	✗			✗	✗					✗	✗		✗				
7	2015	AC and DC technology in microgrids: A review	Spain	29	✗	✗			✗	✗	✗				✗				✗		✗	✗	✗					
8	2020	A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids	Ecuador	5	✗		✗			✗	✗	✗				✗				✗	✗			✗	✗	✗		
9	2018	Techno-economic potential of a renewable energy-based microgrid system for a sustainable large-scale residential community in Beijing, China	China	43	✗	✗			✗	✗	✗				✗	✗			✗		✗	✗			✗	✗		
10	2016	Effects of cyber attacks on islanded microgrid frequency control	China	5				✗	✗							✗						✗			✗			
11	2019	Nanogrid for Energy Aware Buildings	Thailand	0					✗	✗					✗	✗					✗		✗	✗			✗	
12	2019	A Comprehensive Review on Microgrid Architectures for Distributed Generation	Canada	0	✗		✗		✗	✗					✗						✗			✗	✗			
13	2017	Smart Sensing of Loads in an Extra Low Voltage DC Pico-Grid Using Machine Learning Techniques	Singapore	11	✗		✗	✗		✗	✗				✗					✗				✗			✗	
14	2019	Application of ETAP in distributed power supply and micro-grid interconnection	China	1	✗		✗		✗						✗	✗				✗	✗	✗	✗				✗	✗
15	2016	A literature review of Microgrids: A functional layerbased classification	Spain	13	✗				✗	✗					✗	✗				✗	✗			✗	✗	✗		
16	2018	Transient Analysis of Distributed Generation AC Microgrid using ETAP	India	1	✗		✗		✗	✗	✗					✗				✗	✗			✗		✗	✗	✗

17	2013	Microgrids	United Kingdom	0	✘			✘	✘	✘				✘	✘		✘		✘		✘		✘					
18	2016	Power flow monitoring and analysis for 24.6 MW at 6.9 kV bus Diesel Power Plant(DPP) using ETAP	China	0	✘		✘	✘			✘		✘						✘		✘		✘	✘				
19	2011	Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review	Australia	270	✘	✘				✘				✘					✘			✘	✘					
20	2021	A Novel Incentive Mechanism for CCHP-Based Microgrids in Spinning Reserve	China	0	✘			✘			✘				✘				✘		✘		✘	✘				
21	2019	PicoGrid Smart Home Energy Management System	United States	1	✘		✘								✘						✘							
22	2021	Despliegue óptimo de redes de distribución y generación distribuida para microrredes eléctricas híbridas CA aisladas usando método heurístico	Ecuador	0			✘	✘		✘										✘			✘	✘				
23	2020	A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids	Ecuador	6	✘			✘		✘						✘			✘		✘		✘	✘				
24	2019	An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC/DC Microgrid Simulation	Colombia	0	✘		✘			✘				✘					✘	✘			✘					
25	2016	Reconfiguration Strategy for Fault Tolerance of Power Distribution Systems Using Petri Net	Ecuador	4	✘	✘			✘		✘								✘					✘				
26	2020	A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets	Ecuador	5		✘		✘		✘	✘			✘	✘	✘			✘			✘		✘				
27	2021	Novel inteligente Step Voltaje Regulator (SVR) for residential electrical connections	Ecuador	4		✘										✘						✘						
28	2021	Detección de fallas de sensado en convertidores CA/CC para micro-redes híbridas usando análisis de componentes principales (PCA)	Ecuador	0	✘			✘	✘		✘			✘	✘				✘		✘		✘	✘				
29	2017	Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method	Ecuador	6		✘	✘			✘			✘	✘	✘				✘		✘		✘					
30	2020	Control de voltaje óptimo para sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS) acoplados a microrredes de AC utilizando algoritmos LQG	Ecuador	0	✘	✘		✘					✘	✘			✘	✘		✘		✘	✘	✘				
31	2019	Confiabilidad en microrredes eléctricas AC/DC usando control robusto H <sub>∞</sub> y estrategias de tolerancia a fallas	Ecuador	0	✘	✘			✘	✘			✘		✘			✘		✘		✘	✘					
32	2018	Mejoramiento de la fiabilidad en microrredes mediante el control robusto de voltaje usando técnicas pasivas de tolerancia a fallos	Ecuador	0	✘	✘	✘		✘		✘			✘				✘		✘		✘		✘				
33	2019	Power flow and Short circuit of 220 kV Substation using ETAP	Algeria	0			✘	✘			✘				✘						✘			✘				
34	2016	Harmonic analysis of AC-DC hybrid microgrid based on ETAP	China	2			✘		✘				✘		✘				✘			✘						
35	2020	Design of Microgrid Protection Schemes Using PSCAD/EMTDC and ETAP Programs	Korea	3			✘								✘									✘				
36	2019	Microgrid Benchmarks,” in Microgrid Planning and Design	United Kingdom	3		✘		✘		✘			✘		✘				✘		✘		✘					
CANTIDAD:					26	15	16	19	15	18	22	13	12	21	17	8	14	21	9	13	12	13	19	10	18	19	16	10



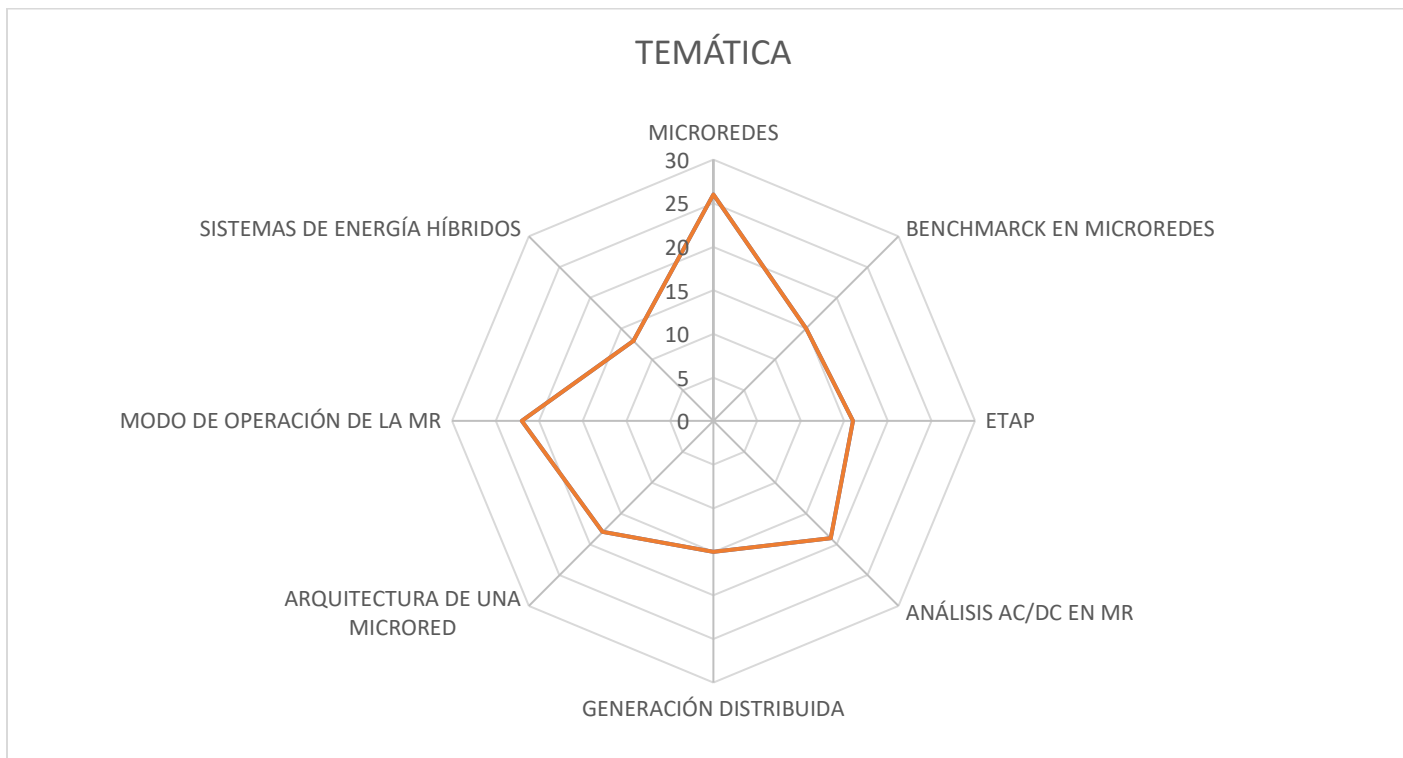


Figura 31. Resumen de la temática del estado del arte

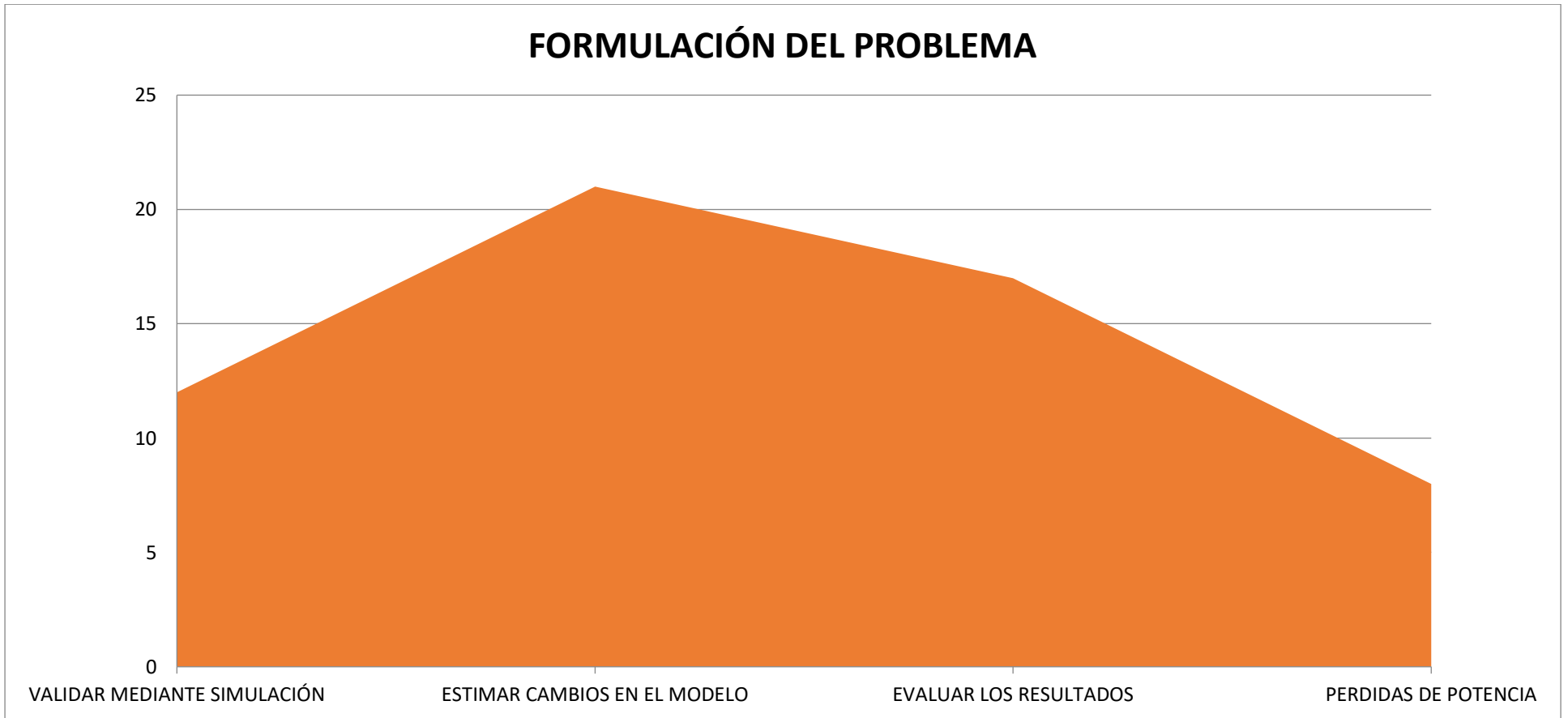


Figura 32. Indicador de la formulación del problema

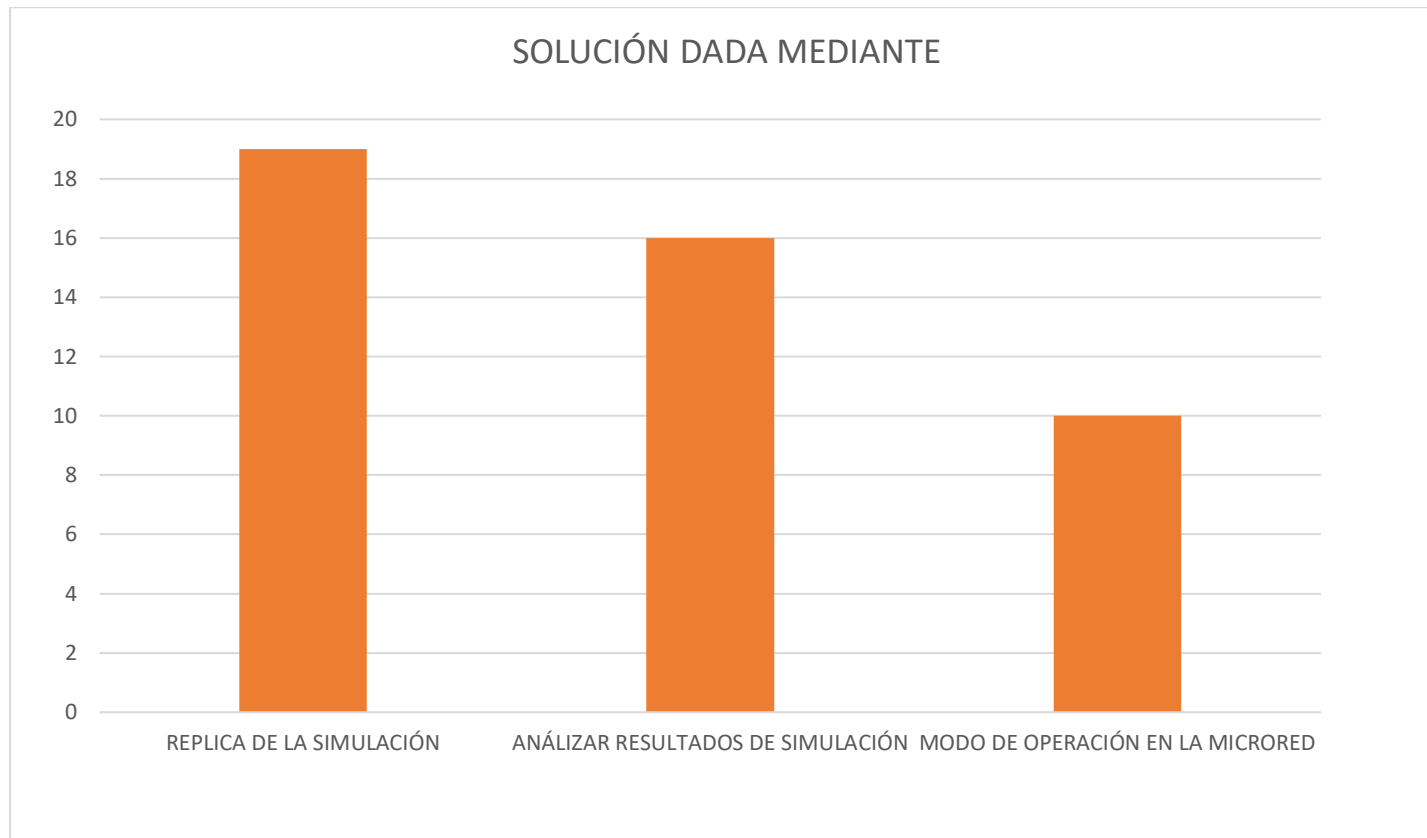


Figura 33. Indicador de la solución dada

## 10. Anexos

Tabla 14. Voltaje L-L en kV máxima demanda conectado a la red simulado en ETAP

BUS	ab	bc	ca
1	0.212	0.213	0.212
2	0.208	0.211	0.21
3	0.212	0.214	0.213
4	0.218	0.217	0.219
5	0.208	0.209	0.208
6	13.71	13.72	13.71
7	13.71	13.72	13.72
8	2.4	2.3	2.4
9	13.68	13.69	13.68
10	11.94	11.94	11.94
11	12.63	12.64	12.64
12	12.95	12.96	12.96
13	13.99	13.99	13.99
14	13.65	13.66	13.66

Tabla 17. Voltaje L-L en kV mínima demanda conectado a la red simulado en ETAP

BUS	ab	bc	ca
1	0.217	0.217	0.218
2	0.216	0.215	0.216
3	0.219	0.219	0.218
4	0.221	0.219	0.22
5	0.213	0.212	0.219
6	13.93	13.52	13
7	13.24	13.26	13.8
8	2.4	2.4	2.4
9	13.14	13.01	12.89
10	13.23	13.25	13.06
11	13.57	13.23	13.52
12	13.69	13.67	13.52
13	14.06	13.81	13.81
14	13.51	12.98	12.96

Tabla 15. Potencia reactiva en kVAr por fase máxima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP

BUS	a	b	c
1	9.03	9.46	9.24
2	1.61	1.64	1.63
3	14.39	14.71	14.45
4	28.5	23.9	24.2
5	16.2	16.1	18.3
6	343.5	343.7	343.9
7	105.9	107.63	107.2
8	-153.7	-153.65	-153.27
9	-9.75	-9.75	-9.75
10	119.7	119.63	119.8
11	67.1	67.2	67.25
12	140.9	141	141.1
13	-500.9	-516.6	-507.7
14	-118.6	-118.1	-118.7

Tabla 18. Potencia reactiva en kVAr por fase mínima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP

BUS	a	b	c
1	4.54	4.08	4.1
2	1.62	2.59	2.3
3	4.08	4.53	4.31
4	8.3	8.35	8.33
5	7.88	9.5	9.6
6	116.6	106.13	106.1
7	-23.9	-30.6	-25.1
8	16.23	17.19	16.1
9	0.27	0.27	0.086
10	44.9	44.9	44.8
11	23.2	23.2	23.1
12	47.2	47.2	47.21
13	-232.9	-234	-234.6
14	21.4	21.1	21.7

Tabla 16. Factor de potencia por fase en máxima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP

BUS	a	b	c
1	0.826386	0.81421	0.819252
2	0.994581	0.994399	0.994419
3	0.794705	0.877759	0.871748
4	0.838619	0.854185	0.852918
5	0.615425	0.590723	0.561692
6	0.643793	0.643691	0.643713
7	0.670704	0.665018	0.66608
8	0.662461	0.663311	0.663903
9	0.995321	0.995305	0.99531
10	0.846748	0.847001	0.846799
11	0.805756	0.804963	0.80528
12	0.820105	0.943908	0.973928
13	0.833268	0.822396	0.831424
14	0.480743	0.486275	0.484953

Tabla 19. Factor de potencia por fase en mínima demanda modo conectado a la red simulado en ETAP

BUS	a	b	c
1	0.869923	0.907416	0.889956
2	0.957324	0.90001	0.920519
3	0.900925	0.882267	0.904302
4	0.886222	0.89655	0.888163
5	0.931629	0.904112	0.903199
6	0.807523	0.832788	0.833111
7	0.696706	0.608595	0.681185
8	0.925599	0.917482	0.926761
9	0.999963	0.999963	0.999996
10	0.799795	0.799699	0.800533
11	0.802261	0.803202	0.80184
12	0.80405	0.803604	0.804434
13	0.782588	0.781097	0.780222
14	0.298742	0.306698	0.286132

Tabla 20 Potencia Activa en máxima demanda simulado en ETAP modo isla

<b>BUS</b>	<b>ab</b>	<b>bc</b>	<b>ca</b>
1	-11	-21.9	-32.9
2	15.7	18.92	34.62
3	7.41	10	17.57
4	30	55.5	85.5
5	6.8	16.61	21.2
6	170.9	260.4	431.3
7	246.1	363.1	609.2
8	-221.8	-443.7	-665.5
9	187.23	404.47	591.7
10	135.6	270.7	405.3
11	76	145.7	221.7
12	159	162	479.1
13	189.1	381.2	567.3
14	127.8	260.5	379.9

Tabla 21 Potencia Activa mínima demanda simulado en ETAP modo isla

<b>BUS</b>	<b>ab</b>	<b>bc</b>	<b>ca</b>
1	5.26	10.4	15.16
2	3.71	8.42	10.57
3	1.69	4.79	7.58
4	20.7	42.5	63.3
5	24.4	48	73.3
6	58.4	116.8	175.2
7	252.2	505	756.6
8	-275.4	-553.4	-830.5
9	249	498.6	746.6
10	54.2	108.5	162.7
11	28.1	56.2	84.3
12	57.1	114.2	171.3
13	122.7	246	367.8
14	122.5	244.9	367.3