



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICAS PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE
UTILIZANDO LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR
UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL PMUS

AUTOR:

FRANKLIN STALIN PINOS VERGARA

DIRECTOR:

JUAN PABLO AVILÉS ARÉVALO

CUENCA - ECUADOR

2022

Autor:



Franklin Stalin Pinos Vergara

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.

fpinos@est.ups.edu.ec

franklininstallin@hotmail.com

Director:



Juan Pablo Avilés Arévalo

Ingeniero Eléctrico.

Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Energética.

Doctor en Ciencias de Ingeniería.

javiles@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 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 investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

PINOS VERGARA FRANKLIN STALIN

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE UTILIZANDO LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL PMUS

Agradecimientos

Este trabajo de posgrado se ha realizado gracias a la sabiduría, fortaleza y salud que Dios me ha permitido tenerla a lo largo de mi vida.

Gracias al Doctor Juan Pablo Avilés Arévalo, por su apoyo y orientación, por su amistad, motivación y paciencia que supo ofrecerme a lo largo de este camino.

Un agradecimiento al Doctor delegado para la revisión de la tesis y su contribución y a la Universidad Politécnica Salesiana por su excelencia académica.

A mis padres, gracias por los valores transmitidos desde mi niñez y todo su esfuerzo para mi educación; a mis amigos cercanos que siempre estuvieron preocupados en mi futuro académico y gracias también a quien todos los días me supo alentar para no bajar los brazos y lograr mis objetivos profesionales, a mi querido hermano Franco, a mi familia y todos mis seres amados.

“Dedicado a todas las personas muy especiales que en su momento me dieron su apoyo constante y no dejaron de desearme mejores días y crecimiento en mi vida personal y profesional.”

“La humildad hace a los grandes hombres dos veces honorables. Benjamín Franklin.”

Índice general

Índice de Figuras	6
Índice de Tablas	8
Abstract	9
1. Introducción	11
1.1. Descripción de la Problemática.	11
1.2. Objetivos.	12
1.2.1. Objetivo general.	12
1.2.2. Objetivos Específicos.	13
1.3. Metodología.	13
1.4. Contribuciones.	14
1.5. Organización del Trabajo.	15
2. El Sistema Eléctrico de Potencia	16
2.1. Componentes de la Red Eléctrica.	16
2.2. Problemas en la Red Eléctrica.	17
2.3. Desviación de Voltaje.	18
3. Reconfiguración de Redes Eléctricas: Revisión del Estado del Arte	20
3.1. Reconfiguración.	20
3.2. Métodos de reconfiguración.	21
3.3. Ventajas y desventajas de los métodos de reconfiguración.	22
3.3.1. Métodos basados en conocimiento.	22
3.3.2. Métodos basados en técnicas evolutivas.	22
4. Estimación de Estados	24
4.1. Unidades de Medición Fasorial PMUs.	24

ÍNDICE GENERAL	4
4.2. Estado de un Sistema.	26
4.3. Estimación de Estados.	27
4.3.1. Estimación de Estado Convencional.	29
4.3.2. Estimación de Estados en un Sistema de Potencia.	30
5. Algoritmos Evolutivos	32
5.1. Algoritmo Evolutivo.	32
5.2. Algoritmo Evolutivo Diferencial.	33
5.2.1. Inicialización de la población.	34
5.2.2. Mutación diferencial.	34
5.2.3. Recombinación.	34
5.2.4. Selección.	35
6. Reconfiguración de una Red de Distribución Mediante Estimación de Estados	36
6.1. Formulación del Problema.	36
6.1.1. Función Objetivo.	36
6.1.2. Restricciones.	36
6.2. Desarrollo del algoritmo.	37
6.2.1. Ingreso de datos.	38
6.2.2. Flujo de potencia.	38
6.2.3. Estimación de estados.	38
6.2.4. Reconfiguración.	40
6.2.5. Resultados.	40
7. Simulaciones y Análisis de Resultados	41
7.1. Escenario 1: Sistema original IEEE-33 barras.	43
7.2. Escenario 2: Reducción de la potencia de las cargas en un 50 % en las barras 4, 11 y 32.	45
7.3. Escenario 3: Incremento de las cargas al triple de su valor en las barras 10, 15 y 25.	50
7.4. Comparación de Resultados.	54
8. Conclusiones	56
A. Impedancias del sistema IEEE-33 Bus	57
B. Cargas del sistema IEEE-33 Bus	59

ÍNDICE GENERAL	5
Anexos	57
Bibliografía.	61

Índice de Figuras

1.1. Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica en América del Sur [1].	12
2.1. Estructura básica de un SEP [2].	17
3.1. Reconfiguración de un sistema de distribución.	20
4.1. Estructura general de un sistema WAMS con PMUs [3].	25
4.2. Diagrama de estado para el funcionamiento del Sistema de alimentación [4].	26
4.3. Evaluación de seguridad estática en línea: Diagrama funcional [4].	28
5.1. Proceso de operación de un algoritmo de evolución diferencial. .	35
6.1. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto.	37
6.2. Ubicación de „PMUs en el sistema de 33 barras de la IEEE.	39
7.1. Diagrama original de la IEEE-33 barras, con líneas auxiliares del sistema de distribución.	42
7.2. Magnitud de Voltaje. Escenario 1.	43
7.3. Ángulo de Voltaje. Escenario 1.	43
7.4. Potencia Real. Escenario 1.	44
7.5. Potencia Reactiva. Escenario 1.	44
7.6. Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 1.	45
7.7. Escenario 1. Sistema reconfigurado con carga original. Las líneas que se abren son: 21-8, 10-11, 9-15, 17-18 y 28-29.	46
7.8. Magnitud de Voltaje. Escenario 2.	47
7.9. Ángulo de Voltaje. Escenario 2.	47
7.10. Potencia Real. Escenario 2.	48

ÍNDICE DE FIGURAS

7

7.11.Potencia Reactiva. Escenario 2.	48
7.12.Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 2.	48
7.13.Escenario 2. Sistema reconfigurado con reducción de la potencia de las cargas en un 50 % en las barras 4, 11 y 32. Las líneas que se abren son: 7-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 25-29.	49
7.14.Magnitud de Voltaje. Escenario 3.	50
7.15.Ángulo de Voltaje. Escenario 3.	50
7.16.Potencia Real. Escenario 3.	51
7.17.Potencia Reactiva. Escenario 3.	51
7.18.Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 3.	52
7.19.Escenario 3. Incremento de las cargas al triple de su valor en las barras 10, 15 y 25. Las líneas que se abren son: 21-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 28-29.	53
7.20.Comparación de las desviaciones de voltaje para cada escenario, antes y después de la optimización.	54

Índice de Tablas

4.1. Características técnicas de PMUs y SCADA	25
7.1. Comparación de resultados de los casos de estudio.	55
A.1. Datos de línea del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.	57
A.2. Datos de línea del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.	58
B.1. Datos de carga del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.	59
B.2. Datos de carga del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.	60

Resumen

El presente trabajo propone un método novedoso para mejorar el perfil de tensión de una red de distribución mediante la reconfiguración óptima de la red, que consiste en la apertura y cierre de interruptores existentes para modificar la topología de la red. La reconfiguración óptima de redes de distribución es un método práctico, eficaz y muy utilizado para mejorar la tensión en las barras de un sistema de distribución.

Como la reconfiguración óptima de la red es un problema combinatorio extremadamente complejo, se implementará un algoritmo evolutivo diferencial. Este algoritmo propondrá diferentes configuraciones que evolucionarán hasta alcanzar un resultado óptimo. Cada configuración se evaluará con un flujo de potencia, calculando la desviación de voltaje del sistema. El problema incluirá restricciones de voltaje de acuerdo con las regulaciones nacionales.

La ventaja de la presente propuesta es que, al incluir la estimación de estados, utilizando „PMUs, el algoritmo tendrá la capacidad de adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema, es decir, si las mediciones identifican un voltaje de barra inferior o superior al permitido, se llevará a cabo una reconfiguración óptima de la red. Estos cambios de voltaje se pueden dar por conexión/desconexión importante de carga o por ingreso/salida de algún generador. Si el sistema identifica una variación sustancial del voltaje en las barras, el algoritmo procederá a la reconfiguración óptima de la red.

Los resultados a obtenerse de la reconfiguración será una topología de red con niveles de tensión adecuados en cada una de las barras del sistema para evitar afectaciones al usuario final.

Abstract

This paper proposes a novel method to improve the voltage profile of a distribution network through optimal network reconfiguration, which consists of opening and closing existing switches to modify the network topology. Optimal reconfiguration of distribution networks is a practical, effective and widely used method to improve the voltage in the bars of a distribution system.

As the optimal network reconfiguration is an extremely complex combinatorial problem, a differential evolutionary algorithm will be implemented. This algorithm will propose different configurations that will evolve until reaching an optimal result. Each configuration will be evaluated with a power flow, calculating the system voltage deviation. The problem will include voltage restrictions according to national regulations.

The advantage of the present proposal is that by including state estimation, using „PMUs, the algorithm will have the ability to adapt to changing system conditions, that is, if the measurements identify a lower or higher bus voltage allowed, an optimal reconfiguration of the network will be carried out. These voltage changes can be caused by important load connection/disconnection or by input/output of a generator. If the system identifies a substantial variation in bus voltage, the algorithm will proceed to the optimal reconfiguration of the network.

The results to be obtained from the reconfiguration will be a network topology with adequate voltage levels in each of the system bars to avoid affecting the end user.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Descripción de la Problemática.

Dentro del sistema eléctrico de potencia, la red de distribución es la parte más extensa del mismo, consiste en redes de baja tensión (BT) y media tensión (MT). Su extensión complica su mantenimiento y operación, ya que se requiere respetar ciertos parámetros de calidad y niveles adecuados de confiabilidad hacia el consumidor final.

En la planeación de las redes de distribución de bajo voltaje el diseñador debe encontrar la topología óptima, para luego determinar la capacidad y ubicación de los transformadores de distribución. En esta etapa, el diseño se debe realizar minimizando costos de inversión y caídas de tensión. En la planeación de redes de media tensión, se debe identificar la ubicación y tamaño óptimo de las subestaciones y alimentadores de MT, así como el trazo óptimo de la red. En la etapa de operación de la red de media tensión se puede reconfigurar abriendo o cerrando interruptores para mejorar algunos índices de confiabilidad, minimizar pérdidas de potencia, o mejorar algunos parámetros de calidad como la desviación de voltaje [5].

La operación de un sistema eléctrico de potencia se complica por el incremento constante de la demanda, por ejemplo, para América del Sur, el crecimiento proyectado de electricidad para el horizonte 2010-2022 es: 6.3 % Bolivia; 5.3 % Chile; 3.5 % Colombia; 5.5 % Ecuador y 6.7 % Perú [1]. Los perfiles de carga que se proyectan para los países mencionados se muestran en la Figura 1.1.

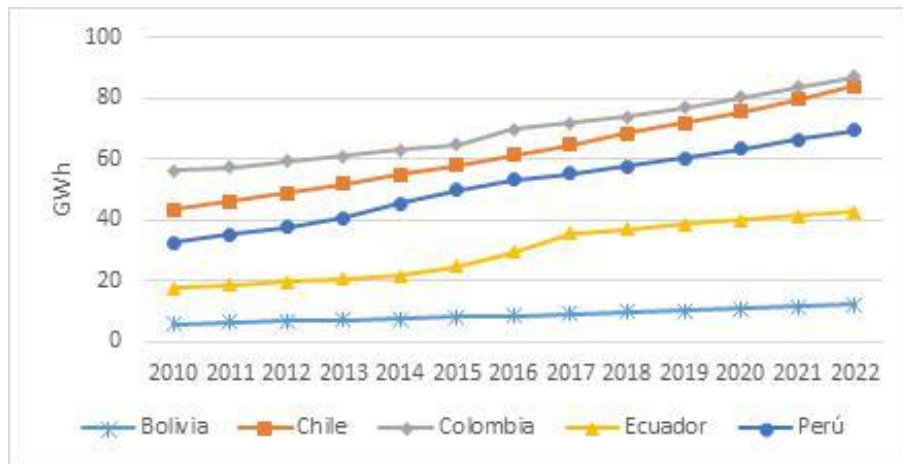


Figura 1.1: Crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica en América del Sur [1].

Este incremento de carga causa degradación de las condiciones óptimas de operación, por lo tanto, el sistema eléctrico debe ser mejorado constantemente. Una alternativa para mejorar la red de distribución es incrementar la capacidad de los transformadores y conductores. Aunque esta es una solución práctica y de fácil implementación, también es más costosa. Una alternativa muy popular para mejorar la operación de un SEP es la reconfiguración de la topología de la red, pero debido a la extensión del sistema este se convierte en un problema de optimización combinatorio, no lineal y no convexo, siendo difícil de resolver por métodos de optimización convencional. Por este motivo con el presente trabajo se propone implementar un algoritmo metaheurístico, como lo es la Evolución Diferencial (ED), para resolver este problema particular de optimización.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo general.

Planear una reconfiguración óptima de redes de distribución eléctrica por medio de „PMUS para mejorar los perfiles de voltaje.

1.2.2. Objetivos Específicos.

Objetivo Especifico 1: Desarrollar un modelo matemático para la reconfiguración óptima de redes de distribución eléctrica.

Objetivo Especifico 2: Implementar un algoritmo de optimización metaheurístico para la reconfiguración óptima de redes de distribución, determinando la desviación de voltaje y el estado de la red eléctrica mediante mediciones de „PMUS.

Objetivo Especifico 3: Contrastar los resultados obtenidos simulando la red eléctrica optimizada en programas computacionales.

1.3. Metodología.

Con los antecedentes de una red eléctrica, su topología y los datos referentes a la misma como impedancias y cargas, se puede obtener un modelo matemático que nos permita evaluar su estado actual, para luego proceder con la reconfiguración de la topología. Este modelo contará con las restricciones necesarias para mantener parámetros de calidad hacia los usuarios finales. Al realizar la reconfiguración óptima del sistema, el algoritmo nos indicará los interruptores a ser abiertos o cerrados para obtener una topología radial óptima. Para este trabajo se tomará como caso de estudio el sistema IEEE-33 bus.

Con las mediciones proporcionadas por las simulaciones de la red de prueba se podrá identificar cambios o problemas existentes utilizando *estimación de estados*. Al sistema se lo podrá calificar mediante una *calidad* o *fitness*, que en nuestro caso será la *desviación de voltaje*. El algoritmo evolutivo, nos permitirá buscar la mejor topología de la red para minimizar la desviación de voltaje total del sistema, reconfigurando la red las veces necesarias hasta obtener en lo posible una desviación de voltaje casi nula, esto nos permitirá solucionar los problemas de voltaje existentes en el sistema de distribución.

Para verificar la efectividad del modelo de optimización se procederá a simular el antes y después del sistema, utilizando un software especializado en sistemas de distribución (Digsilent o Etap). Además, se simularán diferentes escenarios, aumentando o disminuyendo las cargas en varias barras del sistema para verificar el comportamiento del algoritmo y la selección óptima de otro tipo de topología.

1.4. Contribuciones.

Al ser las caídas de tensión un problema habitual en los sistemas de distribución, lo que se propone en el presente trabajo es mejorar el perfil de voltaje por medio de la reconfiguración óptima de la red, abriendo o cerrando interruptores existentes para cambiar la topología de la red. La reconfiguración óptima de redes es un método práctico muy utilizado para mejorar el voltaje en las barras de la red de distribución.

La reconfiguración óptima de una red de distribución implica cambiar su topología, que, al ser demasiado extensa, se transforma en un problema combinatorio de gran complejidad. Además, al implementar flujos de potencia para la evaluación de cada topología, el modelo es de tipo no lineal (por el conjunto de ecuaciones no lineales) y no convexo, ya que, no todas las topologías logran una convergencia del flujo de potencia. Esto dificulta la implementación de técnicas de optimización convencionales, por lo que es acertado utilizar técnicas metaheurísticas.

En este caso particular se utilizará un algoritmo de *Evolución Diferencial* (ED), ideal para problemas combinatorios con varios óptimos locales. Este algoritmo es simple, preciso, razonablemente rápido y robusto, comparado contra otros algoritmos evolutivos como el *Algoritmo Genético* o *Enjambre de Partículas*. El algoritmo de ED propondrá diferentes configuraciones/topologías que luego irán evolucionando hasta alcanzar un óptimo global. Cada configuración será evaluada con un flujo de potencia calculando la desviación de voltaje total del sistema. Dentro del problema se incluirán restricciones para el nivel de voltaje, manteniendo parámetros de calidad según normativas nacionales.

La ventaja de la presente propuesta es que al incluir estimación de estados mediante „PMUs, el algoritmo tiene la capacidad de adaptarse al cambio de las condiciones del sistema, es decir, conexión/desconexión de cargas o entrada/salida de generadores. Si luego de la estimación de estados se identifican voltajes menores o superiores al límite permitido, o una desviación de voltaje elevada, se procederá a realizar una reconfiguración óptima de la red. La estimación de estados nos permite verificar la situación actual del sistema sin tener dispositivos de medición en cada una de las barras.

1.5. Organización del Trabajo.

La organización del presente trabajo se distribuirá de la siguiente manera:

- El capítulo 1 detalla la problemática del tema, objetivos del trabajo, la metodología empleada y el aporte del presente trabajo.
- El capítulo 2 presenta los componentes que integran una red eléctrica de distribución, los problemas comunes en redes de distribución, y se indica como se calcula la desviación de voltaje.
- El capítulo 3 trata sobre la reconfiguración óptima de redes de distribución eléctricas, la revisión del estado del arte y sus ventajas y desventajas.
- El capítulo 4 indica que es estimación de estados, conceptos básicos y su aplicación.
- El capítulo 5 indica características básicas de los Algoritmos Evolutivos y describe a detalle el algoritmo Genético Diferencial.
- El capítulo 6 plantea el modelo de optimización e indica el desarrollo de la propuesta y del algoritmo.
- En el capítulo 7 se prueba la propuesta y se analizan los resultados de las diferentes simulaciones.
- El capítulo 8 concluye este trabajo.

Capítulo 2

El Sistema Eléctrico de Potencia

2.1. Componentes de la Red Eléctrica.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se divide en:

- **Generación:** En esta etapa de la red eléctrica se encuentran los Generadores, los cuales se pueden conectar en paralelo para proporcionar la potencia requerida por las cargas. Existen generadores convencionales que utilizan por ejemplo motores de combustión interna o turbinas de gas y generadores no-convencionales con fuentes renovables como la Solar, Eólica, Biomasa, etc. [6].
- **Transmisión y Subtransmisión:** Una red de transmisión transfiere energía eléctrica desde las unidades de generación hacia el sistema de distribución, elevando o reduciendo el voltaje mediante transformadores de potencia. Las líneas de transmisión que funcionan a más de 60 kV están estandarizadas a 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV y 765 kV. Las tensiones de transmisión superiores a 230 kV se conocen generalmente como voltaje extra alto (EHV) [6].
- **Distribución:** Es la última etapa de una red eléctrica en donde las subestaciones de distribución conectan con los equipos o elementos eléctricos de los consumidores. Los niveles de tensión son generalmente de 240/120 V en sistemas monofásicos de 3 hilos, y de 440/220 V en sistemas trifásicos de 4 hilos que pueden ser sistemas aéreos y subterráneos.[6].

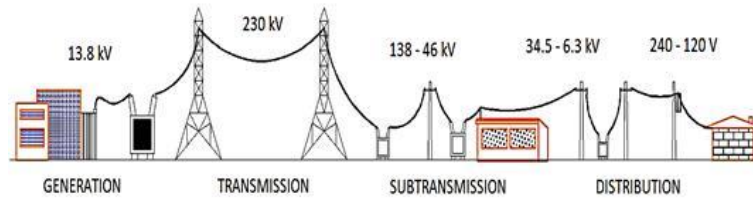


Figura 2.1: Estructura básica de un SEP [2].

Las líneas de distribución primarias transportan la energía hasta los transformadores de distribución (ubicados cerca de las cargas) donde el voltaje se reduce nuevamente a un nivel de utilización que requieren los consumidores. Generalmente varios consumidores se alimentan de un transformador por medio de una red de distribución de bajo voltaje [7].

Comúnmente un alimentador primario puede abastecer hasta 50 transformadores de distribución, esparcidos estratégicamente en la región utilizando una red con topología radial. Estas redes pueden ser aéreas, subterráneas o una combinación [2].

2.2. Problemas en la Red Eléctrica.

Dentro del diseño y operación de redes de distribución, varias restricciones de calidad deben ser consideradas para entregar energía de calidad a los consumidores finales. Entre los problemas de calidad más importantes que podemos evitar tenemos:

- **Caída de voltaje:** Es uno de los problemas más ocurrentes en las redes de distribución. Se define como una disminución de voltaje a lo largo del conductor debido a la impedancia del conductor por el cual fluye una corriente [5]. Las caídas de tensión siempre están en las líneas y demás elementos, que son evaluados con el objetivo de que las variaciones de carga se mantengan dentro de los valores normales de voltaje especificados por la empresa distribuidora. Si se presenta una caída de tensión superior al 10 % puede causar daños severos a los consumidores finales.

Estos daños se manifiestan como incrementos de temperatura en máquinas o motores y paro de equipos eléctricos por insuficiencia de tensión (ya que se encuentran por debajo de los límites tolerables a los que fue-ron construidos) [8].

- **Sobrecarga o sobre corriente:** Ocurre debido al incremento de carga y genera calentamiento en los conductores, también puede causar cortocircuitos y fallas a tierra. [5].
- **Sobrecarga de transformadores o generadores:** Causado por una expansión rápida de la red/carga, sin la planificación adecuada de capacidad. Un transformador sobrecargado puede fallar por el aumento de temperatura [5]. Cuando un transformador se encuentra trabajando sobre sus valores nominales de placa tiene consecuencias que afectan mucho al equipo de potencia como:
 - Las temperaturas en los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones y aislamientos pueden alcanzar valores preocupantes.
 - La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas que atraviesa el flujo.
 - El flujo de dispersión y el flujo principal al combinarse limitan la sobreexcitación del circuito magnético.
 - Los cambios de temperatura modifican la humedad y gases en los aislamientos y aceite [9].

2.3. Desviación de Voltaje.

Los equipos eléctricos modernos están diseñados para operar en un rango específico de voltajes, lo que les permite tolerar ciertas fluctuaciones durante periodos muy cortos de tiempo, sin embargo, se puede dar el caso que estas fluctuaciones sean largas y terminen dañando los equipos. La regulación de tensión permitida en Ecuador (establecido por el Arconel) es de $\pm 5\%$ a nivel de transmisión (22 kV / 13.8 kV)[10]. Las caídas de tensión por lo general ocurren debido a las impedancias en las líneas y cuando la generación reactiva disponible en el sistema no puede cubrir toda la demanda de energía de los

clientes. Por estas razones es que los voltajes en los extremos de la red son más bajos que los voltajes en las barras cerca de las subestaciones o alimentadores.

La desviación de voltaje se puede definir como: *La diferencia entre el voltaje nominal del sistema y el voltaje real, mientras menor sea la desviación de voltaje en la barra respecto al voltaje nominal, mejores serán las condiciones de voltaje del sistema* [10]. Un índice de desviación de voltaje (TVD) está definido como el valor al cuadrado de la diferencia de voltaje absoluto entre el voltaje nominal y el voltaje real para todos los buses o barras del sistema, y se lo puede representar con la siguiente ecuación:

$$TDV = \sum_{i=1}^N |V_n - V_i|^2 \quad (2.1)$$

donde n es el número total de buses, V_n es el voltaje nominal y V_i es el voltaje real en el bus i .

Otra manera de representar la desviación de voltaje es calculando el valor absoluto de la diferencia entre V_n y V_i dividiendo para el voltaje nominal del sistema, lo que nos entregaría un porcentaje de desviación respecto al valor de tensión nominal, esto para cada barra del sistema:

$$TDV = \sum_{i=1}^N \frac{|V_n - V_i|}{V_n} \quad (2.2)$$

La ecuación 2.2 es la que se considera para este trabajo, ya que se pretende mejorar el perfil de voltaje de todo el sistema, no solo el voltaje con mayor diferencia de ciertas barras.

Capítulo 3

Reconfiguración de Redes Eléctricas: Revisión del Estado del Arte

3.1. Reconfiguración.

Entre los métodos más usados para mejorar los sistemas de distribución se tiene la reconfiguración óptima de la red [11]. Esta es una técnica que abre o cierra interruptores (ubicados estratégicamente) para cambiar la topología de la red, encontrando una nueva configuración radial que minimice uno o más objetivos [12]. La figura 3.1 ilustra este concepto con un sistema de distribución pequeño de once barras.

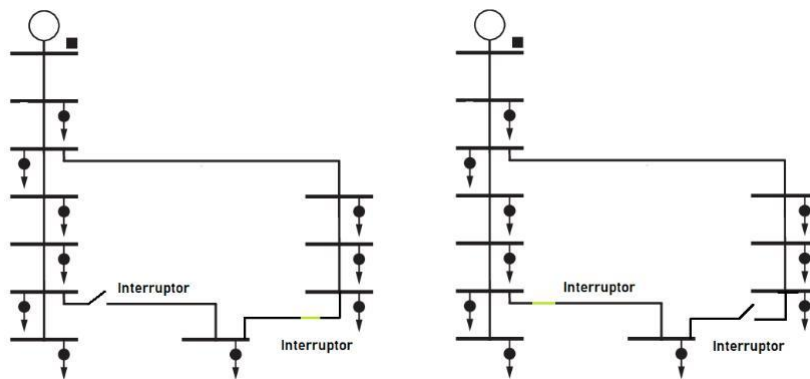


Figura 3.1: Reconfiguración de un sistema de distribución.

El uso de la reconfiguración de redes con una sola función objetivo no garantiza que se solucionen todos los problemas de calidad de la red, por esta razón, es preferible tener un enfoque multiobjetivo [13]. Los problemas más comunes resueltos con reconfiguración de redes son pérdidas de potencia y desviación de voltaje. Entre las técnicas de optimización más empleadas para la reconfiguración de redes tenemos: algoritmos genéricos [14] [15] y enjambre de partículas [16]. El diseño y la operación del sistema de distribución deben garantizar que los clientes reciban un nivel aceptable de magnitud de voltaje, formas de onda libres de distorsión, mínimas interrupciones de suministro y que haya un mínimo de pérdida de energía en el sistema. Por lo tanto, se debe mantener un nivel aceptable de confiabilidad y calidad de suministro incluso en el caso de una contingencia [14].

Los sistemas de distribución generalmente operan como sistemas radiales, siendo posible cambiar su configuración para tener mayores beneficios en la transmisión de la energía. Esto se logra a través de la apertura o cierre de interruptores, utilizando líneas de respaldo para poder transferir carga entre alimentadores continuos o vecinos. Esta acción permite al sistema mejorar su estado de operación o reponerse ante cualquier incidente eléctrico suscitado en algún trayecto de la red. A esta estrategia se la denomina *reconfiguración* y una definición más formal indica que es una modificación de la parte estructural del sistema de distribución con el fin de garantizar el servicio continuo de energía a la mayor cantidad de clientes [16].

3.2. Métodos de reconfiguración.

Existen dos grandes grupos o métodos identificados dentro de la literatura para la reconfiguración óptima de redes de distribución:

- **Métodos basados en conocimientos:** Se aplica la experiencia de los operadores sobre las posibles maniobras que se pueden dar en el sistema, en este método los más revisados o que han sido objeto de estudio son los métodos heurísticos de Merlin (1975) y Shirmohammadi (1989) [17].
- **Métodos basados en técnicas evolutivas:** Se caracterizan por realizar una imitación de los procesos neurológicos, biológicos y físicos que existen en la naturaleza. Cuando no existe una formulación matemática estricta, es-tos métodos hacen que la solución sea de manera progresiva y mejorada en cada iteración que se realice.[18].

Entre las técnicas heurísticas más implementadas se tiene el algoritmo de *Recocido Simulado*, y entre las técnicas evolutivas más implementadas tenemos el *Algoritmo Genético*.

3.3. Ventajas y desventajas de los métodos de recon-figuración.

Como todo proceso, existen ventajas y desventajas para ambas técnicas (basadas en conocimientos o técnicas evolutivas), detallas a continuación.

3.3.1. Métodos basados en conocimiento.

Ventajas:

- Según las condiciones iniciales, no siempre es posible converger hacia una solución y es proclive a caer en óptimos locales.
- El método de búsqueda es simple, por lo tanto, permite trabajar con sistemas grandes y encontrar una solución en un tiempo muy corto.
- Permite asegurar un óptimo global si se combina con programación lineal o lógica difusa.

Desventajas:

- El modelo matemático del sistema puede llegar a ser bastante complejo, requiriendo de un equipo computacional de buenas características.
- Para la implementación de lógica difusa, el modelo de la función de entrenamiento requiere renovar continuamente sus parámetros, para garantizar buenos resultados si existen cambios en el sistema de distribución.

3.3.2. Métodos basados en técnicas evolutivas.

Ventajas:

- Permite encontrar soluciones muy cercanas al óptimo global, y no se estanca fácilmente en óptimos locales.

- La metodología permite optimizar más de una función objetivo simultáneamente.
- Este método se puede implementar para resolver el problema de reconfiguración con buena precisión, pero con tiempos de ejecución altos.

Desventajas:

- Según el tamaño del sistema y el tamaño de la población puede requerir demasiado tiempo de ejecución.
- Presenta una dificultad en la elección adecuada de sus parámetros ya que estos están fuertemente ligados entre sí, lo que hace difícil tratar de encontrar una expresión general que pueda definirlos [17].

Capítulo 4

Estimación de Estados

4.1. Unidades de Medición Fasorial PMUs.

Un sistema eléctrico o una red de energía eléctrica se encuentra equipada con centros de control que tienen como objetivo verificar la operación segura de la red, brindando calidad y confiabilidad en todo momento. En los centros de control se implementan *Unidades de Medición Fasorial* o PMUs (por sus siglas en inglés), que son dispositivos que permiten monitorear la red, con un alto grado de observabilidad y evitando el uso explícito de medidores de flujos de potencia [3].

El uso de las unidades de medición fasorial tiene muchas aplicaciones [19], entre las más importantes están: a) estimación de estados, b) control dinámico del sistema, c) pronóstico de inestabilidad, d) ubicación de fallas, e) registro de la calidad de potencia, f) estimación de cargas, y g) estimación de armónicos. Los PMUs obtienen muestras con precisión de secuencia positiva de los fasores de voltaje y corriente, usando señales de temporización sincrónica común disponible desde el sistema de posición global (GPS) [20]. La sincronización se realiza con una precisión de menos de 1 microsegundo [21] y para un sistema de 60 Hz se pueden tomar entre 10 y 30 mediciones por segundo, que es una gran mejora con respecto a los sistemas SCADA [22]. Las mediciones son tomadas bajo una señal de referencia de tiempo UTC (Tiempo Universal Coordinado), o señal de sincronización, con una tasa de repetición de un pulso por segundo (PPS).

Todo el conjunto de monitoreo se denomina WAMS (sistema de monitoreo

de área extendida) y consta de cinco componentes básicos que incluyen: a) Unidades de Medición Fasorial, b) Concentrador de Datos Fasoriales (PDC), c) Las aplicaciones basadas en los PMUs, d) Comunicación con la red y e) El Centro de Control, basado en una interfaz sistema- operador. Los elementos del sistema mencionados se pueden observar en la Figura 4.1.

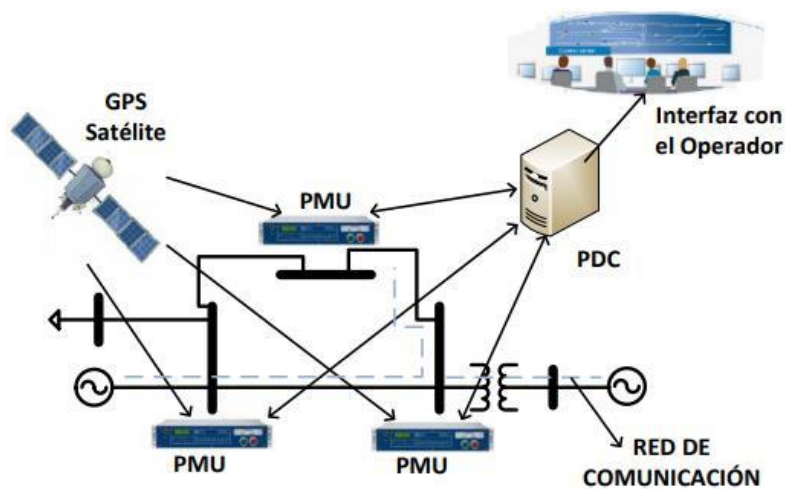


Figura 4.1: Estructura general de un sistema WAMS con PMUs [3].

En la Tabla 4.1 se describe una breve comparación de características entre los sistemas SCADA y las PMUs.

Tabla 4.1: Características técnicas de PMUs y SCADA

Características	PMUs	SCADA
Medida	Digital	Análoga
Resolución	60 muestras por ciclo	2 a 4 muestras
Observabilidad	Estable y dinámico	Estable
Monitoreo	Área extendida	Local
Medición del ángulo de fase	Si	No

4.2. Estado de un Sistema.

En un punto dado del tiempo, si se conoce el modelo de la red y los voltajes fasoriales, se podrá identificar las características de funcionamiento del sistema estático. A su vez, el sistema se puede mover dentro de tres posibles estados que son: normal, de emergencia y restaurador, según como se modifiquen o cambien las condiciones de funcionamiento del sistema, como se observa en la figura 4.2.

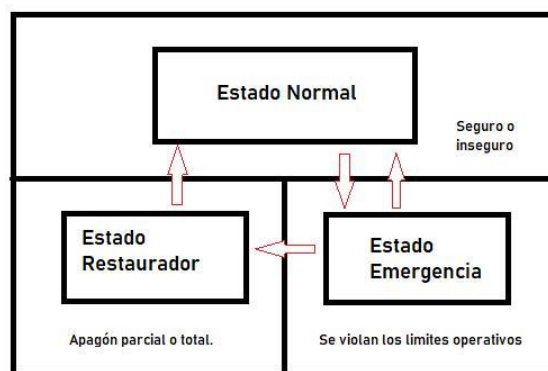


Figura 4.2: Diagrama de estado para el funcionamiento del Sistema de alimentación [4].

- Estado Normal:** Las condiciones para que un sistema se encuentre en este estado es que todas las cargas puedan ser suministradas por los generadores del sistema, sin que tengan que violar ninguna restricción operativa. Las restricciones operativas son los límites de flujo en las líneas de transmisión y los límites superior e inferior de las magnitudes de voltajes en las barras. Un estado normal es seguro cuando el sistema sufre contingencias, como por ejemplo falla en una de las líneas de transmisión o equipos de generación, y permanece en el mismo estado normal.[4].
- Estado Emergencia:** En este estado todas las medidas de control correctivas que se puedan realizar son capaces de revertir un colapso del sistema con la desconexión de algunas cargas, líneas de transmisión, transformadores, generadores o cualquier equipo que ayude a reducir la contingencia, obteniendo como resultado que el sistema regrese a su estabilidad con una carga reducida y reconfiguración topológica de la red. [4].

4.3. Estimación de Estados.

Los Estimadores de Estado ayudan en el monitoreo preciso y eficiente de las restricciones operativas como los parámetros de carga de las líneas de transmisión o la magnitud de voltaje en las barras, con el fin de identificar el estado de funcionamiento actual del sistema.[4].

Los datos que se generan en el sistema son confiables y en tiempo real, incluyendo el estado de las funciones que evalúan su seguridad, analizando las contingencias y cualquier situación correctiva necesaria. Los estimadores de estado suelen incluir las siguientes funciones:

- **Procesador de Topología:** Recopila los datos de estado de los disyuntores y conmutadores, con el fin de configurar el diagrama del sistema.
- **Análisis de observabilidad:** Determina si se puede obtener una solución de estimación de estado para todo el sistema, utilizando el conjunto de mediciones disponibles. Identifica si existen ramas no observables.
- **Solución de estimación de estados:** Determina la estimación óptima para el estado actual del sistema, basándose en el modelo de la red, el mismo que está compuesto por tensiones complejas en cada bus y de las mediciones recopiladas. También proporciona la estimación para los flujos de potencia de las líneas, cargas, taps de transformadores y generadores.
- **Mal procesamiento de datos:** Detecta la existencia de errores graves dentro del grupo de mediciones, es decir, identifica y elimina del registro las mediciones incorrectas que tengan redundancia en la configuración de la medición.
- **Procesamiento de parámetros y errores estructurales:** Estima algunos parámetros de la red, por ejemplo, el modelo de la línea de transmisión, parámetros del transformador, parámetros del generador, etc., detecta errores estructurales en la configuración y el estado erróneo que puede presentar el interruptor siempre que haya redundancia en las lecturas.

El estimador de estados del sistema de energía representa el centro de análisis de la seguridad en línea, es un filtro que actúa entre las mediciones recibidas del sistema y todas las funciones de aplicación que requieren la base de datos del estado actual del sistema.

La Figura 4.3 describe el diagrama funcional entre las diversas aplicaciones durante el procedimiento de evaluación de seguridad estática en línea. Los resultados obtenidos por el estimador de estado se comprobarán para clasificar el estado del sistema en una de las tres categorías que se muestran en la Figura 4.2. Si se encuentra en estado normal, se llevará a cabo un análisis de contingencia para determinar la seguridad del sistema. En caso de inseguridad, las acciones de control preventivo deberán calcularse mediante el uso de una herramienta de software, como un flujo de potencia óptimo restringido [4].

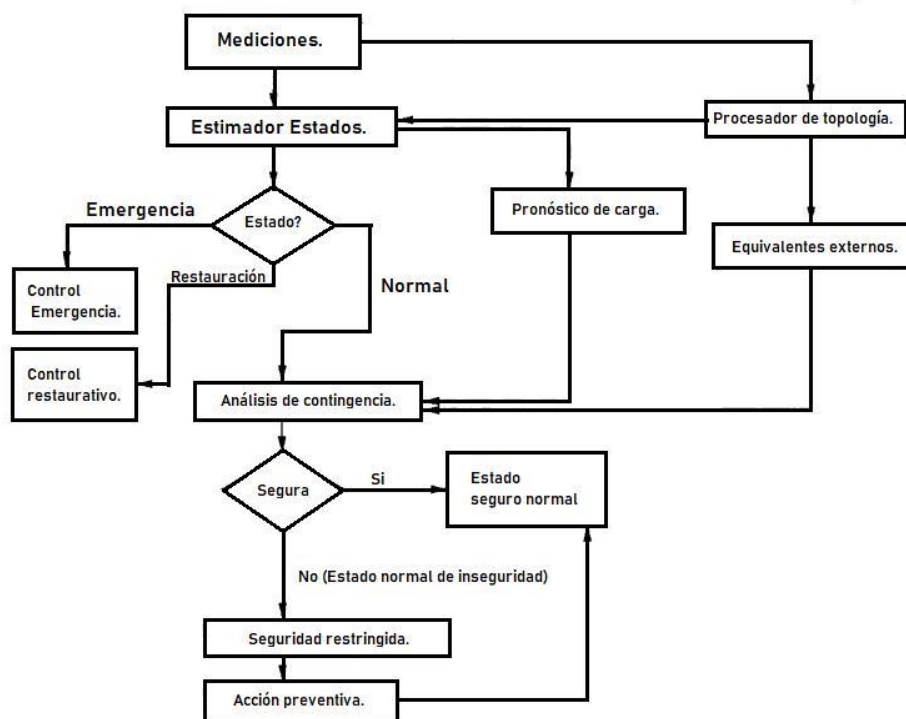


Figura 4.3: Evaluación de seguridad estática en línea: Diagrama funcional [4].

Resumiendo, la Estimación de Estados tiene un propósito claro, monitorear a los sistemas de energía continuamente para mantener las condiciones de operación en un estado normal y seguro, procesando de forma redundante mediciones para proporcionar una estimación óptima del funcionamiento actual del sistema de potencia.

4.3.1. Estimación de Estado Convencional.

El estimador de estado convencional más utilizado es el de *Mínimos Cuadrados Ponderado*, WLS por sus siglas en inglés Weighted Least Square. Sirve para encontrar el mejor vector de estado que se ajuste a una dispersión de da-tos. La dispersión de datos se debe a las mediciones imperfectas de voltajes y corrientes que cambian rápidamente en la red. La ecuación de medición es:

$$z = h(x) + e \quad (4.1)$$

donde:

- \mathbf{z} = Vector de medición formado por magnitud de tensión, flujos de potencia reales e inyecciones de potencia reactiva.
- $h(x)$ = La función no lineal que relaciona las mediciones libres de error con los estados del sistema.
- \mathbf{x} = Vector de estado.
- \mathbf{e} = Ruido en las mediciones.

El objetivo del estimador de estado WLS es minimizar el error en las mediciones, es decir:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} \quad (4.2)$$

donde:

R_{ii} = Matriz de covarianza de erro de medición dada por

diag ($\sigma_1^2, \sigma_2^2, \sigma_3^2, \dots, \sigma_m^2$)

σ = La desviación estándar de la medición i^{th} .

El estado del sistema de potencia se puede estimar mediante un esquema de solución iterativa conocido como el método de Gauss-Newton que descuida los términos de la serie de Taylor de orden superior como sigue:

$$x^{k+1} = x^k + \{G(x^k)^{-1} * H(x^k)^T * R^{-1} * [Z - h(x^k)]\} \quad (4.3)$$

donde:

$G(x^k) = H^T x^k * R^{-1} * H(x^k)$ es la matriz de ganancia,

$H(x^k) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]$ es la matriz Jacobiana con la primera derivada de $h(x)$,

k es el numero e iteración.

4.3.2. Estimación de Estados en un Sistema de Potencia.

El estado de un sistema de potencia se representa en las barras por medio de las corrientes, voltajes y ángulos de fase, de toda la red. Los ángulos de fase relativos de los voltajes de barra se pueden calcular mediante datos en tiempo real que se adquieren del sistema. Los datos son procesados por el *Estimador de Estados*, el cual calcula las magnitudes del voltaje y los ángulos de fase relativos de las barras faltantes [23].

Los PMUs que se encuentran en las diferentes barras pueden registrar los siguientes datos:

- Datos de los flujos de potencia como megawatts y megavars.
- Cargabilidad de potencia activa y reactiva de generadores y transformadores.
- Magnitudes de voltaje y corriente en las barras del sistema.

Con todos estos parámetros, el estimador de estados se alimenta de una base muy grande de datos en un centro de control, aunque en la práctica, el número de mediciones es mucho mayor que el número de entradas de datos requerida para el flujo de potencia. [23]. Por eso es que la estimación de estados requiere de las siguientes ecuaciones para el cálculo de parámetros restantes y estimar valores en todas las barras.

La red eléctrica se puede representar de manera matricial por sus admitancias Y_{bus} [24] como:

$$Y_{bus} * V_{bus} = I_{bus} \quad (4.4)$$

$$\begin{bmatrix} Y_k & Y_{ku} \\ Y_{uk} & Y_u \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} v_k \\ v_u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_k \\ i_u \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Donde v_k , i_k , son vectores que contienen las variables medidas (voltajes y corrientes de barra respectivamente) y v_u , i_u , son vectores que representan los valores desconocidos. Un enfoque típico para estimación de estados establece:

$$\begin{bmatrix} I & 0 \\ Y_k & Y_{ku} \end{bmatrix} = Y' \quad (4.6)$$

$$\begin{bmatrix} \widehat{v}_k \\ \widehat{v}_u \end{bmatrix} = \widehat{v} \quad (4.7)$$

$$\begin{bmatrix} \widehat{v}_k \\ \widehat{i}_k \end{bmatrix} = \widehat{A} \quad (4.8)$$

$$Y' \widehat{v} = \widehat{A} \quad (4.9)$$

De la ecuación (4.9) se pueden obtener los voltajes óptimos minimizando $\frac{1}{2} E^T E$, teniendo que $E = A - \widehat{A}$. Este enfoque, basado en mínimos cuadrados, permitirá obtener estimaciones de voltaje en todas las barras desconocidas, de manera que:

$$\widehat{v} = (Y'^T * Y')^{-1} * Y'^T * A \quad (4.10)$$

Esta ecuación es la que nos interesa en este trabajo, ya que, conociendo únicamente la corriente de la barra de referencia, y el voltaje real de algunas barras, se puede estimar el voltaje en las faltantes. Además, si $\widehat{v}_k \neq v_k$ entonces la convergencia a i_k se basa en modificar ambos vectores de voltaje \widehat{v}_k y \widehat{v}_u [24]. Desde una perspectiva diferente, hacer que los vectores $\widehat{v}_k = v_k$ obliga al vector de corriente i_k a depender sólo de \widehat{v}_u . Entonces, para una corriente estimada tenemos:

$$Y_k v_k + Y_{ku} v_u = \widehat{i}_k \quad (4.11)$$

donde el error de aproximación se puede calcular como:

$$i_e = i_k - \widehat{i}_k \quad (4.12)$$

Capítulo 5

Algoritmos Evolutivos

5.1. Algoritmo Evolutivo.

La computación evolutiva es parte de la *Inteligencia Artificial*, es una rama de las ciencias de la computación compuesta además por Redes Neuronales y Sistemas Difusos. Estas técnicas pretenden desarrollar agentes racionales no vivos, que permitan analizar y/o resolver problemas de búsqueda u optimización de gran complejidad. Los algoritmos evolutivos (AE) siendo parte de la computación evolutiva, son diseñados para la solución de problemas, basándose en principios de la teoría evolutiva. Dentro de estos se ha desarrollado una amplia gama, todos bajo los mismos conceptos poblacionales como: selección, recombinación y mutación [25], detallados a continuación:

- **Selección:** es un operador dentro del algoritmo que trata de asemejar la selección natural de los individuos de una población.
- **Recombinación:** denominada también cruce, se encarga de la reproducción de los individuos.
- **Mutación:** este operador pretende modelar los efectos aleatorios que suceden en los genes de ciertos individuos.

Los AE más empleados son:

- Los Algoritmos Genéticos (AG)
- Programación Evolutiva (PE)

- Evolución Diferencial (ED).

Debido a su alta capacidad de búsqueda y fácil adaptabilidad, son los más aptos para su aplicación en diferentes problemas de investigación y optimización. Los AG ya han sido empleados en sistemas de potencia y de distribución logrando muy buenos resultados [25].

5.2. Algoritmo Evolutivo Diferencial.

La Evolución Diferencial surgió de un algoritmo simple y eficaz para realizar una optimización global en regiones de búsqueda extensa. La Evolución Diferencial comparte muchas características de los Algoritmos Genéticos (GA) clásicos. La ventaja de la ED es que no son tan complejos de implementar que un GA y aplica una especie de operador de mutación diferencial en los cromosomas parentales para generar la descendencia. Desde su creación en el año de 1995, el ED ha llegado a ser de mucha atención para los investigadores en todo el mundo, dando como resultados variantes con un rendimiento superior que el algoritmo básico. La Evolución Diferencial (ED), propuesta por Kenneth V. Price y Rainer M. Storn en [26], se puede considerar como una variante del Algoritmo Genético convencional, codificado de manera adecuada y de manera más sencilla. Gracias al Concurso Internacional de Optimización Evolutiva (ICEO) de la IEEE en 1996 y 1997 se comprobó que era un algoritmo de mayor rendimiento que otros competidores. [27].

Dentro de la Evolución Diferencial las soluciones se denominan vectores de parámetros o genomas, y a diferencia de otros algoritmos evolutivos, el ED usa mutación diferencial para indagar el espacio de solución. Al igual que otras técnicas que se fundamentan en una población, el DE genera nuevos candidatos a partir de perturbaciones de soluciones existentes, obtenidos de la diferencia y escalamiento de dos vectores seleccionados al azar. Para generar un vector de prueba, la mutación diferencial agrega la diferencia vectorial a un tercer vector de la población, escogido de manera aleatoria.

Para la recombinación se utiliza una cruce intensiva, tomando elementos al azar entre el vector original y el vector de prueba. Para la selección, el vector de prueba (recombinado) compite contra el vector de la población original del mismo índice. El vector con mejor fitness pasa a formar parte de la siguiente población. Todo este proceso se repite hasta converger a una solución. El ED

emplea conjuntos de vectores numéricos, y las operaciones aritméticas necesarias para la mutación diferencial son sencillas, por esto, el algoritmo es de fácil implementación y muy eficiente [28].

A continuación, se detalla cada uno de los operadores que se utilizan en la mutación diferencial.

5.2.1. Inicialización de la población.

A las variables del problema se las codifican como vectores de números reales.

$$x_p^g = \{x_{p,1}^g, x_{p,2}^g, \dots, x_{p,n}^g\} \tag{5.1}$$

Donde:

- NP = numero de vectores de la poblacion.
- g = generacion correspondiente.
- p = 1 NP.

5.2.2. Mutación diferencial.

Este operador crea n_p vectores mutados, llamados también perturbaciones, para esto se eligen tres individuos (x_a , x_b , x_c) al azar y se usa una de las siguientes ecuaciones:

$$n_p^g = x_c + F * (x_a - x_b) \tag{5.2}$$

$$n_p^g = x_{best} + F * (x_a - x_b) \tag{5.3}$$

Donde:

x_{best} = mejor vector encontrado en la población actual.

5.2.3. Recombinación.

Con los vectores de mutación, se realiza una cruce intensiva con los vectores originales, para tener como resultado t_p vectores de prueba:

$$\begin{aligned} \text{si } rand[0,1] < GR &\rightarrow t_{p,m}^g = n_{p,m}^g \\ \text{si } rand[0,1] \geq GR &\rightarrow t_{p,m}^g = x_{p,m}^g \end{aligned} \tag{5.4}$$

5.2.4. Selección.

Por último, se realiza una comparación entre el vector original x_p y el vector de prueba t_p . El vector que tenga la mejor calidad o fitness pasará a formar la siguiente generación:

$$\begin{aligned} \text{si } fitness(t_p^g) < fitness(x_p^g) &\rightarrow x_{p,m}^{g+1} = t_p^g \\ \text{en otro caso} &\rightarrow x_{p,m}^{g+1} = x_p^g \end{aligned} \tag{5.5}$$

Los operadores de mutación diferencial, recombinación y selección se repiten iterativamente hasta que se converge a una solución, deteniendo el proceso si se cumple cierto criterio de paro como: error mínimo alcanzado, vectores repetidos o límite de iteraciones. El diagrama de flujo de la operación del algoritmo de Evolución Diferencial se muestra en la figura 5.1.

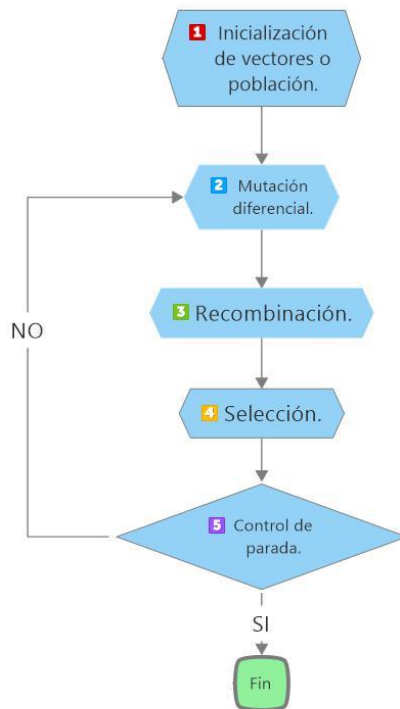


Figura 5.1: Proceso de operación de un algoritmo de evolución diferencial.

Capítulo 6

Reconfiguración de una Red de Distribución Mediante Estimación de Estados

6.1. Formulación del Problema.

6.1.1. Función Objetivo.

La función objetivo que se considera en este caso es la de minimizar la desviación de voltaje que existe en las barras del sistema, expresada en la siguiente ecuación

$$\min f(c) = \sum_{i=1}^N \frac{|V_n - V_i|}{V_n} \quad (6.1)$$

donde N es el número total de barras del sistema, V_N es el voltaje nominal y V_i es el voltaje real en la barra i .

6.1.2. Restricciones.

Como restricción se tiene el límite de voltaje superior e inferior que puede existir en cada barra, según normativas que regulan los niveles de tensión en las cargas finales:

$$V^{min} \leq V_{barra} \leq V^{max} \quad (6.2)$$

6.2. Desarrollo del algoritmo.

A continuación, se describirá el desarrollo del algoritmo de reconfiguración con estimación de estados, para mejorar el perfil de voltaje de los sistemas de distribución. Tomando como referencia el diagrama de flujo de la Figura 6.1 se detallará cada una de las etapas.

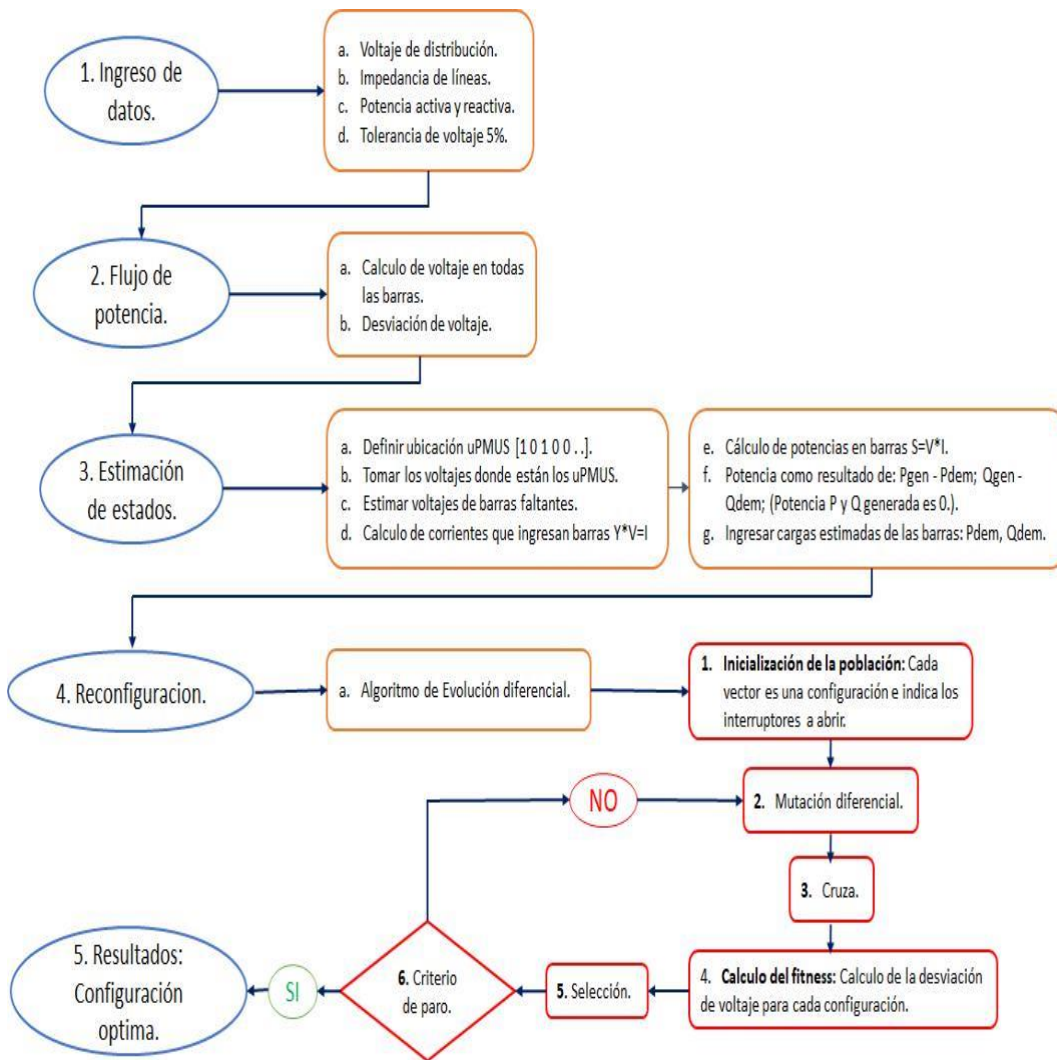


Figura 6.1: Diagrama de flujo del algoritmo propuesto.

6.2.1. Ingreso de datos.

Se ingresarán al sistema todos los datos requeridos: voltaje de distribución, impedancia de líneas, potencia activa, potencia reactiva y tolerancia del voltaje del sistema. También como dato se tendrá la ubicación de los „PMUs dentro del sistema.

6.2.2. Flujo de potencia.

El siguiente paso es el cálculo de los valores reales de los voltajes en todas las barras por medio de un flujo de potencia, es decir, se realizará una simulación del sistema antes de optimizar. Con la simulación se obtendrá la desviación de voltaje que existe en el sistema original para tener una referencia, además, esto nos servirá para tomar los valores de voltaje medidos de las barras donde se encuentren ubicados los „PMUs. El flujo de potencia es importante porque nos permitirá tomar los valores reales del sistema para poder probar nuestra propuesta.

6.2.3. Estimación de estados.

Para la estimación de estados se deberá conocer la ubicación de los „PMUs en las diferentes barras del sistema, para esto se tomó como referencia el mejor resultado encontrado en el estudio [24], donde los autores plantean un método de optimización metaheurístico para la ubicación óptima de los „PMUs dentro del sistema de 33 barras de la IEEE, obteniendo una observabilidad del 100 % con un error mínimo entre los valores reales y estimados.

En nuestro algoritmo, las barras que tienen „PMUs se les representa dentro de un vector como 1 y las que no tienen „PMUs con un 0. Las barras que cuentan con una unidad de medición fasorial son: 1 - 2 - 4 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 14 - 15 - 18 - 19 - 22 - 24 - 28 - 29 - 31 - 32 (según [24]), como se observa en la figura 6.2, teniendo un total de 18 unidades.

Dentro del código su representación es la siguiente: [1 1 0 1 0 1 1 1 0 1 0 1 0 1 1 0 0 1 1 0 0 1 0 1 0 0 0 1 1 0 1 1 0]. Tomando los datos reales de voltaje donde se encuentran los „PMUs (del flujo de potencia original), la matriz de admitancias del sistema, y la corriente de la barra 1, se procederá a estimar los voltajes de las barras restantes que no cuentan con una unidad de medición fasorial utilizando la ecuación (4.10).

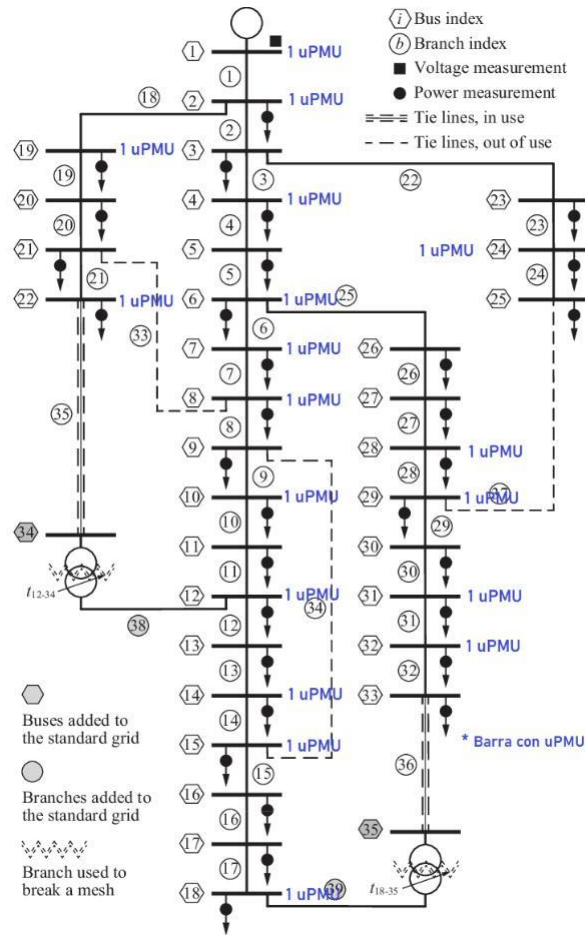


Figura 6.2: Ubicación de „PMUs en el sistema de 33 barras de la IEEE.

Una vez estimados los voltajes de todas las barras se podrán calcular las corrientes del sistema utilizando la ecuación (6.3).

$$Y * V_{est} = I_{est} \tag{6.3}$$

Con las corrientes y los voltajes estimados se podrá aproximar las cargas que se tienen en el sistema de distribución, recordando que:

$$S_{est} = V_{est} \cdot I_{est}^* \tag{6.4}$$

Esto es importante porque la subrutina de reconfiguración necesita como dato de ingreso cuales son las cargas de cada barra, así como las impedancias de las líneas. Como no se dispone de generación en las diferentes barras del sistema, la carga estimada en cada barra será: $P_{gen} - P_{dem}$, $Q_{gen} - Q_{dem}$, que dando por tanto valores negativos.

6.2.4. Reconfiguración.

Para esta etapa del proceso se tomará como datos de ingreso las cargas estimadas y las impedancias de las líneas. El algoritmo de evolución diferencial al inicio propondrá una población de vectores al azar, que, con la repetida aplicación de los operadores de mutación diferencial, cruce y selección se obtendrán mejores soluciones en las posteriores generaciones.

El vector que entrega el ED nos indicará qué líneas se tienen que abrir en el sistema (por ejemplo: $x \sim [11, 16, 34, 37, 7]$) para minimizar la desviación de voltaje. El vector entrega específicamente 5 posiciones porque esa es la cantidad de líneas que se deben abrir para mantener una topología radial, recordando que el sistema de prueba utilizado es el IEEE-33Bus con 5 líneas auxiliares que se encuentran entre las barras 22-12, 21-8, 9-15, 25-29 y 33-18, como se ilustra en la figura 6.2.

Si el ED propone una configuración donde algunas barras del sistema quedan desconectadas, o se establece un sistema mallado, esa configuración o vector será penalizado para evitar que continúe en las siguientes generaciones. De igual manera, se penalizarán las configuraciones donde el flujo de potencia no pueda converger hacia un resultado.

6.2.5. Resultados.

Al final el algoritmo nos presentará un vector con las líneas que se tienen que abrir para obtener la mínima desviación de voltaje, indicando también cual fue la desviación de voltaje inicial que tenía el sistema. Además, se presentarán gráficas comparativas de las magnitudes y ángulos de voltaje, potencia real y reactiva del sistema real contra los valores estimados, así como el perfil de voltaje del sistema optimizado versus el perfil del sistema original.

Capítulo 7

Simulaciones y Análisis de Resultados

Para la implementación del presente trabajo se desarrolló un programa en Matlab con las siguientes subrutinas: flujos de potencia, estimación de estados y reconfiguración mediante el algoritmo de evolución diferencial. Para probar el código de propuesto se toma como referencia un sistema de la IEEE de 33 barras con los siguientes datos: voltaje de la red 12660V, tolerancia de caída de tensión del sistema de 5 %, datos de impedancia de las líneas (originalmente el sistema cuenta con 33 barras y 5 líneas auxiliares) como se presentan en Anexos en la Tabla 8.1 y Tabla 8.2, y los datos reales de carga especificados en la Tabla 8.3 [29].

La configuración original del sistema se muestra en la Figura 7.1, donde las líneas auxiliares se ubican entre las barras 22-12; 21-8; 9-15; 18-33 y 25-29. Los tres escenarios a considerar para probar la propuesta son:

- **Escenario 1:** Sistema original IEEE-33 barras.
- **Escenario 2:** Reducción de la potencia de las cargas en un 50 % en las barras 4, 11 y 32.
- **Escenario 3:** Incremento de las cargas al triple de su valor en las barras 10, 15 y 25.

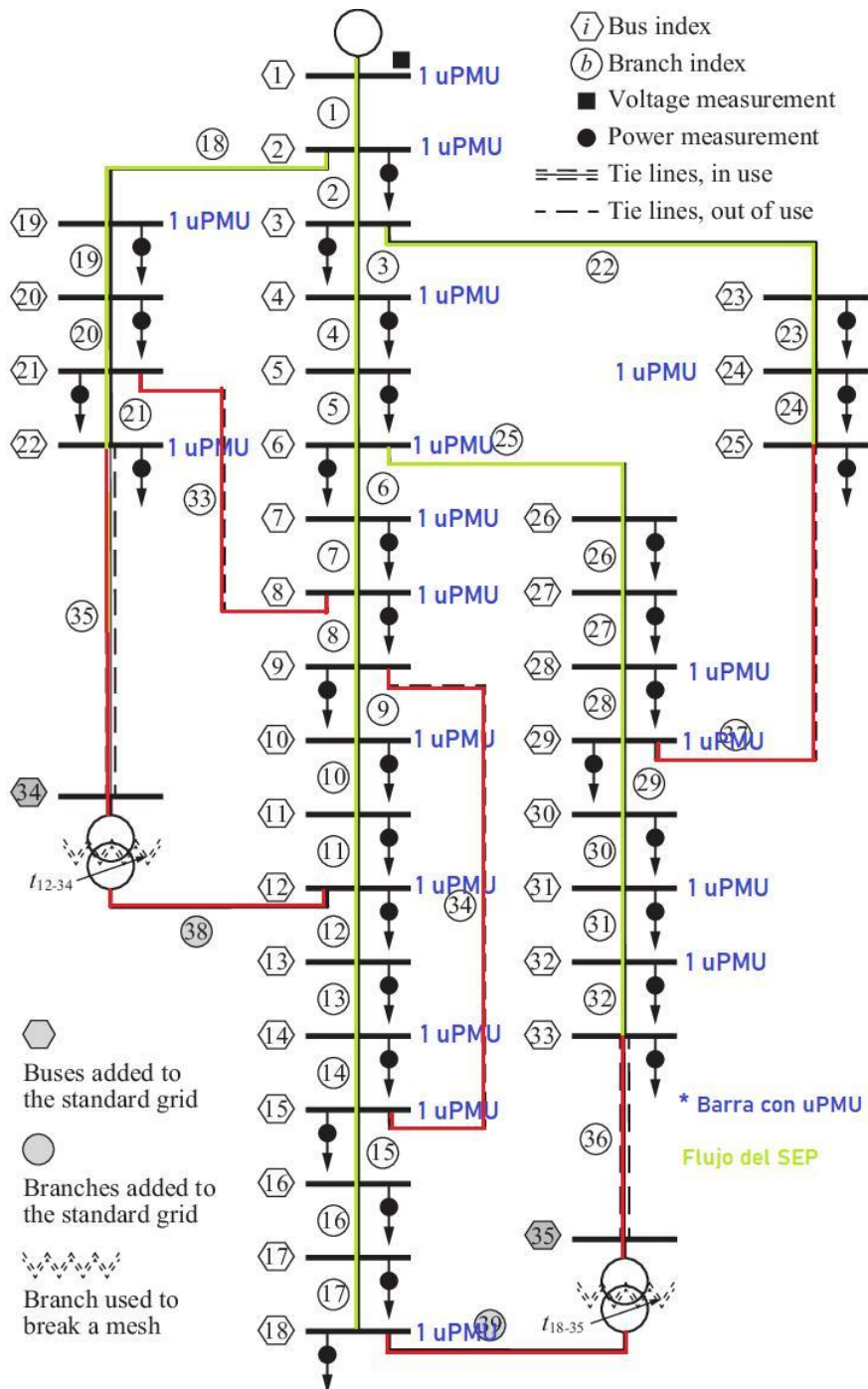


Figura 7.1: Diagrama original de la IEEE-33 barras, con líneas auxiliares del sistema de distribución.

7.1. Escenario 1: Sistema original IEEE-33 barras.

El sistema original considera una topología radial inhabilitando las líneas entre las siguientes barras: 21-8, 9-15, 12-22, 18-33 y 25-29. Para el escenario 1 se obtienen como resultados las siguientes gráficas, luego de seguir el proceso detallado del Capítulo 6. En la Figura 7.2 se puede observar que las magnitudes de los voltajes reales con los voltajes estimados coinciden con un mínimo error, de igual manera se observa en la Figura 7.3 que los ángulos estimados de los voltajes también presentan un mínimo error respecto a los valores reales.

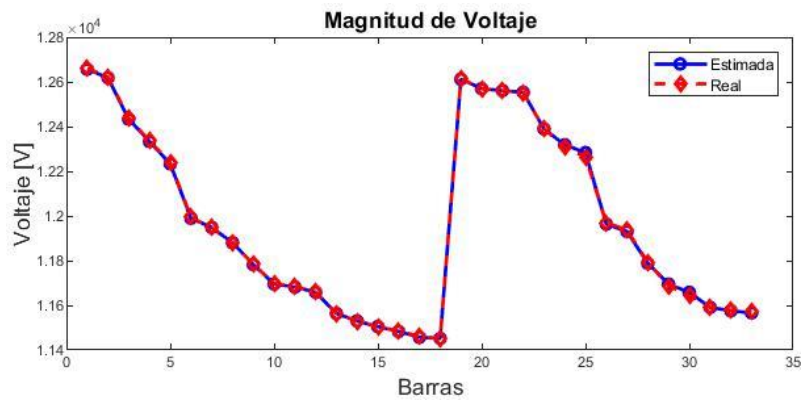


Figura 7.2: Magnitud de Voltaje. Escenario 1.

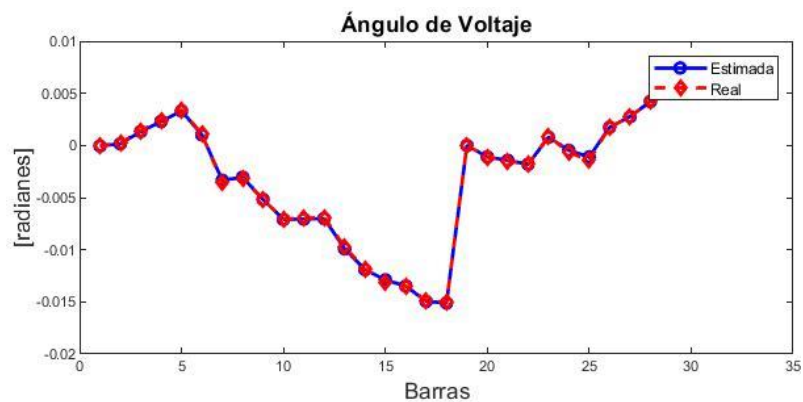


Figura 7.3: Ángulo de Voltaje. Escenario 1.

En la Figura 7.4 se observa la estimación de las cargas en las barras del sistema, calculados a partir de los valores estimados de voltaje y corriente. Se puede observar que en este caso si existe una diferencia sustancial respecto al caso real, lo mismo ocurre con la Figura 7.5 que muestra los valores estimados de potencia reactiva. Sin embargo, algo importante que se debe notar es que en ambas figuras coinciden los picos de potencia con los casos reales, esto es primordial porque la reconfiguración se hará considerando dichos picos que coinciden en las mismas barras, por tanto, los cambios en la topología que se hagan en el sistema estimado también servirán para el sistema real.

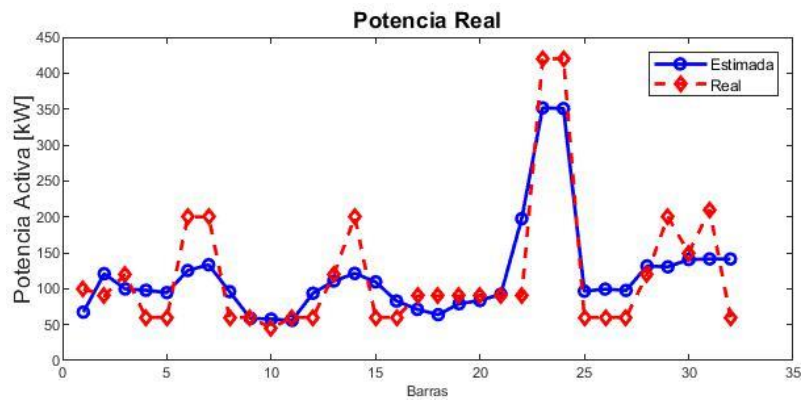


Figura 7.4: Potencia Real. Escenario 1.

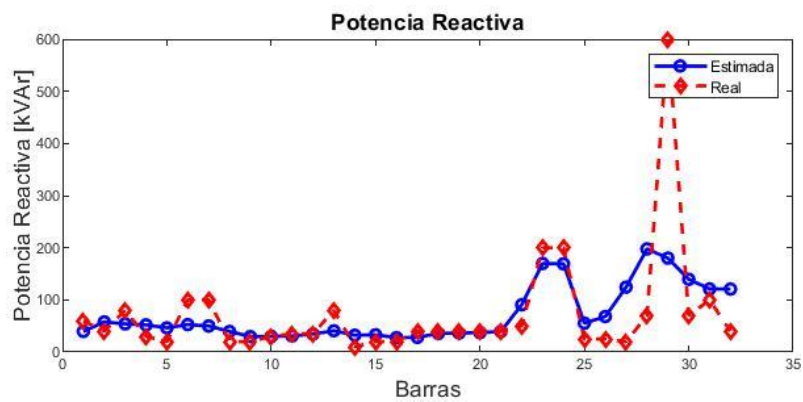


Figura 7.5: Potencia Reactiva. Escenario 1.

En la Figura 7.6 se puede observar que el perfil de voltaje original (que se muestra con línea roja interpuntada) presenta 21 barras por debajo del límite de voltaje permitido, con una desviación de voltaje total de 1,802, mientras que, en el sistema reconfigurado (topología optimizada) los voltajes reales se muestran en la curva con línea verde y se puede observar que hay una mejora sustancial. Las líneas que tenemos que abrir están entre las barras: 21-8, 10-11, 9-15, 17-18 y 28-29, las barras que tienen un voltaje por debajo del límite permitido son: 18, 25, 29, 30, 31, 32 y 33, con una desviación de voltaje reconfigurado de 1,135. En la Figura 7.7 podemos ver cuál es la topología óptima que se debe implementar para minimizar la desviación de voltaje en este escenario.

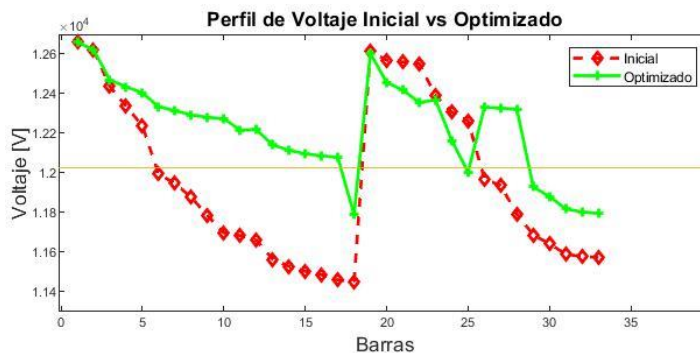


Figura 7.6: Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 1.

7.2. Escenario 2: Reducción de la potencia de las car-gas en un 50 % en las barras 4, 11 y 32.

Para este caso en particular, lo que se procede a modificar son las cargas del sistema original para tres barras escogidas aleatoriamente. La potencia conocida en la barra 4 es $P = 120 \text{ kW}$, $Q = 80 \text{ kVAR}$, en la barra 11 es $P = 45 \text{ kW}$, $Q = 30 \text{ kVAR}$ y en la barra 32 es $P = 210 \text{ kW}$, $Q = 100 \text{ kVAR}$, según datos del sistema de la IEEE-33 barras. Los valores que ahora se consideran es el 50 %, tanto en la potencia activa como reactiva, de los valores antes mencionados.

En la Figura 7.8 se puede observar que las magnitudes de los voltajes reales con los voltajes estimados coinciden con un mínimo de error. Además, se pue-de observar también en la Figura 7.9 que los ángulos de los voltajes presentan de igual manera un mínimo error a excepción de la barra 25.

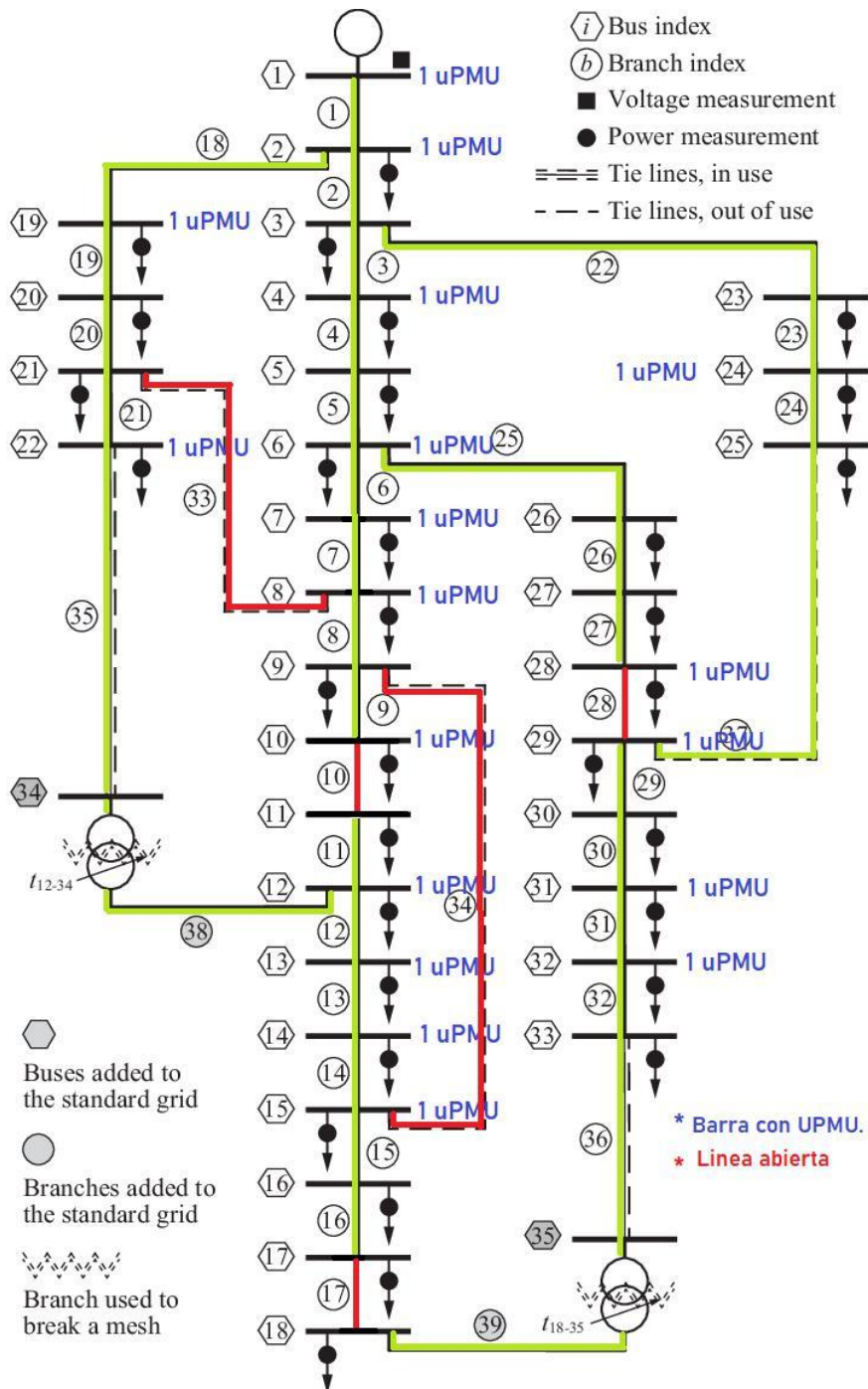


Figura 7.7: Escenario 1. Sistema reconfigurado con carga original. Las líneas que se abren son: 21-8, 10-11, 9-15, 17-18 y 28-29.

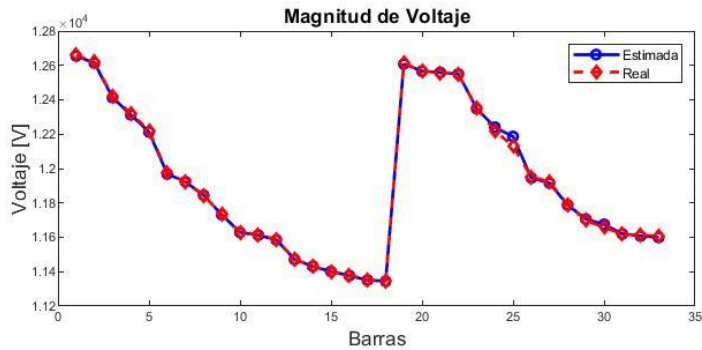


Figura 7.8: Magnitud de Voltaje. Escenario 2.

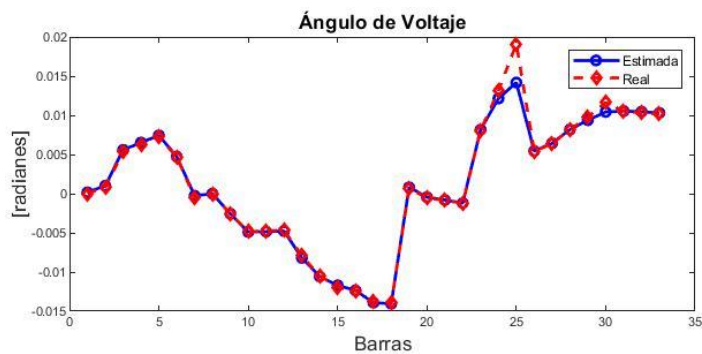


Figura 7.9: Ángulo de Voltaje. Escenario 2.

En la Figura 7.10 se observa la estimación de potencia real de las cargas, apreciando una diferencia sustancial en las barras 6, 7, 10, 14, 15, 24, y 29. Lo mismo ocurre con la Figura 7.11 que muestra la estimación de la potencia reactiva. Lo importante que se debe notar de las figuras es que coinciden los picos de potencia con los casos reales. En la Figura 7.12 se puede observar que el perfil de voltaje original (en línea roja interpuntada) presenta 21 barras con problemas, con una desviación de voltaje inicial de 1,896, mientras que, en el sistema reconfigurado (línea verde) se puede observar una mejora sustancial de los voltajes con una desviación de voltaje de 1.257. Las líneas que tenemos que abrir en el sistema original son: 7-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 25-29. En el sistema optimizado tan solo 10 barras presentan problemas. La Figura 7.13 presenta la topología óptima que se debe implementar en este escenario.

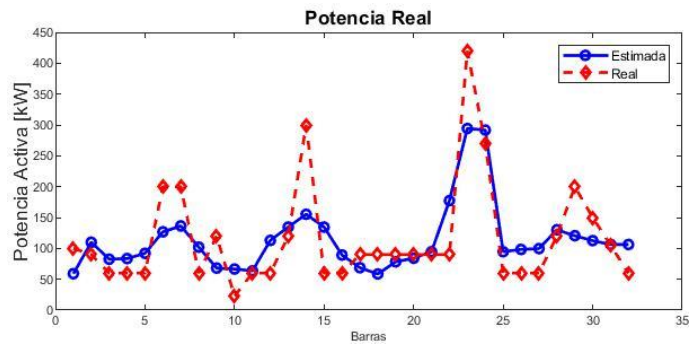


Figura 7.10: Potencia Real. Escenario 2.

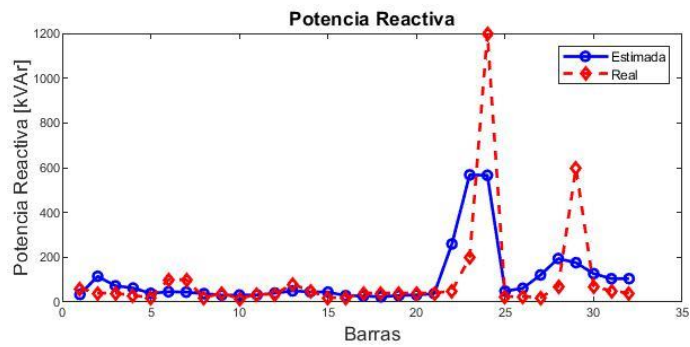


Figura 7.11: Potencia Reactiva. Escenario 2.

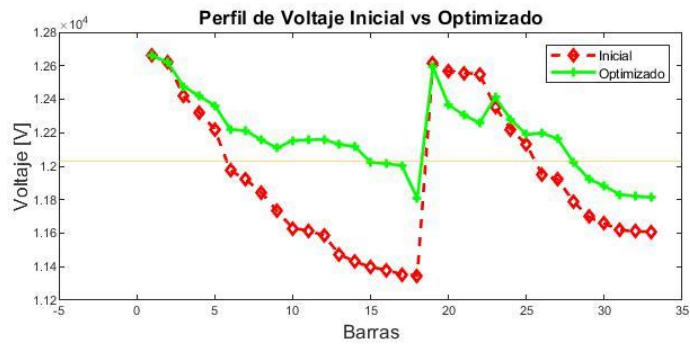


Figura 7.12: Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 2.

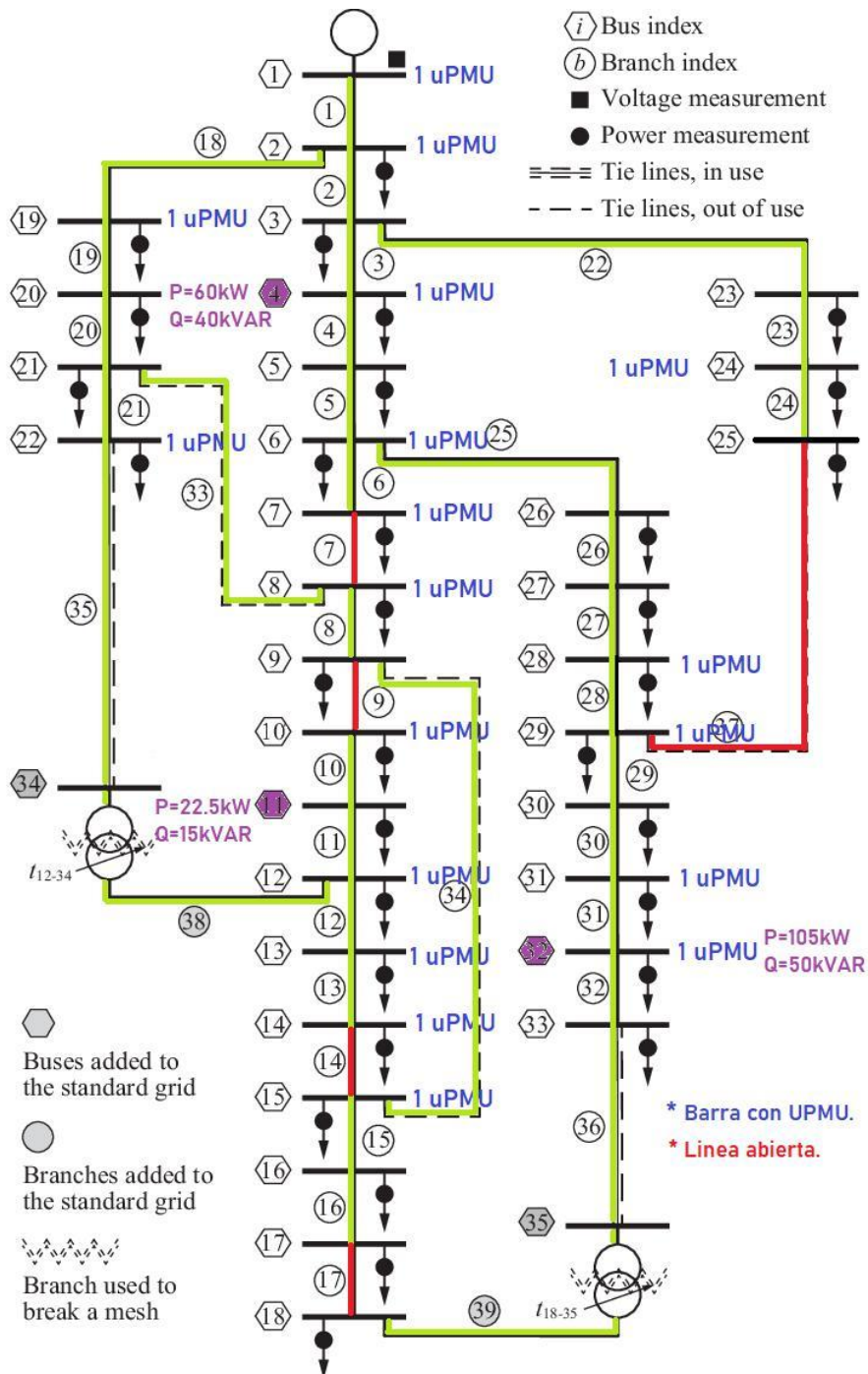


Figura 7.13: Escenario 2. Sistema reconfigurado con reducción de la potencia de las cargas en un 50 % en las barras 4, 11 y 32. Las líneas que se abren son: 7-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 25-29.

7.3. Escenario 3: Incremento de las cargas al triple de su valor en las barras 10, 15 y 25.

Para este caso en particular, se procede a modificar la potencia real y reactiva de las barras 10, 15 y 25 dejando ahora unos valores de $P = 180 \text{ kW}$, $Q = 60 \text{ kVAR}$ para la barra 10; $P = 600 \text{ kW}$, $Q = 30 \text{ kVAR}$ para la barra 15; y $P = 1260 \text{ kW}$, $Q = 600 \text{ kVAR}$ para la barra 25. Con estos valores aleatorios se analiza que sucede con su reconfiguración. En la Figura 7.14 se puede observar que las magnitudes de los voltajes estimados coinciden con un mínimo error con los valores reales, y lo mismo se puede observar para los valores de los ángulos en la Figura 7.15, a excepción de las barras 25 y 30 que presentan más diferencia.

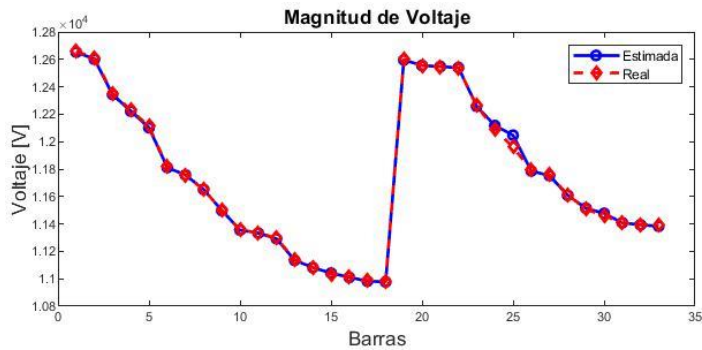


Figura 7.14: Magnitud de Voltaje. Escenario 3.

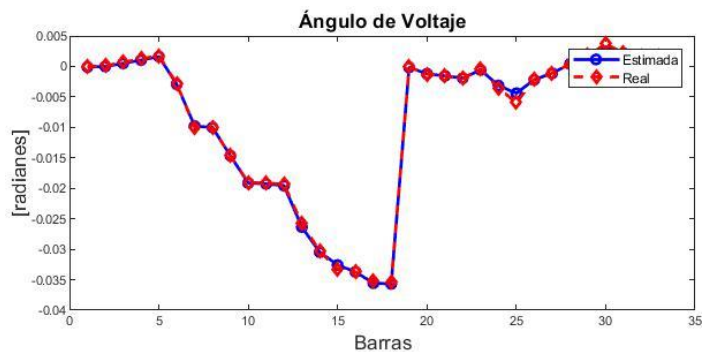


Figura 7.15: Ángulo de Voltaje. Escenario 3.

En la Figura 7.16 se observa la estimación de las cargas para la potencia real. Se puede observar de manera similar a los casos anteriores que existe una diferencia sustancial en algunas barras. Lo mismo ocurre con la Figura 7.17 donde se muestra la potencia reactiva. Hay que recalcar nuevamente que lo más importante que se puede obtener de estas gráficas es la coincidencia de los picos de potencia con los casos reales.

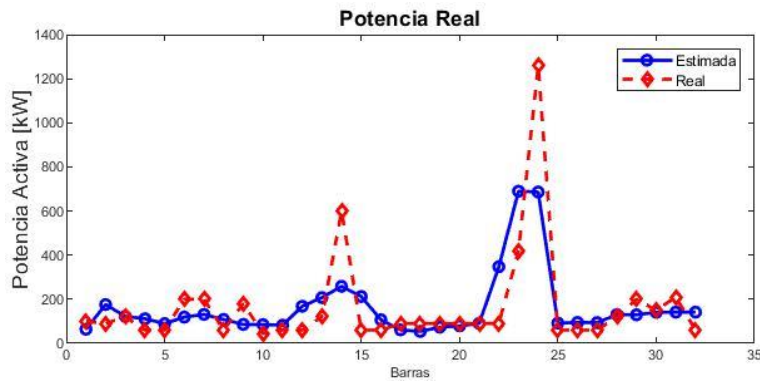


Figura 7.16: Potencia Real. Escenario 3.

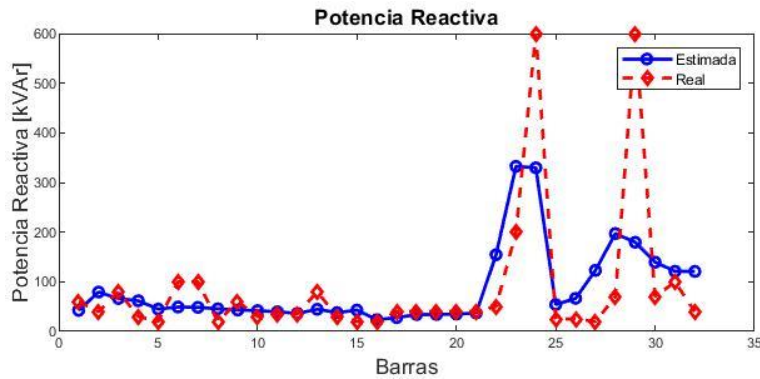


Figura 7.17: Potencia Reactiva. Escenario 3.

En la Figura 7.18 se puede observar que el perfil de voltaje original (en la línea roja interpuntada) presenta 22 barras con problemas, con una desviación de voltaje inicial de 2.368, mientras que el sistema reconfigurado (en línea verde)

presenta una mejora sustancial con una desviación de voltaje de tan solo 1.528. Las líneas que tenemos que abrir en el sistema original son 21-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 28-29. La Figura 7.19 muestra la topología óptima a implementar para este escenario.

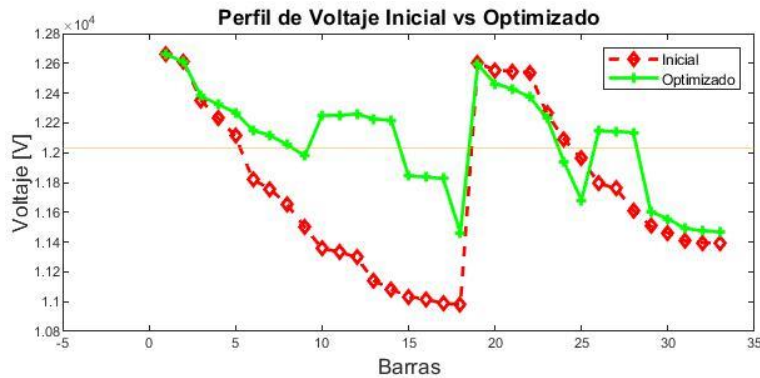


Figura 7.18: Perfil de voltaje inicial vs reconfigurado. Escenario 3.

Para el análisis de los resultados, en cada uno de los escenarios se analizaron las siguientes gráficas:

- Magnitud de voltaje real y estimado.
- Ángulo de voltaje real y estimado.
- Potencia Activa real y estimada.
- Potencia Reactiva real y estimada.
- Perfiles de voltaje antes y luego de la reconfiguración.

Concluyendo que la estimación de voltajes y ángulos tienen poco error, pero donde sí hay diferencia es en la estimación de las cargas. Sin embargo, se debe notar que, aunque los valores de P y Q no son exactamente iguales en magnitud si hay coincidencia de los picos reales con los estimados en las mismas barras, esto nos permite reconfigurar el sistema ya que las cargas fuertes coinciden en los mismos puntos, por tanto, el resultado obtenido en el sistema con valores estimados también será válido para el sistema real.

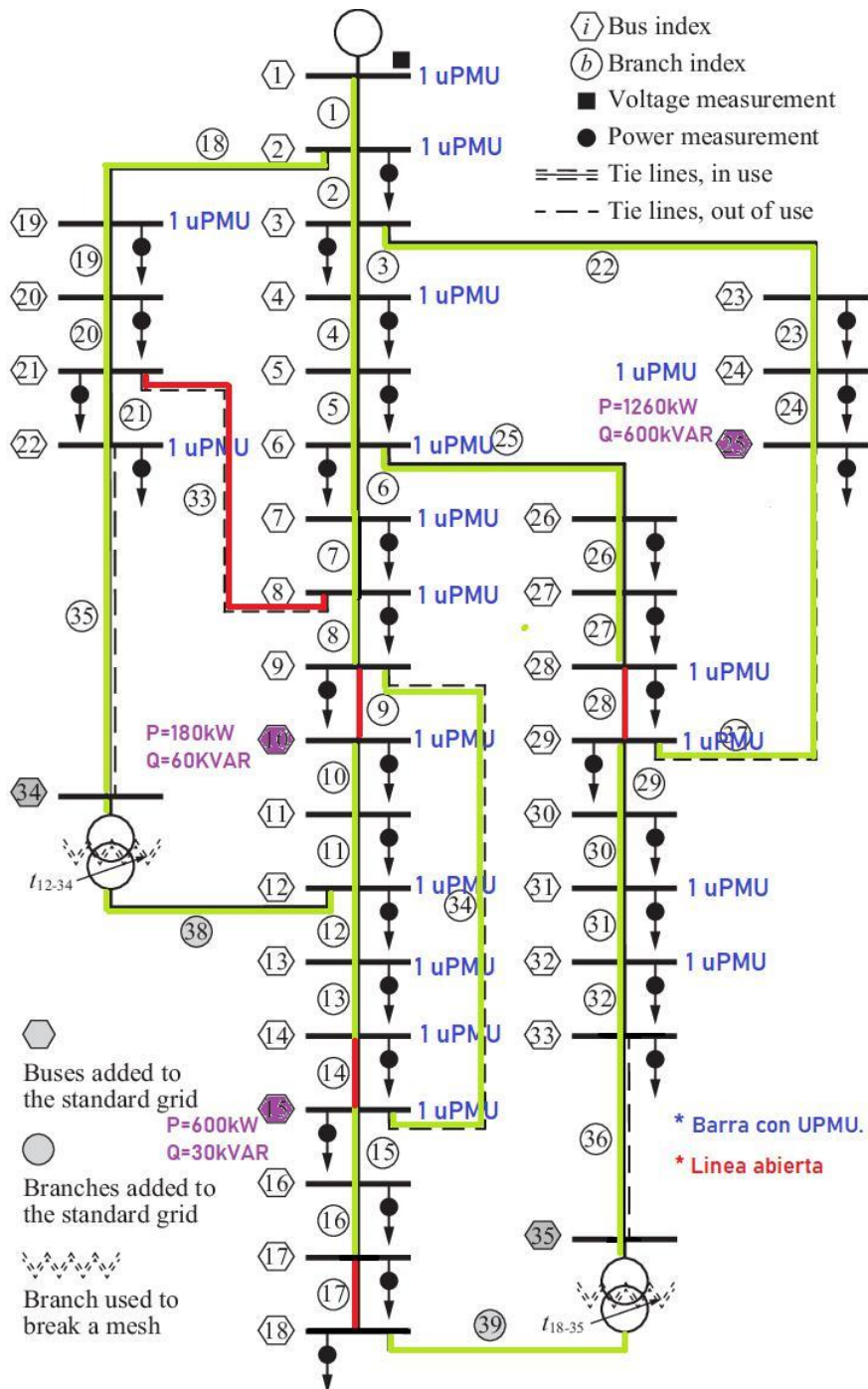


Figura 7.19: Escenario 3. Incremento de las cargas al triple de su valor en las barras 10, 15 y 25. Las líneas que se abren son: 21-8, 9-10, 14-15, 17-18 y 28-29.

7.4. Comparación de Resultados.

La Figura 7.20 muestra una comparativa de las desviaciones de voltaje, antes y después de la optimización, para cada escenario. Se puede observar que en todos los escenarios la desviación de voltaje disminuye significativamente, mejorando a su vez el perfil de voltaje del todo el sistema.

Esto corrobora que el uso de la estimación de estados junto con la reconfiguración óptima del sistema puede mejorar significativamente la operación de la red de distribución.

Los resultados de los tres casos analizados se resumen en la Tabla 7.1, indicando las desviaciones de voltaje del sistema *Estimado*, *Inicial* y *Optimizado Real*; las líneas que se deben abrir, y menores voltajes encontrados antes y después de la optimización. Los valores en por unidad se toman con referencia al voltaje nominal de 12660 V.

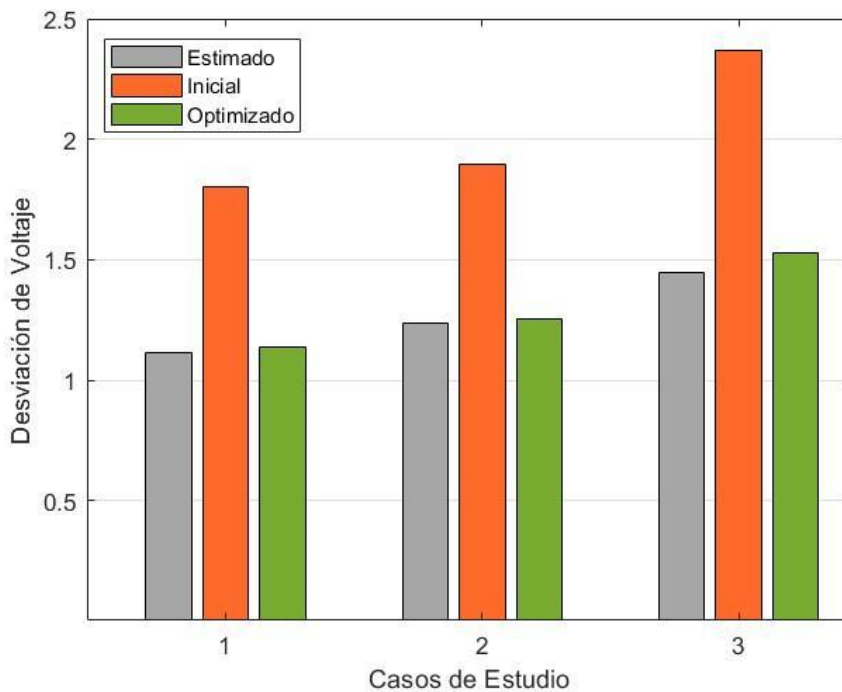


Figura 7.20: Comparación de las desviaciones de voltaje para cada escenario, antes y después de la optimización.

Tabla 7.1: Comparación de resultados de los casos de estudio.

Características	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Generaciones	300	300	189
Población	20	20	20
Líneas abiertas	21-8, 10-11, 9-15 17-18, 28-29	7-8, 9-10, 14-15 17-18, 25-29	21-8, 9-10, 14-15 17-18, 28-29
DV sist. Estimado	1.113	1.235	1.446
DV sist. Inicial	1.802	1.896	2.368
DV sist. Opt.	1.135	1.257	1.528
Menor V. inicial [pu]	0.896	0.894	0.864
Menor V. opt. [pu]	0.931	0.932	0.904

Capítulo 8

Conclusiones

- En el presente trabajo se propone una metodología para la reconfiguración óptima de redes de distribución, con la finalidad de mejorar el perfil de voltaje del sistema. Para esto se implementa un algoritmo de *Evolución Diferencial* que junto a la *Estimación de Estados* puede reconfigurar el sistema según condiciones existentes, como, por ejemplo, cuando surgen violaciones en los niveles de voltaje por conexión/desconexión de cargas o entrada/salida de generadores. El algoritmo nos indicará que líneas se tienen que *abrir/cerrar* para *minimizar la desviación de voltaje*.
- Para probar la propuesta se tomó como referencia el sistema de la IEEE de 33 barras, donde se simularon tres casos de estudio. Del análisis de cada escenario se pudo verificar que los perfiles de voltaje son satisfactoriamente corregidos, tras abrir/cerrar las líneas recomendadas por el algoritmo. La consideración de que los picos de potencia coinciden, tanto en el sistema real como en el sistema estimado, fue acertado para plantear la propuesta, ya que se consiguen buenos resultados aun cuando las cargas estimadas no son exactamente iguales al caso real. Esto se puede corroborar observando que el error entre la desviación de voltaje del sistema real y estimado no sobrepasa el 5 % y que las desviaciones de voltaje en los tres casos de estudio se redujeron en un 40 %.
 - Como trabajo futuro y posibles mejoras se propone implementar una reconfiguración óptima de la red de distribución incluyendo generación distribuida. También se recomienda implementar como primera etapa la optimización de la ubicación de los „PMUs.

Anexo A

Impedancias del sistema IEEE-33 Bus

Tabla A.1: Datos de línea del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.

Línea	Desde	Hasta	Long.Km	R(Ohm/km)	X(Ohm/km)
B1	1	2	1	0.0922	0.0470
B2	2	3	1	0.4930	0.2511
B3	3	4	1	0.3660	0.1864
B4	4	5	1	0.3811	0.1941
B5	5	6	1	0.8190	0.7070
B6	6	7	1	0.1872	0.6188
B7	7	8	1	1.7114	1.2351
B8	8	9	1	1.0300	0.7400
B9	9	10	1	1.0440	0.7400
B10	10	11	1	0.1966	0.0650
B11	11	12	1	0.3744	0.1238
B12	12	13	1	1.4680	1.1550
B13	13	14	1	0.5416	0.7129
B14	14	15	1	0.5910	0.5260
B15	15	16	1	0.7463	0.5450

Tabla A.2: Datos de línea del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.

Línea	Desde	Hasta	Long.Km	R(Ohm/km)	X(Ohm/km)
B16	16	17	1	1.2890	1.7210
B17	17	18	1	0.7320	0.5740
B18	2	19	1	0.1640	0.1565
B19	19	20	1	1.5042	1.3551
B20	20	21	1	0.4095	0.4784
B21	21	22	1	0.2089	0.9323
B22	3	23	1	0.4512	0.3083
B23	23	24	1	0.8980	0.7091
B24	24	25	1	0.8960	0.7011
B25	6	26	1	0.2030	0.1034
B26	26	27	1	0.2842	0.1447
B27	27	28	1	1.0990	0.9337
B28	28	29	1	0.8042	0.7006
B29	29	30	1	0.5075	0.2585
B30	30	31	1	0.9744	0.9630
B31	31	32	1	0.3105	0.3619
B32	32	33	1	0.3410	0.5302

Anexo B

Cargas del sistema IEEE-33 Bus

Tabla B.1: Datos de carga del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.

Carga	Localización	Potencia Activa kW	Potencia Reactiva kVAR
L2	2	100	60
L3	3	90	40
L4	4	120	80
L5	5	60	30
L6	6	60	20
L7	7	200	100
L8	8	200	100
L9	9	60	20
L10	10	60	20
L11	11	45	30
L12	12	60	35
L13	13	60	35
L14	14	120	80
L15	15	60	10
L16	16	60	20

Tabla B.2: Datos de carga del sistema de distribución radial IEEE de 33 buses.

Carga	Localización	Potencia Activa kW	Potencia Reactiva kVAR
L17	17	60	20
L18	18	90	40
L19	19	90	40
L20	20	90	40
L21	21	90	40
L22	22	90	40
L23	23	90	50
L24	24	420	200
L25	25	420	200
L26	26	60	25
L27	27	60	25
L28	28	60	20
L29	29	120	70
L30	30	200	600
L31	31	150	70
L32	32	210	100
L33	33	60	40

Bibliografía

- [1] E. CONELEC, “gestión de la demanda eléctrica-volumen ii-plan maestro de electrificación 2013-2022,” *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*, 2013.
- [2] A. J. Pansini, *Guide to electrical power distribution systems*. Crc Press, 2005.
- [3] E. A. A. Hurtado, R. A. H. Isaza, and R. A. G. Rendón, “Ubicación óptima de pmus en sistemas de transmisión para estimación de estado usando un algoritmo de recocido simulado,” *Scientia et Technica*, vol. 18, no. 3, pp. 471–480, 2013.
- [4] A. Abur and A. G. Exposito, *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC press, 2004.
- [5] J. P. Avilés Arévalo *et al.*, “Optimization of distribution networks using evolutionary algorithms,” *Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey*, 2018.
- [6] M. E. El-Hawary, *Introduction to electrical power systems*, vol. 50. John Wiley & Sons, 2008.
- [7] M. B. . D. Roos, “Cómo funcionan las redes eléctricas.” <https://science.howstuffworks.com/environmental/energy/power.htm>, 1 de abril de 2000.
- [8] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, División de . . . , 1995.
- [9] J. L. Alcón Mesa, “Estudio de la capacidad de carga segura en transformadores de potencia,” B.S. thesis, 2010.

- [10] A. D. Le, M. Kashem, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, "Minimising voltage deviation in distribution feeders by optimising size and location of distributed generation," *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 3, no. 2, pp. 147–155, 2007.
- [11] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 9, no. 4, pp. 101–102, 1989.
- [12] R. Siddaiah and R. Saini, "A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 376–396, 2016.
- [13] A. Tiguercha, A. A. Ladjici, and M. Boudour, "Optimal radial distribution network reconfiguration based on multi objective differential evolution algorithm," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, IEEE, 2017.
- [14] S. Bahadoorsingh, J. V. Milanovic, Y. Zhang, C. Gupta, and J. Dragovic, "Minimization of voltage sag costs by optimal reconfiguration of distribution network using genetic algorithms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2271–2278, 2007.
- [15] A. Kouzou and R. Mohammedi, "Optimal reconfiguration of a radial power distribution network based on meta-heuristic optimization algorithms," in *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp. 1–6, IEEE, 2015.
- [16] S. R. Tuladhar, J. G. Singh, and W. Ongsakul, "Multi-objective approach for distribution network reconfiguration with optimal dg power factor using nspso," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 12, pp. 2842–2851, 2016.
- [17] M. Miranda and J. Nelson, *Reconfiguración de redes eléctricas de distribución mediante el método heurístico de optimización de Lazo Simple*. PhD thesis, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2013.
- [18] J. A. González Quintero, I. Lisan Mesa, and J. Hifikepunje Kandjungulu-me, "Algoritmo heurístico para la reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas," *Ingeniería Energética*, vol. 33, no. 3, pp. 196–204, 2012.

- [19] J. G. Prieto and E. J. D. G. PRIETO, "Estudio de metodologías basadas en la ubicación óptima de unidades de medición fasorial (pmus) en sistemas de distribución de energía eléctrica," *Universidad Industrial de Santander*, 2014.
- [20] D. Dua, S. Dambhare, R. K. Gajbhiye, and S. Soman, "Optimal multista-ge scheduling of pmu placement: An ilp approach," *IEEE Transactions on Power delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1812–1820, 2008.
- [21] M. K. Neyestanaki and A. Ranjbar, "An adaptive pmu-based wide area bac-kup protection scheme for power transmission lines," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1550–1559, 2015.
- [22] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, "Synchronized pha-sor measurement applications in power systems," *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 1, no. 1, pp. 20–27, 2010.
- [23] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, "Análisis de sistemas de potencia," 1996.
- [24] L. Ibarra, J. Avilés, D. Guillen, J. Mayo-Maldonado, J. Valdez-Resendiz, and P. Ponce, "Optimal micro-pmu placement and virtualization for distribu-tion network changing topologies," *Sustainable Energy, Grids and Net-works*, vol. 27, p. 100510, 2021.
- [25] C. García, E. García, and F. Villada, "Algoritmo evolutivo eficiente aplicado a la planeación de la expansión de sistemas de distribución," *Información tecnológica*, vol. 23, no. 4, pp. 3–10, 2012.
- [26] K. Price, R. M. Storn, and J. A. Lampinen, *Differential evolution: a practical approach to global optimization*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [27] S. Das, A. Abraham, and A. Konar, "Differential evolution algorithm: Foundations and perspectives," in *Metaheuristic Clustering*, pp. 63–110, Springer, 2009.
- [28] C. C. Muñoz and J. P. Avilés, "Localización óptima de equipos de regulación de voltaje y compensación de reactivos para alimentadores de medio voltaje, mediante algoritmos evolutivos," *INGENIO*, vol. 5, no. 1, pp. 43–59, 2022.

- [29] V. Vita, "Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution net-works," *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1433, 2017.