

**ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD**

**AUTOR:
MARCELO HÉCTOR LEÓN JÁCOME**

**TUTOR:
WILSON DAVID PAVÓN VALLEJOS**

Quito, Julio 2018

Marcelo Héctor León Jácome

**ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Marcelo Héctor León Jácome (Y'1989-M'04). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Gonzalo Zaldumbide, se graduó de Bachiller en la especialidad de Físico Matemático. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el óptimo control y operación de las redes de distribución a través del Algoritmo Beta Radial

mleonja@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Wilson David Pavón Vallejos (Y'1989-M'10). Recibió el B.S. de Ingeniería Electrónica en Automatización y Control de la ESPE (Escuela Politécnica del Ejército) en Ecuador en 2014, y la Maestría en Automatización y Control en 2016 de la Universidad de Newcastle en el Reino Unido. Sus áreas de interés son la energía renovable, la eficiencia energética, las técnicas de control de convertidores de potencia e inversores, la inteligencia artificial como técnica de control. Se unió como profesor ocasional de la Universidad Politécnica Salesiana en Ecuador.

wpavon@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

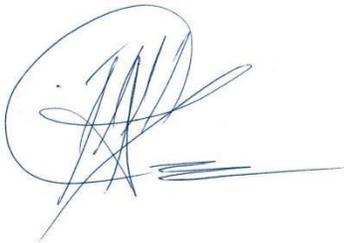
©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD, realizado por Marcelo Héctor León Jácome, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2018



.....

Wilson David Pavón Vallejos

Cédula de identidad: 1719224311

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Marcelo Héctor León Jácome, con documento de identificación N° 1715864300, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD”, 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 impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: Marcelo Héctor León Jácome

Cédula: 1715864300

Fecha: Julio 2018

ÍNDICE GENERAL

Índice General	6
Índice de Figuras	7
Índice de Tablas	8
Resumen	1
Abstract	1
1. Introducción	2
2. Marco Teórico	3
2.1 Control Óptimo	3
2.2 Mantenimiento Preventivo	3
2.3 Radialidad	3
2.4 Validación del caso de estudio	3
2.5 Algoritmo Beta Radial	5
3. Formulación del Problema	6
4. Análisis de Resultados	9
5. Trabajos Futuros	14
6. Conclusiones	14
7. Referencias	15
7.1 Estado del Arte	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo 14 Bus System IEEE.	4
Figura 2. Diagrama de Bloque del Controlador de Cargabilidad.....	7
Figura 3. Flujos de potencia para los 120 casos.....	10
Figura 4. 31 Casos que cumplen con condiciones	11
Figura 5. El caso53 con respecto a la PNS.....	11
Figura 6. El caso43 con respecto a la PNS.....	12
Figura 7. El caso52 con respecto a la PNS.....	13
Figura 8. Frecuencia de desconexión de líneas por la combinación del ABR	14
Figura 9. Resumen del estado del arte	25
Figura 10. Indicadores del estado del arte.....	25
Figura 11. Indicadores del estado del arte.....	25

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de las líneas dadas en una base de 100MVA.....	4
Tabla 2. 16 Líneas 14 Bus System IEEE.	5
Tabla 3. 11 Cargas 14 Bus System IEEE.....	5
Tabla 4. 5 Generadores 14 Bus System IEEE.....	5
Tabla 5. 5 Transformadores 14 Bus System IEEE.....	5
Tabla 6. Variables del Sistema de Control Discreto	6
Tabla 7. Variables del ABR	8
Tabla 8. Variables minimización de la cargabilidad.....	8
Tabla 9. PNS vs caso53 con mayor pérdida de potencia	10
Tabla 10. PNS vs caso43.....	12
Tabla 11. PNS vs caso52.....	13
Tabla 12. Matriz del estado del arte.....	18

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

Resumen

En el siguiente artículo académico se plantea un modelo que permite determinar la estrategia de control óptimo y de operación de una red de distribución. El modelo está basado en el algoritmo Beta Radial. La función objetivo del modelo propuesto encuentra la máxima pérdida de potencia por falla o avería en las líneas manteniendo la carga del sistema constante.

Para el modelo propuesto se obtiene una matriz de combinaciones beta radial, por cada fila de la matriz obtenida se realizó una simulación del flujo de potencia, obteniéndose como consecuencia la matriz de flujos de potencia.

Como resultado, se encontraron dos casos importantes, en el primer caso se presentan las líneas que al estar en falla producen la mayor pérdida de potencia del sistema y en el segundo caso se encontró las líneas que al estar en falla producen la mayor sobrecarga al mismo. El modelo persigue una alternativa a la toma de decisiones para diseñar un plan de mantenimiento preventivo de cualquier sistema eléctrico de potencia, de esta forma aumentar la vida útil y confiabilidad del servicio eléctrico.

Palabras clave: Control, Mantenimiento, Modelo óptimo, Operación, SEP, Sistema radial

Abstract

In the following academic article, it is proposed a model that determined the optimal control and operation of a distribution network; the model is based on the Beta Radial algorithm. The objective function of the proposed model finds the maximum loss of power due to failure or damage of distribution lines, tracking the system load constant

The model first obtains a matrix of radial beta combinations, for each row of the obtained matrix a simulation of the power flow was performed, obtaining, as a result, the matrix of power flows.

In conclusion, two important cases were found; in the first case, the distribution lines that are faulty produce the greatest power loss in the system and in the second case, the lines fault that produce the greatest overload to the system. The model pursues an alternative to the decision making the process to design a preventive maintenance plan for an electrical power system in order to increase the useful life and reliability of the electric service.

Index terms: Control, Maintenance, Optimal model, Operation, SEP, Radial system

1. Introducción

En los últimos años y a nivel mundial, se ha incrementado la demanda de energía eléctrica, llegando al extremo, que se ha tornado fundamental ampliar la red de sistemas de energía existente o hacer la construcción de nuevas infraestructuras, esto se ve limitado por restricciones económicas y medio-ambientales [1].

Por lo tanto la entidad encargada de la planificación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se ve obligada a utilizar todos los recursos de las Redes de Distribución Eléctrica (RDE) existentes, hasta su límite operacional máximo, esto con lleva a sobre cargar a las líneas de distribución, por esta razón, se hace necesario tener un óptimo control de flujos en las líneas para aprovechar de manera óptima la red existente. Y, a su vez, mantener el sistema en un funcionamiento confiable y seguro [1],[2].

Un óptimo control y operación de las RDE, garantiza en todo momento la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, y al ser óptimo minimiza las pérdidas de potencia por fallas o averías y minimiza costos de operación y mantenimiento [3],[4].

La utilidad de este estudio radica en minimizar las pérdidas de potencia por fallas o averías en las líneas eléctricas con un plan de mantenimiento preventivo óptimo.

Una preocupación importante en el funcionamiento de un SEP es la reducción de las pérdidas de potencia en las RDE. La minimización de las pérdidas de potencia es un camino fundamental para garantizar la operación económica y la reducción del costo de la energía [5]–[8].

Una alternativa para reducir las pérdidas de potencia en la RDE, es la reconfiguración de la red.

El cual consiste en modificar los estados de conmutación de forma manual o remota a un conjunto de interruptores

conectados a las líneas de la RDE [5], [9], [10].

El Algoritmo Beta Radial (ABR) encuentra las soluciones óptimas para la reconfiguración de la red de un sistema de mediano porte [11], [12].

Para encontrar la mayor pérdida de potencia de una RDE, se procede a minimizar la cargabilidad de la RDE, utilizando el ABR.

El ABR provee un conjunto de configuraciones radiales, la selección de la configuración óptima se vuelve relativamente fácil y según sea el caso se aplica un flujo de potencia y luego se selecciona la solución que cumpla con la condición de mínima cargabilidad de una RDE y con las restricciones que tiene el sistema [2], [11], [13].

La combinación óptima del ABR es un indicativo de importancia, porque encuentra con exactitud cuál es la línea o líneas eléctricas que producen las mayores pérdidas de potencia dentro del sistema [11] y sirve para priorizar las líneas que deben tener un mantenimiento continuo, y obteniendo al mismo tiempo un mantenimiento preventivo óptimo, que es lo que se desea encontrar [14].

Este estudio es una herramienta computacional para elaborar un plan de mantenimiento preventivo. Está basado en un análisis de la simulación de fallas que procuran evitarse en un SEP [14].

Con esta metodología se logra reducir la tasa de fallas, el tiempo de afectación, el número de consumidores afectados, consiguiendo de esta forma mejorar la confiabilidad del mismo [7], [15],[16].

Este documento está organizado de la siguiente manera, en el capítulo 2 se hace una descripción del marco teórico de las diferentes partes de la investigación, en el capítulo 3 se presenta la formulación del problema, en el capítulo 4 se desarrolla el análisis de resultados, en el capítulo 5 se presenta el trabajo futuro y en el capítulo 6 las conclusiones.

2. Marco Teórico

Para resolver el problema de optimización, se formula el diseño de un controlador que encuentre la solución que equilibre la potencia, frecuencia, flujos, de manera que minimiza los esfuerzos del control [8], [17],[16].

2.1 Control Óptimo

El control óptimo es el que proporciona un camino estratégico para que un cierto sistema cumpla con un objetivo deseado, se caracteriza por maximizar la eficiencia y minimizar los factores de riesgo [18], [19].

Este estudio se basa en un sistema de control discreto, el que toma decisiones, utilizando el ABR aplicado a un SEP, los cálculos son realizados utilizando los flujos de potencia dentro de un lazo cerrado de control, para obtener el error de la cargabilidad dentro SEP con las combinaciones del ABR, las combinaciones son estados discretos de 1 y 0 (conexión y desconexión de líneas) [5], [20].

Para encontrar la solución del problema del óptimo control en las líneas de distribución se utilizará el ABR. Al encontrar la mínima cargabilidad del sistema se obtendrá el control óptimo con las dos condiciones fundamentales que son no perder la carga del sistema y no superar la cargabilidad del sistema en pleno funcionamiento [11], [17], [18], [20].

2.2 Mantenimiento Preventivo

La implementación de un mantenimiento preventivo da como resultados la reducción de fallas al sistema y así se tendrá un buen desempeño del SEP para una entrega continua y segura del servicio [21].

Con los resultados que se obtendrán en este estudio se encontrarán las líneas que pueden tener la mayor afectación dentro del sistema y proporcionarán una frecuencia en la calidad del mantenimiento de la línea, obteniendo

así un máximo beneficio para los usuarios del servicio eléctrico y aumentando la vida útil de las líneas.

Los objetivos del mantenimiento preventivo en las RDE son: reducir la probabilidad de falla, asegurar la continuidad del suministro eléctrico, mejorar constantemente la seguridad, prolongar la vida útil y prevenir los accidentes [3], [14], [19], [21].

2.3 Radialidad

Este tipo de red, entrega directamente potencia a cada centro de carga, las principales ventajas son la simplicidad y la facilidad en la implementación de los dispositivos de protección, y como desventajas se tiene, que al momento de existir un avería o falla en la RDE, disminuye la fiabilidad del sistema porque se pierde el suministro de energía a los usuarios[7], [22], [23].

Este estudio se desarrolla en el modelo del sistema de 14 Barras de la IEEE (14 Bus System IEEE), ver Figura 1, el mismo que tiene 16 líneas eléctricas y 11 cargas en el sistema, con el que se hace la simulación de conexión y desconexión de las líneas eléctricas, esto es considerado como un problema de optimización no lineal [6], [12], [24], [25]. El SEP consume una Potencia Nominal del Sistema (PNS) de 311.273 MW en pleno funcionamiento.

2.4 Validación del caso de estudio

Con el objetivo de validar el caso de estudio, se ha comparado la impedancia en (p.u) como son la resistencia y la reactancia por cada línea del sistema evaluado del 14 Bus System IEEE con el caso de estudio presentado, con el fin de mostrar la efectividad de la simulación. Para comprobar lo anterior, se presenta el error de simulación para ambos sistemas, como se aprecia en la Tabla 1. Como resultado de esta comparación se obtiene un error del 0%, lo cual valida el caso de estudio del presente trabajo [26], [27].

Tabla 1. Datos de las líneas dadas en una base de 100MVA

Número de línea	Desde el Bus	Hasta el Bus	Caso de estudio		14 Bus System IEEE		% de Error
			Impedancia en la línea		Impedancia en la línea		
			Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia	
1	1	2	0,01938	0,05917	0,01938	0,05917	0%
2	1	5	0,05403	0,22304	0,05403	0,22304	0%
3	2	3	0,04699	0,19797	0,04699	0,19797	0%
4	2	4	0,05811	0,17632	0,05811	0,17632	0%
5	2	5	0,05695	0,17388	0,05695	0,17388	0%
6	3	4	0,06701	0,17103	0,06701	0,17103	0%
7	4	5	0,01335	0,04211	0,01335	0,04211	0%
8	6	11	0,09498	0,1989	0,09498	0,1989	0%
9	6	12	0,12291	0,25581	0,12291	0,25581	0%
10	6	13	0,06615	0,13027	0,06615	0,13027	0%
11	9	10	0,03181	0,0845	0,03181	0,0845	0%
12	9	14	0,12711	0,27038	0,12711	0,27038	0%
13	10	11	0,08205	0,19207	0,08205	0,19207	0%
14	12	13	0,22092	0,19988	0,22092	0,19988	0%
15	13	14	0,17093	0,34802	0,17093	0,34802	0%

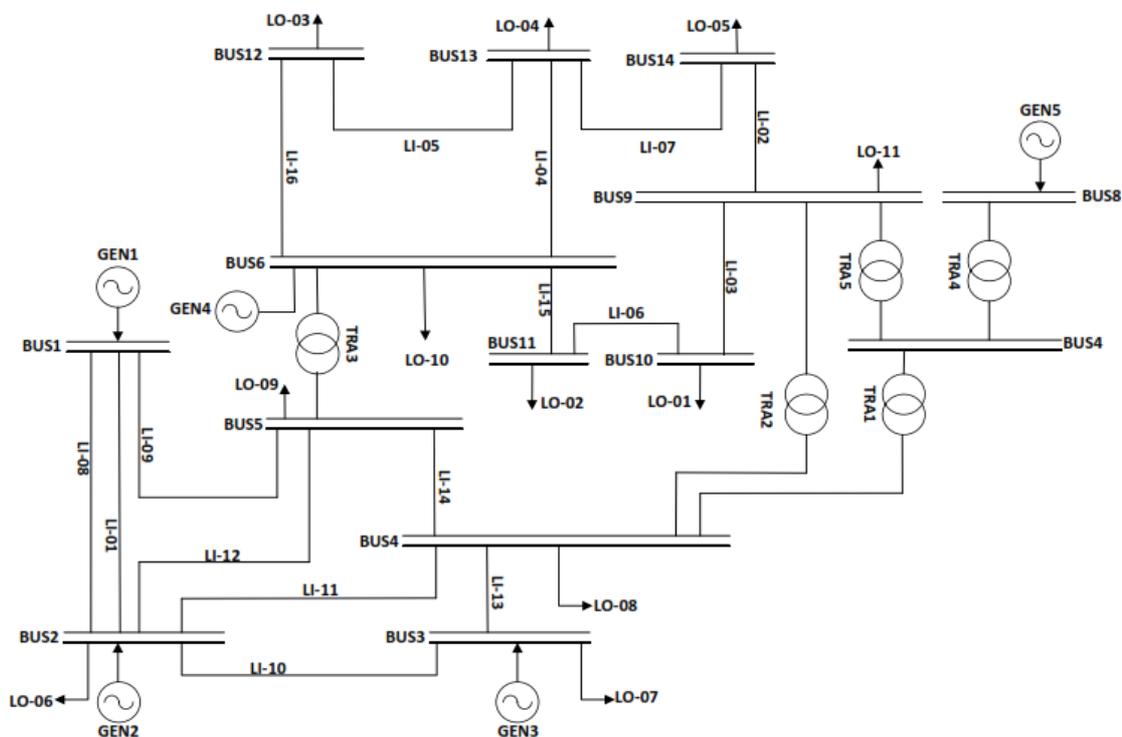


Figura 1. Modelo 14 Bus System IEEE.
Fuente: Autor

En el modelo 14 Bus System IEEE, se hace un cambio de nomenclatura a los elementos, para un rápido seguimiento en las respuestas, como se muestran en las Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4, Tabla 5.

Tabla 2. 16 Líneas 14 Bus System IEEE.

MODELO 14 BUS SYSTEM IEEE			
LÍNEAS DEL MODELO Line	LÍNEAS UTILIZADAS	POTENCIA	UNIDAD
0001_0002/2	LI-01	32,629	MW
0009_0014	LI-02	16,769	MW
0009_0010	LI-03	11,232	MW
0006_0013	LI-04	31,287	MW
0012_0013	LI-05	2,940	MW
0010_0011	LI-06	6,776	MW
0013_0014	LI-07	9,795	MW
0001_0002/1	LI-08	32,629	MW
0001_0005	LI-09	31,224	MW
0002_0003	LI-10	30,697	MW
0002_0004	LI-11	23,516	MW
0002_0005	LI-12	17,424	MW
0003_0004	LI-13	10,441	MW
0004_0005	LI-14	27,274	MW
0006_0011	LI-15	13,278	MW
0006_0012	LI-16	13,361	MW

Tabla 3. 11 Cargas 14 Bus System IEEE.

MODELO 14 BUS SYSTEM IEEE			
CARGAS Load	CARGAS UTILIZADAS	POTENCIA	UNIDAD
Load_0010	LO-01	10,707	MW
Load_0011	LO-02	3,936	MW
Load_0012	LO-03	6,306	MW
Load_0013	LO-04	14,693	MW
Load_0014	LO-05	15,717	MW
Load_0002	LO-06	25,143	MW
Load_0003	LO-07	96,097	MW
Load_0004	LO-08	47,959	MW
Load_0005	LO-09	7,767	MW
Load_0006	LO-10	13,479	MW
Load_0009	LO-11	33,850	MW

Tabla 4. 5 Generadores 14 Bus System IEEE.

MODELO 14 BUS SYSTEM IEEE			
GENERADOR GENERATOR	GENERADORES UTILIZADOS	POTENCIA	UNIDAD
Gen_0001	GEN1	232,9986	MVA
Gen_0002	GEN2	58,28757	MVA
Gen_0003	GEN3	23,39337	MVA
Gen_0006	GEN4	12,23995	MVA
Gen_0008	GEN5	17,3565	MVA

Tabla 5. 5 Transformadores 14 Bus System IEEE.

MODELO 14 BUS SYSTEM IEEE			
TRAFO DEL MODELO TypTr2	TRAFO UTILIZADOS	POTENCIA	UNIDAD
0004 to 0007	TRA1	(132/1)	KV
0004 to 0009	TRA2	(132/33)	KV
0005 to 0006	TRA3	(132/33)	KV
0007 to 0008	TRA4	(11/1)	KV
0007 to 0009	TRA5	(33/1)	KV

2.5 Algoritmo Beta Radial

El ABR es la herramienta que se utilizará para este estudio, con el objeto de obtener un conjunto combinatorio radial.

Con el conjunto de configuraciones óptimas se obtendrá la mínima cargabilidad en las líneas de la RDE, con la condición que las cargas del sistema no queden desabastecidas, que dará de esta forma una mayor confiabilidad al sistema.

Con este resultado se conseguirá una óptima planificación del mantenimiento preventivo para la línea que tenga la mayor sensibilidad de avería o fallo, y así se evitará tener las mayores pérdidas de potencia a futuro.

Mediante este análisis se puede hacer una planificación para la expansión del sistema a largo plazo.

Para la elaboración de este estudio se utiliza el ABR [9]–[11], el mismo que entrega un conjunto de combinaciones radiales de un grupo de interruptores de un sistema de distribución radial, con los flujos de potencia y la combinaciones óptimas, encontrar la mínima cargabilidad del sistema y a su vez la máxima pérdida de potencia en la RDE.

Un interruptor tiene 2 estados, 1 cerrado y 0 abierto, cada interruptor está asociado con una línea eléctrica, los cambios de los estados de los interruptores se lo hace mediante la simulación de la conexión y desconexión de las líneas del SEP [28], [29], el

número total de interruptores corresponde al número total de las líneas, obteniendo de esta forma el conjunto de las combinaciones del ABR de conexión y desconexión de las líneas del sistema [30], [31].

El ABR, cumple con la fórmula (1) de combinación sin repetición, de forma que: no entran todos los elementos, no importa el orden, no se repite los elementos.

$$C_{\beta\text{ETA}} = \frac{N_{\text{lineas}}!}{\text{lineasC}! * (N_{\text{lineas}} - \text{lineasC})!} \quad (1)$$

Dónde:

$C_{\beta\text{ETA}}$: El número de combinaciones beta radiales.

N_{lineas} : El número total de líneas eléctricas.

lineasC : Líneas eléctricas conectadas.

3. Formulación del Problema

Para resolver este problema, se le ha dividido en varios subproblemas independientes, los mismos que se resolvieron utilizando un método recursivo. El método permite encontrar todas las soluciones y seleccionar la solución óptima que cumpla con las condiciones antes indicadas [9]–[11].

Esquema en bloque del módulo controlador de cargabilidad.

Como se observa la Figura 2 y la descripción de las variables en la Tabla 6, la cargabilidad que ingresa al sistema es la cargabilidad nominal del SEP, que es la sumatoria de la cargabilidad de cada una de las 16 líneas en funcionamiento a plena carga del 14 Bus System IEEE, las mismas que serán afectadas por la combinación del ABR para las 16 líneas, mediante la corrida de un flujo de potencia, obteniendo a la salida la cargabilidad de cada una de las 16 líneas afectadas por el ABR del sistema, se realimenta a través del sensor de

cargabilidad, el cual nos entrega la sumatoria de la cargabilidad de las 16 líneas, luego se hace una resta entre la cargabilidad nominal del sistema y cargabilidad afectada por el ABR.

Tabla 6. Variables del Sistema de Control Discreto

Nomenclatura	Variables
R(k)	Error de cargabilidad del SEP
C(k)	1 combinación del ABR
P(k)	Cargabilidad de las 16 líneas
V(k)	Voltaje
I(k)	Corriente
H(k):	Sumatoria de la cargabilidad

Dónde:

R(k).- Es el error del sistema, es la diferencia entre la cargabilidad nominal del sistema y la cargabilidad afectada por el ABR, las diferencias del $\pm 5\%$ respecto a la cargabilidad nominal del sistema son las cargabilidades óptimas. Para este estudio, buscaremos las cargabilidades no deseables para el SEP, como son la mayor sobrecarga y la mayor pérdida de potencia.

C(k).- Es 1 combinación beta radial del ABR, que tiene los estados conectado y desconectado (on/off) para cada una de las 16 líneas.

P(k).- Es la respuesta de la cargabilidad por cada una de las 16 líneas, luego del flujo de potencia.

V(k).- Es la respuesta de voltaje por cada una de las 16 líneas, luego del flujo de potencia.

I(k).- Es la respuesta de corriente por cada una de las 16 líneas, luego del flujo de potencia.

H(k).- Es la sumatoria de la cargabilidad de las 16 líneas.

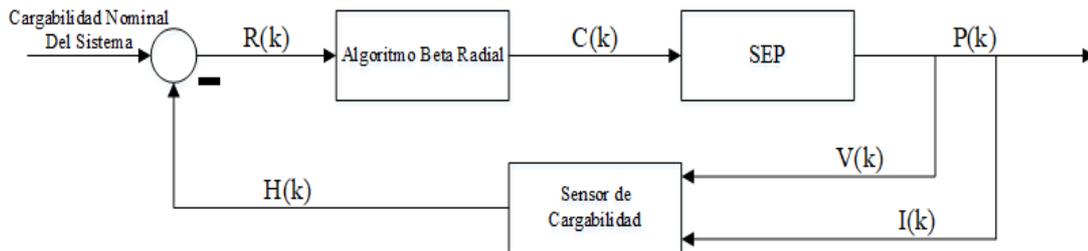


Figura 2. Diagrama de Bloque del Controlador de Cargabilidad

Fuente: Autor

En el análisis del control óptimo y de operación del modelo 14 Bus System IEEE, se incluye su mantenimiento preventivo, porque al encontrar la mínima cargabilidad del sistema por desconexión de líneas se maximiza la mayor pérdida de potencia en el modelo propuesto. La cargabilidad está dada en MW.

Para encontrar la mínima cargabilidad del sistema utilizando el ABR, se utiliza la función objetivo (2) [13], [16], [24], [32], [33], esta función objetivo, encuentra la mínima cargabilidad_i que corresponde a la máxima pérdida de potencia del RDE en función de la desconexión de las líneas [31], [34], [35].

$$\text{Minimizar } \text{cargabilidad}_i = \sum_{k=1}^n \text{cargabilidad}_k \quad (2)$$

Dónde:

cargabilidad_k: Es la cargabilidad de la k-ésima línea de Distribución.

k: $k \in$ conjunto total de las líneas de la red de Distribución.

n: Número total de líneas de la red de Distribución.

cargabilidad_i: La sumatoria de la cargabilidad de todas las líneas de Distribución afectadas por la i-ésima combinación Beta radial

i: $i \in$ conjunto total de combinaciones Beta radiales.

Las cargabilidades_i del RDE afectadas por la i-ésima combinación ABR, deben cumplir con la condición (3), que sean menores o iguales a la cargabilidad nominal del SEP sin desconexión de líneas (CSDSD) y que la carga del

sistema debe permanecer constante (CSD), [4], [7], [22], [29], [34], [36].

Condición:

$$\text{Cargabilidad}_i \leq (\text{CSDSD} \wedge \text{CSD}) \quad (3)$$

Dónde:

CSDSD: Cargabilidad del Sistema de Distribución Sin Desconexión de líneas.

CSD: Carga del Sistema de Distribución es constante.

cargabilidad_k.- Es un componente que está en función de la potencia calculada en la k-ésima línea de la RDE.

CSDSD.- Este componente está dado por la potencia nominal del sistema sin desconexión de líneas, por lo tanto este componente es fundamental para calcular la máxima pérdida de potencia, al hacer las comparaciones de las potencias afectadas por el ABR, con respecto a la potencia máxima del sistema.

CSD.- Este componente está dado por la sumatoria de todas las cargas que están dentro del SEP, para este estudio se toma en cuenta que no debe de existir pérdida de carga del sistema al hacer las simulaciones de flujos de potencia con las combinaciones del ABR.

La cargabilidad_i por cada combinación del ABR, se calcula haciendo un análisis del flujo de potencia utilizando el Método de Cálculo (AC Flujo de Carga, Balanceada, Secuencia Positiva, mediante la simulación de la desconexión de las líneas [34], [36].

Para lograr el objetivo de este estudio se implementaron dos algoritmos con sus respectivas variables, ver Tabla 7 y

Tabla 8, los mismos que se describen a continuación.

Tabla 7. Variables del ABR	
Nomenclatura	Variables
i	Número de líneas conectadas (1)
j	Número de líneas desconectadas (0)
n	Número total de líneas
m	índice de incremento de filas
jj	Índice de incremento
k	Índice de incremento
v	matriz de líneas conectadas seguido de las líneas desconectadas
Mbeta	Matriz Beta Radial

Algoritmo 1: Algoritmo Beta Radial

Paso1 Entrada: i, j, n, m, jj, k
Paso2 Salida: Mbeta
Paso3 Inicialización: v
 $v(1, n) \rightarrow [Ui - 3, Ui - 2, Ui - 1, Ui, 0, 0, 0]$
For $jj = 1; j$
 $U(i) \rightarrow U(i + jj)$
generar nuevo elemento de la matriz $v(m, n)$
End For
Paso4 $v(1, n) \rightarrow [Ui - 3, Ui - 2, Ui - 1, Ui, 0, 0, 0]$
 $k \rightarrow 0$
For $jj = 1; j$
 $U(i - 1) \rightarrow U(i + k)$
 $U(i) \rightarrow U(i + jj)$
generar nuevo elemento de la matriz $v(m, n)$
repetir Paso 3
 $k \rightarrow k + 1$
End For
 $v(1, n) \rightarrow [Ui - 3, Ui - 2, Ui - 1, Ui, 0, 0, 0]$
 $k \rightarrow 0$
For $jj = 1; j$
 $U(i - 2) \rightarrow U(i - 1 + k)$
 $U(i - 1) \rightarrow U(i + k)$
 $U(i) \rightarrow U(i + jj)$
generar nuevo elemento de la matriz $v(m, n)$
repetir Paso 3
repetir Paso 4
 $k \rightarrow k + 1$
End For

$k \rightarrow 0$
 $v(1, n) \rightarrow [Ui - 3, Ui - 2, Ui - 1, Ui, 0, 0, 0]$
For $jj = 1; j$
 $U(i - 3) \rightarrow U(i - 2 + k)$
 $U(i - 2) \rightarrow U(i - 1 + k)$
 $U(i - 1) \rightarrow U(i + k)$
 $U(i) \rightarrow U(i + jj)$
generar nuevo elemento de la matriz $v(m, n)$
repetir Paso 3
repetir Paso 4
repetir bucles anteriores
 $k \rightarrow k + 1$
End For
If $v(m, n) = (0, 0, 0, Ui - 3, Ui - 2, Ui - 1, Ui)$
Else repetir bucles anteriores
End If

Paso5 Mbeta $\rightarrow v(m, n)$ Matriz Beta Radial

Paso6 **Retorna:** Mbeta

El Modelo 14 Bus System IEEE, tiene 16 líneas, para este estudio se desconectan 2 líneas, las líneas energizadas son 14, remplazando en la Fórmula (1), el número de combinaciones del ABR es 120.

$$C_{\beta ETA} = \frac{16!}{14! * (16 - 14)!}$$

$$C_{\beta ETA} = 120$$

Tabla 8. Variables minimización de la cargabilidad

Nomenclatura	Variables
Mbeta	Matriz Beta radial
Nbeta	Numero de combinaciones beta radiales
MG	Matriz del sistema
MG(i, 1)	Matriz del índice de combinación radial
MG(i, 2)	Matriz de Cargabilidad
MG(i, 3)	Matriz de Carga
Nlinea	Número de líneas de distribución
Kte1Sep	Cargabilidad máxima del SEP sin desconexión líneas
Kte2Sep	Carga máxima del SEP
Minimo	La mínima cargabilidad
IMG	Matriz de incidencia

Algoritmo 2: Minimización de la cargabilidad del SEP

Paso1 **Entrada:** *Mbeta, Mbeta, Nbeta, MG, MG(i, 1), MG(i, 2), MG(i, 3), Nlínea, Kte1Sep, Kte2Sep*

Paso2 **Salida:** *Minimo, IMG*

Paso3 **Inicialización:** $j \rightarrow 3 + Nlínea$
col \rightarrow Es una columna de MG

Paso4 **MG** = [*MG Mbeta*]

For $i = 1; Nbeta$

if $MG(i, 2) > Kte1Sep$

Eliminar fila MG(i, 2)

End if

End For

For $i = 1; length(MG)$

if $MG(i, 3) < Kte2Sep$

Eliminar fila MG(i, 3)

End if

End For

Minimo $\rightarrow MG(1, 2)$

For $i = 2; length(MG)$

if $MG(i, 2) < Minimo$

Minimo = $MG(i, 2)$

Indice = $MG(i, 1)$

End if

End For

Paso5 **For** $col = 4; j$

For $i = 1; length(MG)$

$IMG(1, col) = \sum MG(i, col)$

End if

End For

Paso6 **Retorna:** *Minimo, IMG*

Luego de analizar la secuencia de las combinaciones del ABR que cumplen la condición (3) y encontrar los casos que producen la mayor pérdida y sobrecarga del SEP, se hace un análisis de la frecuencia de desconexión de las líneas para los casos que tengan la cargabilidad menor a la PNS.

Este análisis es una ayuda para hacer una planificación del mantenimiento preventivo de las mismas. [22], [33], [34].

4. Análisis de Resultados

En la Figura 3, se representa la cargabilidad por cada caso combinatorio del ABR, que va desde el caso1 hasta llegar al caso120 para la RDE propuesta. Cada caso es comparado con la PNS, analizando los resultados, se puede apreciar una variación grande de potencia en comparación con la PNS.

Hay algunos casos que superan la PNS y hay otros casos que no llegan a la PNS, cabe recalcar que el sistema es radial, esto implica que las líneas al momento de ser desconectadas con las combinaciones del ABR, el sistema puede tener un gran incremento de potencia o a su vez puede tener un gran decremento o pérdida de potencia en el SEP.

En la Figura 3, se observa claramente las combinaciones más sensibles a la pérdida de potencia y se pueden escoger las líneas en función de la pérdida de potencia para a realizar un óptimo mantenimiento [6].

Los casos con mayor potencia a la PNS, no necesariamente son los más óptimos en funcionamiento continuo, por la sencilla razón que el sistema está en sobre carga y en el límite máximo.

La PNS es 311.273 MW en plena carga y se lo representa como el caso 121, este dato es obtenido al simular un Flujo de Carga AC, Balanceada, Secuencia Positiva.

El caso121 se utiliza para hacer el análisis comparativo de potencia con los 120 casos.

La cargabilidad para cada uno de los 120 casos se los obtiene mediante la simulación de la desconexión de las líneas de potencia en el Modelo 14 Bus System IEEE.

Las potencias de los casos que están sobre la PNS no se toman en cuenta para el mantenimiento, pero si hará un análisis posterior de los mismos.

Las potencias de los casos que están por debajo de la potencia PNS, son

importantes para encontrar los casos con la mínima cargabilidad.

La simulación de fallas o averías en las líneas se lo hace mediante la

desconexión de las líneas utilizando el ABR.

De esta manera se encuentran las líneas de mayor prioridad para un óptimo mantenimiento preventivo.

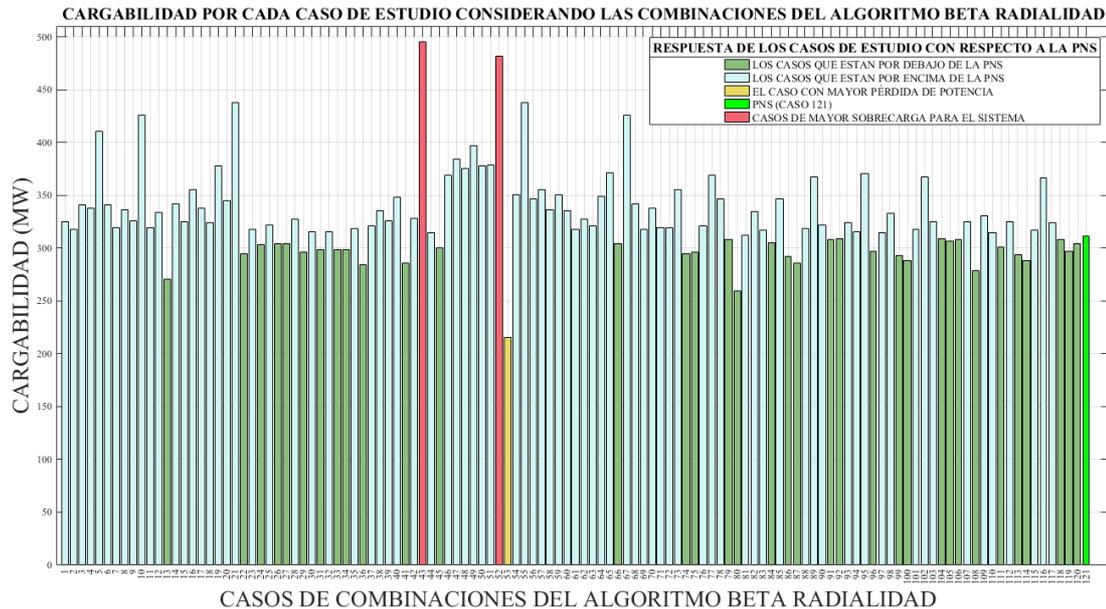


Figura 3. Flujos de potencia para los 120 casos.

Análisis de la mínima cargabilidad con respecto a la PNS.

En la Figura 4, se representa gráficamente los 31 casos que cumplen con las dos condiciones, la primera que la potencia este por debajo de la PNS y la segunda que mantenga la carga del sistema constante.

Se observa que el caso53 tiene la mayor pérdida del sistema y es el de mayor prioridad para hacer un mantenimiento en las líneas de distribución, con la combinación del caso53, se sabe con exactitud cuáles son las dos líneas que al hacer la simulación de la desconexión, produce la mayor pérdida de potencia para el sistema, este caso, tiene una pérdida total del 30.757% de la potencia con respecto al PNS, siendo la cargabilidad del sistema para este caso de 215.535 MW.

En la Tabla 9, se observa el porcentaje de pérdida de potencia con respecto a la PNS, para cada una de las líneas, siendo la mayor pérdida del 51.6% en las líneas.

Tabla 9. PNS vs caso53 con mayor pérdida de potencia

Líneas de Distribución	% de pérdida de potencia con respecto a la PNS
LI-01	51.6%
LI-02	No hay pérdida
LI-03	No hay pérdida
LI-04	1.95%
LI-05	4.6%
LI-06	16.74%
LI-07	7.83%
LI-08	51.6%
LI-09	27.7%
LI-10	Desconectada
LI-11	7.7%
LI-12	No hay pérdida
LI-13	Desconectada
LI-14	30.4%
LI-15	8.5%
LI-16	1.12%

Para el caso53, ver Figura 5, se comparan las 16 líneas de la RDE con respecto al PNS, las líneas LI-10 y LI-13 tienen una pérdida del 100% de su potencia con respecto al PNS. Las

líneas LI-10 y LI-13 en la simulación están desconectadas y tienen una potencia de 0 MW. Como resultado de este análisis se encontró que las líneas (LI-10, LI-13) son las más sensibles, y son las de mayor

prioridad para realizar un óptimo mantenimiento preventivo, y así evitar que el SEP tenga la mayor pérdida de potencia por una falla o avería de estas dos líneas.

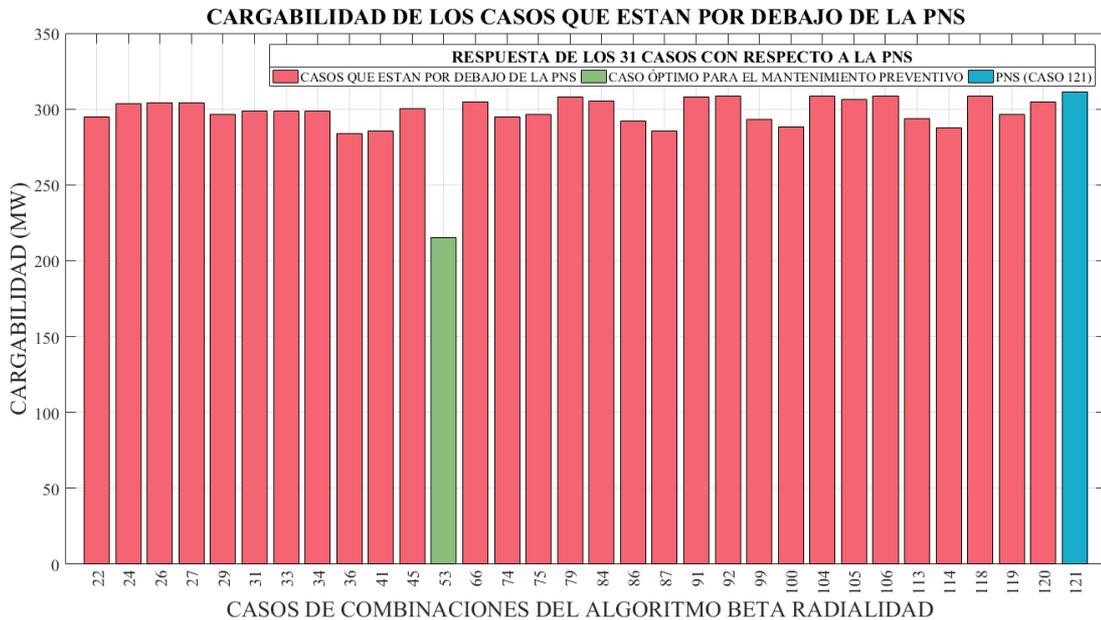


Figura 4. 31 Casos que cumplen con condiciones

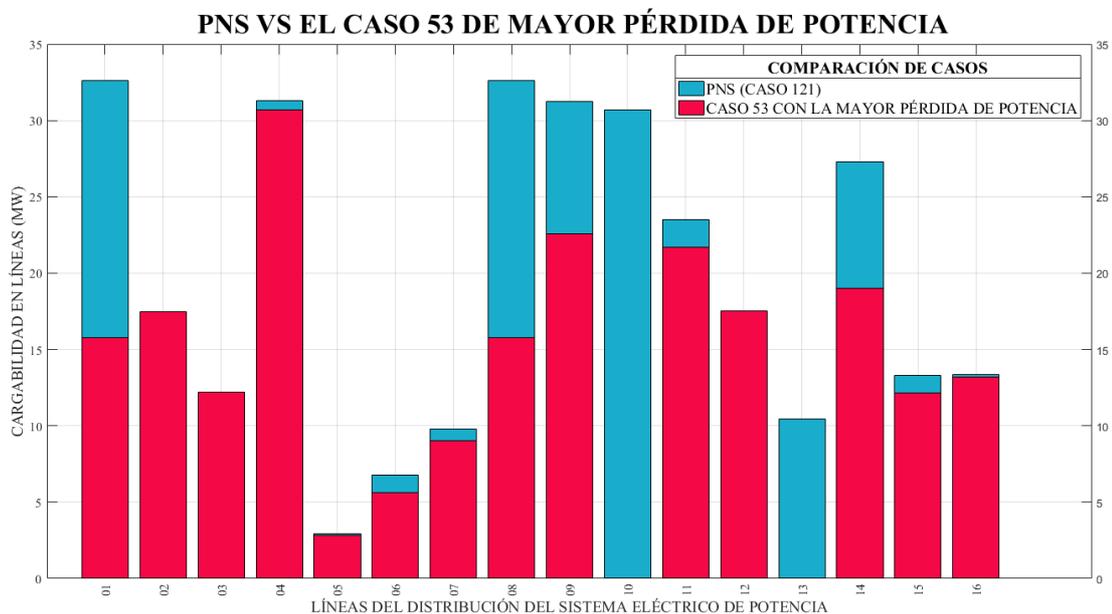


Figura 5. El caso53 con respecto a la PNS.

Para el análisis de los casos con la mayor cargabilidad con respecto a la PNS, ver Figura 3, se observa que el caso43 y

caso52 tienen las mayores cargabilidades del SEP. El caso43 es el primer caso con la mayor cargabilidad para el SEP. Una

representación gráfica y comparativa del caso43 con respecto a PNS se observa en la Figura 6, las líneas LI-11 y LI-14 tienen una pérdida del 100% de su potencia con respecto a la PNS, estas líneas en la simulación están desconectadas y tienen una potencia de 0 MW, este caso da como resultado la mayor potencia del sistema de 495.54 MW, con una sobrecarga del 59.20 % sobre la PNS.

Del análisis de sobrecarga para este caso, se observa en la Tabla 10, que al producirse la desconexión en las líneas LI-11 y LI-14 produce una sobrecarga de hasta el 680.11% en las líneas, encontrando así otras dos líneas muy sensibles para el SEP, las que deben ser observadas permanentemente para evitar que el sistema entre en falla total, nunca se deberían desconectar las dos líneas juntas para hacer un mantenimiento

preventivo, se debería buscar otra combinación de tal manera que no produzca este efecto.

Tabla 10. PNS vs caso43

Líneas de Distribución	% de sobrecarga con respecto a la PNS
LI-01	10.36%
LI-02	15.78%
LI-03	268.64%
LI-04	71.90%
LI-05	191.97%
LI-06	680.11%
LI-07	300.46%
LI-08	10.36%
LI-09	No hay sobrecarga
LI-10	111.19%
LI-11	Desconectada
LI-12	No hay sobrecarga
LI-13	115.44%
LI-14	Desconectada
LI-15	340.34%
LI-16	40.77%

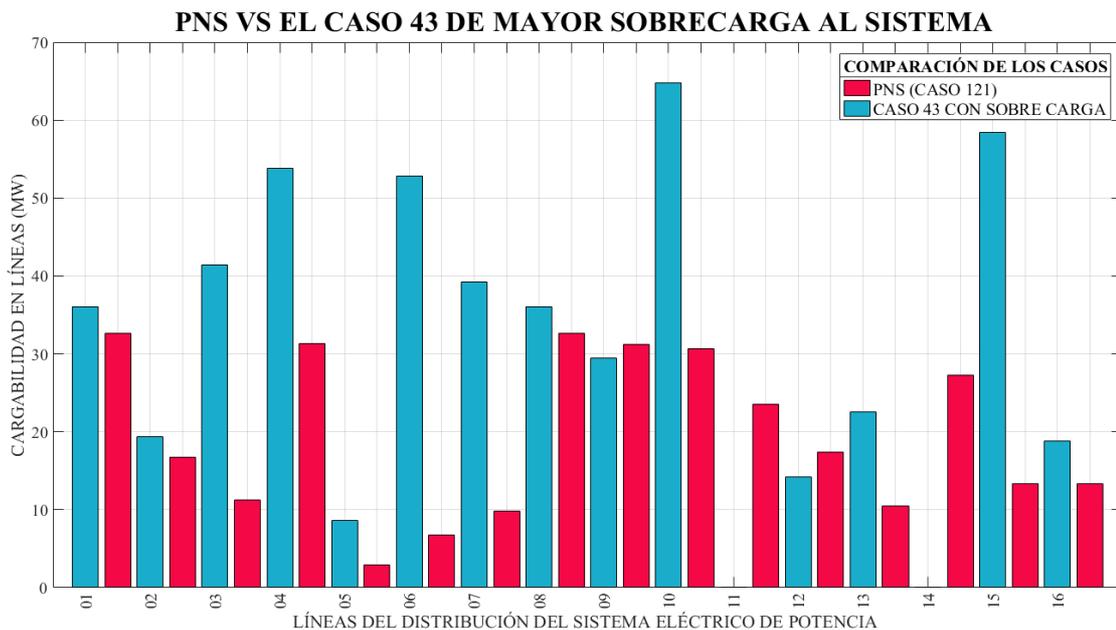


Figura 6. El caso43 con respecto a la PNS.

El caso52 es el segundo caso con la mayor cargabilidad para el SEP.

La representación gráfica y comparativa del caso52 con respecto a la PNS, se observa en la Figura 7, las líneas LI-10 y LI-14 tienen una pérdida del 100% de su potencia con respecto al PNS.

Las líneas LI-10 y LI-14 en la simulación están desconectadas y tienen una

potencia de 0 MW, este segundo caso da como resultado una potencia de 481.81 MW, con una sobrecarga del 54.79 % sobre la PNS.

El análisis de sobrecarga para este caso, se observa en la Tabla 11.

PNS VS EL CASO 52 DE MAYOR SOBRECARGA AL SISTEMA

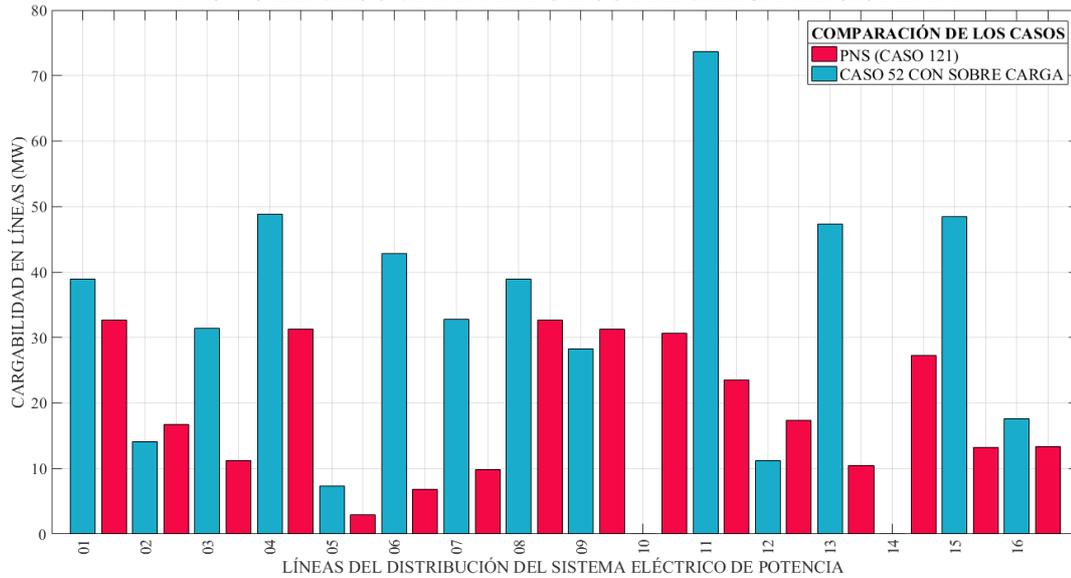


Figura 7. El caso52 con respecto a la PNS.

Tabla 11. PNS vs caso52

Líneas de Distribución	% de sobrecarga con respecto a la PNS
LI-01	19.45%
LI-02	No hay sobrecarga
LI-03	179.89%
LI-04	55.89%
LI-05	148.19%
LI-06	531.69%
LI-07	234.65%
LI-08	19.45%
LI-09	No hay sobrecarga
LI-10	Desconectada
LI-11	213.37%
LI-12	No hay sobrecarga
LI-13	353.64%
LI-14	Desconectada
LI-15	265.16%
LI-16	31.66%

Al producirse la desconexión en las líneas LI-10 y LI-14 produce una sobrecarga de hasta el 531.69% en las líneas, encontrando así la tercera línea LI-10, que es sensible para el SEP, esta combinación de líneas deben ser observadas permanentemente para evitar que el sistema entre en falla total, nunca se deberían desconectar las dos líneas juntas para hacer un mantenimiento preventivo, se debería buscar otra combinación de tal manera que no produzca este efecto.

Análisis de la frecuencia de desconexión de líneas por la combinación del ABR, en la Figura 8, se hace un análisis de la incidencia de desconexión de cada una de las 16 líneas para los 31 casos, que cumplen con las dos condiciones que son: la potencia de cada caso debe ser menor al PNS y mantener la carga constante.

Luego de encontrar que la desconexión de las líneas LI-10, LI-13 que corresponden al caso53 y producen la mayor pérdida de potencia del sistema, también existen otro grupo de líneas que se deben dar mantenimiento debido a su incidencia en la combinación del ABR de desconexión de líneas del sistema y cumplen con las 2 condiciones.

De la Figura 8, las líneas LI-12 y LI-13 tienen la mayor tasa de incidencia en 10 combinaciones ABR, es decir que en los 31 casos, estas líneas se repiten 10 veces cada una, la línea LI-7 tiene una incidencia de 7, las líneas LI-5 y LI-6 tiene una incidencia de 6, las líneas LI-1 y LI-8 tienen una incidencia de 5, las líneas LI-15 y LI-16 tiene una incidencia de 3, las líneas LI-3, LI-10 y LI-11 tienen una incidencia de 2.

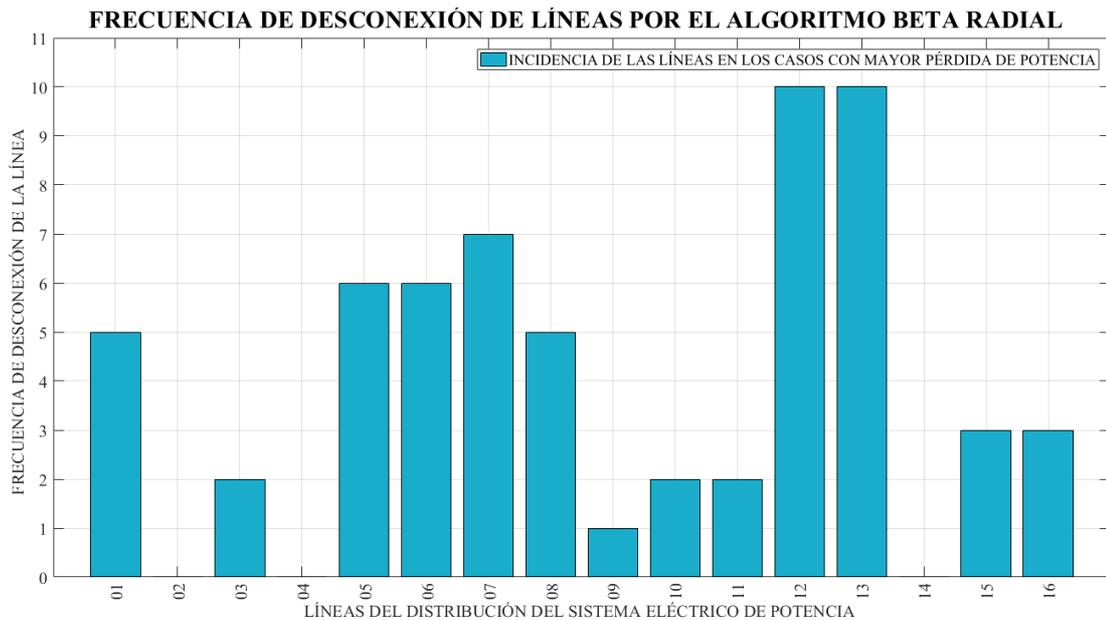


Figura 8. Frecuencia de desconexión de líneas por la combinación del ABR

Continuando en la Figura 8, la línea LI-9 tiene una incidencia de 1, las líneas LI-2, LI-4 y LI-14 tiene una incidencia de 0, lo que quiere decir que estas líneas no están dentro de los 31 casos de la mayor pérdida de potencia del SEP.

Este análisis, es una ayuda, para hacer una planificación del mantenimiento preventivo de las líneas por frecuencia de la combinación del ABR para los 31 casos estudiados.

5. Trabajos Futuros

Como trabajo futuro, se plantea un análisis económico para minimizar costos por mantenimientos preventivos, para evitar la mayor pérdida por fallas dentro del SEP.

Adicionalmente considerar la implementación de un controlador de decisiones para la desconexión por falla, para la operación del SEP.

6. Conclusiones

Dentro del objetivo planteado de este estudio, fue encontrar la combinación ABR que proporcione la máxima pérdida de potencia en el SEP al ser desconectados dos líneas en la RDE, y se encontró que el caso53 produce la mayor pérdida de potencia al hacer la

simulación de desconexión de las líneas LI-10 y LI-13 dando una pérdida de 95.738 MW con respecto a la PNS, por lo tanto estas dos líneas, son las que tienen la mayor prioridad para hacer un óptimo mantenimiento preventivo del sistema.

Se observa del análisis de la cargabilidad para los 120 casos con el ABR, ver Figura 3, que existen dos casos que producen la mayor sobre carga para el sistema, por la simulación de desconexión de las 2 líneas siendo el caso43 con la desconexión de LI-11 y LI-14 y el caso52 con la desconexión de LI-10 y LI-14 que produjeron una sobrecarga de 184.267 MW y 170,537 MW respectivamente, siendo la PNS de 311.273 MW, estas combinaciones de líneas deben ser observadas permanentemente para evitar que el sistema entre en falla total, nunca se deberían desconectar las dos líneas juntas para hacer un mantenimiento preventivo, se debería buscar otra combinación de tal manera que no produzca este efecto.

Dentro de los 31 casos de menor potencia con respecto al PNS, se puede observar que las combinaciones repiten una incidencia de líneas, esto es otra forma de visualizar que líneas tienen más

frecuencia por combinación y así poder darles un mantenimiento preventivo para su óptimo funcionamiento.

Este trabajo, proporciona una solución para el óptimo control y operación de una red eléctrica de Distribución dentro del Mantenimiento Preventivo, encontrando las líneas más sensibles, que producen la mayor pérdida de potencia en el sistema, y también la combinación de líneas que al ser desconectadas producen la mayor sobrecarga al sistema.

Este estudio, es una ayuda computacional, que facilita la toma de decisiones, para un óptimo control del funcionamiento de un SEP.

Podemos evaluar la sensibilidad del SEP ante una eventualidad como es una falla o avería en las líneas y el correspondiente análisis de pérdidas de potencia en las líneas del RDE.

7. Referencias

- [1] A. Al-Digs, S. Dhople, and C. Chen, "Measurement-based Sparsity-promoting Optimal Control of Line Flows," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, pp. 1–1, 2018.
- [2] P. T. Wagner, A. Y. Chikhani, and R. Hackam, "Feeder Reconfigur ForLoss Reduction: An Application of Distribution Automation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 4, pp. 1922–1933, 1991.
- [3] J. Abdallah, "Distribution Network Planning and Design Using Branch and Bound Methods," *Am. J. Appl. Sci.*, vol. 2, no. 3, pp. 644–647, 2005.
- [4] S. P. Singh, G. S. Raju, G. K. Rao, and M. Afsari, "A heuristic method for feeder reconfiguration and service restoration in distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 31, no. 7–8, pp. 309–314, 2009.
- [5] E. J. de Oliveira, G. J. Rosseti, L. W. de Oliveira, F. V. Gomes, and W. Peres, "New algorithm for reconfiguration and operating procedures in electric distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, pp. 129–134, 2014.
- [6] G. K. V. Raju and P. R. Bijwe, "An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1280–1287, 2008.
- [7] J. Y. Fan, L. Zhang, and J. D. McDonald, "Distribution network reconfiguration: Single loop optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1643–1647, 1996.
- [8] M.-H. Shariatkhah, M.-R. Haghifam, J. Salehi, and A. Moser, "Duration based reconfiguration of electric distribution networks using dynamic programming and harmony search algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 41, no. 1, pp. 1–10, 2012.
- [9] C. Paper, E. Ram, M. A. Demosdum, and U. F. Distribution, "Reconfiguración Determinística de Sistemas Eléctricos de Distribución radiales basada en Bloques Lineales," no. August, 2016.
- [10] N. C. A and E. C. V, "Reducción Topológica para Reconfiguración Óptima Global de Sistemas Eléctricos de Distribución Radiales," pp. 50–56.
- [11] U. Nacional, N. Cáceres, E. Chaparro, and B. Barán, "distribución a través de la

- Beta-Radialidad
Reconfiguración óptima global de redes de distribución a través de la Beta-Radialidad,” no. October, 2016.
- [12] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, “Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 3, pp. 1568–1574, 1990.
- [13] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, “Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.
- [14] J. P. Ordoñez and L. G. Nieto, “Mantenimiento De Sistemas Electricos De Distribucion,” p. 102, 2010.
- [15] P. DANIEL HIDALGO
PROFESOR GUÍA, R. DE
PALMA BEHNKE
MIEMBROS LA COMISIÓN,
and L. DE Vargas Diaz Franco
Aceituno Gandolfo Santiago
Chile, “Memoria Para Optar Al
Título De Ingeniero Civil
Electricista,” 2006.
- [16] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [17] C. Zhao, E. Mallada, S. H. Low, and J. Bialek, “A unified framework for frequency control and congestion management,” *2016 Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1–7, 2016.
- [18] A. N. Directores, “ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR Tesis Doctoral Control y planificación óptima de sistemas,” 2016.
- [19] N. Perrier *et al.*, “A survey of models and algorithms for emergency response logistics in electric distribution systems. Part I: Reliability planning with fault considerations,” *Comput. Oper. Res.*, vol. 40, no. 7, pp. 1895–1906, 2013.
- [20] S. Schuler, P. Li, J. Lam, and F. Allgöwer, “Design of structured dynamic output-feedback controllers for interconnected systems,” *Int. J. Control*, vol. 84, no. 12, pp. 2081–2091, 2011.
- [21] J. B. Durán, “Nuevas tendencias en el mantenimiento en la industria eléctrica,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 1, no. 1, pp. 21–26, 2003.
- [22] W. M. Lin and H. C. Chin, “A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 3, pp. 870–875, 1998.
- [23] D. L. Wall, G. L. Thompson, and J. e. d. Northcote-Green, “An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 1061–1068, 1979.
- [24] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. de Araujo, “A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623, 2006.
- [25] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, and S. S. H. Lee, “Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction,” *IEEE Trans. Power*

- Deliv.*, vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, 1988.
- [26] D. Sheets and F. IEEE, “Data Sheets for IEEE 14 Bus System,” 2003.
- [27] “DIgSILENT PowerFactory, r1339.” 2014.
- [28] H. P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, and J. C. Guaraldo, “Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1311–1319, 2005.
- [29] J. Torres, J. L. Guardado, F. Rivas-Dávalos, S. Maximov, and E. Melgoza, “A genetic algorithm based on the edge window decoder technique to optimize power distribution systems reconfiguration,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 45, no. 1, pp. 28–34, 2013.
- [30] S. K. Goswami and S. K. Basu, “A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491, 1992.
- [31] A. R. Abul’wafa, “A new heuristic approach for optimal reconfiguration in distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 2, pp. 282–289, 2011.
- [32] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, “Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, 1992.
- [33] M. A. Kashem, G. B. Jasmon, and V. Ganapathy, “New approach of distribution system reconfiguration for loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 269–276, 2000.
- [34] C. Rafael, “Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia Determination of Transmission Limits on Electric Power Systems,” *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 15, no. 2, pp. 271–286, 2014.
- [35] A. J. Gil Mena and J. A. Martín García, “An efficient heuristic algorithm for reconfiguration based on branch power flows direction,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 41, no. 1, pp. 71–75, 2012.
- [36] R. P. Broadwater, “Heuristic Nonlinear Constructive Method,” vol. 14, no. 2, pp. 478–483, 1999.

7.1 Estado del Arte

Tabla 12. Matriz del estado del arte.

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD																						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA		
			Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia	Encontrar las líneas con mayor frecuencia de repetición por combinación que cumplen con las restricciones del problema	
1	2018	Measurement-based Sparsity-promoting Optimal Control of Line Flows	✗	✗	✗				✗								✗		✗	✗		
2	1991	Feeder Reconfigur ForLoss Reduction: An Application of Distribution Automation	✗	✗	✗				✗								✗		✗	✗		
3	2005	Distribution Network Planning and Design Using Branch and Bound Methods	✗		✗				✗								✗	✗	✗	✗		
4	2009	A heuristic method for feeder reconfiguration and service restoration in distribution networks	✗		✗					✗	✗						✗		✗			
5	2014	New algorithm for reconfiguration and operating procedures in electric distribution systems		✗			✗		✗		✗						✗		✗			

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia	Encontrar las líneas con mayor frecuencia de repetición por combinación que cumplen con las restricciones del problema
6	2008	An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics		☒	☒		☒		☒		☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
7	1996	Distribution network reconfiguration: Single loop optimization	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
8	2012	Duration based reconfiguration of electric distribution networks using dynamic programming and harmony search algorithm	☒		☒		☒				☒			☒		☒	☒	☒		☒	☒
9	2016	Reconfiguración Determinística de Sistemas Eléctricos de Distribución radiales basada en Bloques Lineales	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
10	2017	Reducción Topológica para Reconfiguración Óptima Global de Sistemas Eléctricos de Distribución Radiales	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia	Encontrar las líneas con mayor frecuencia de repetición por combinación que cumplen con las restricciones del problema
11	2016	distribución a través de la Beta-Radialidad Reconfiguración óptima global de redes de distribución a través de la Beta-Radialidad,	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
12	1990	Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
13	1989	Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
14	2010	Mantenimiento De Sistemas Electricos De Distribucion			☒			☒									☒		☒		☒
15	2006	Memoria Para Optar Al Título De Ingeniero Civil Electricista			☒			☒									☒		☒		☒

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia
16	1989	Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing	☒	☒		☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒		☒	☒
17	2016	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR Tesis Doctoral Control y planificación óptima de sistemas			☒			☒									☒		☒	☒
18	2013	A survey of models and algorithms for emergency response logistics in electric distribution systems. Part I: Reliability planning with fault considerations			☒			☒					☒				☒		☒	☒
19	2016	A unified framework for frequency control and congestion management			☒			☒	☒								☒		☒	☒
20	2011	Design of structured dynamic output-feedback controllers for interconnected systems			☒			☒	☒								☒		☒	☒

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

ITEM	DATOS		TEMÁTICA		FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia
21	2003	Nuevas tendencias en el mantenimiento en la industria eléctrica			☒				☒	☒							☒		☒	☒
22	1998	A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
23	1979	An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
24	2006	A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
25	1988	Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radiales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia	Encontrar las líneas con mayor frecuencia de repetición por combinación que cumplen con las restricciones del problema
26	2005	Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
27	2013	A genetic algorithm based on the edge window decoder technique to optimize power distribution systems reconfiguration	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
28	1992	A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
29	2011	A new heuristic approach for optimal reconfiguration in distribution systems	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
30	1992	Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒

ÓPTIMO CONTROL Y OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL ALGORITMO BETA – RADIALIDAD

DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Reconfiguración de redes eléctricas de distribución	Topología radial	Optimización de redes de distribución	Algoritmo para combinaciones Beta-Radales	Óptimo Control de la pérdida de potencia en una Red de Distribución Eléctrica	Encontrar la combinación óptima con el Algoritmo Beta Radial	Encontrar las líneas de mayor prioridad para el Mantenimiento Preventivo	El sistema no puede perder la Cargabilidad y la Carga	Topología Radial	Modificar los estados de un conjunto de interruptores	Encontrar las líneas que producen sobrecarga al sistema	Utilización de un algoritmo para reconfigurar la red	Simulación de flujos de potencia con los casos del Algoritmo Beta Radial	AC flujo de carga, Balanceada Secuencia Positiva	Obtener la combinación óptima para encontrar la mayor pérdida de potencia	Encontrar la combinación óptima para el Mantenimiento Preventivo	Encontrar las combinaciones que producen la mayor sobrecarga del sistema	Análisis comparativo de pérdidas de potencia	Encontrar las líneas con mayor frecuencia de repetición por combinación que cumplen con las restricciones del problema
31	2012	New approach of distribution system reconfiguration for loss minimization	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒		☒	
32	2014	Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia Determination of Transmission Limits on Electric Power Systems	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
33	2012	An efficient heuristic algorithm for reconfiguration based on branch power flows direction	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
34	1999	Heuristic Nonlinear Constructive Method	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒
			25	24	24	3	23	3	23	23	24	23	22	27	3	25	14	32	11	34	23

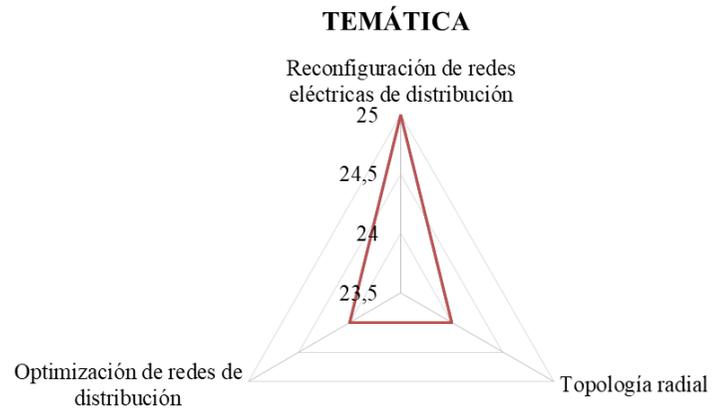


Figura 9. Resumen del estado del arte

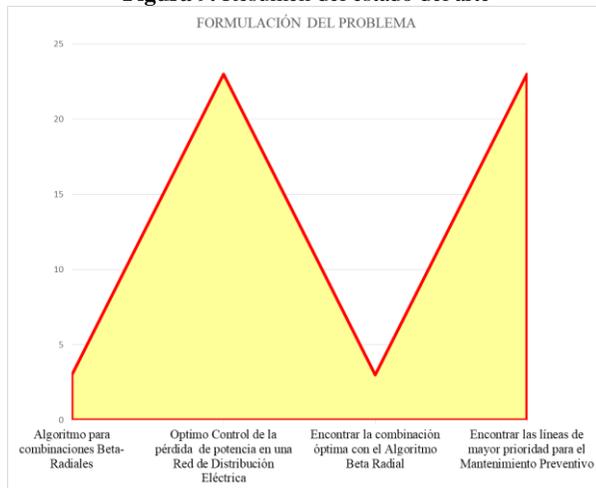


Figura 10. Indicadores del estado del arte

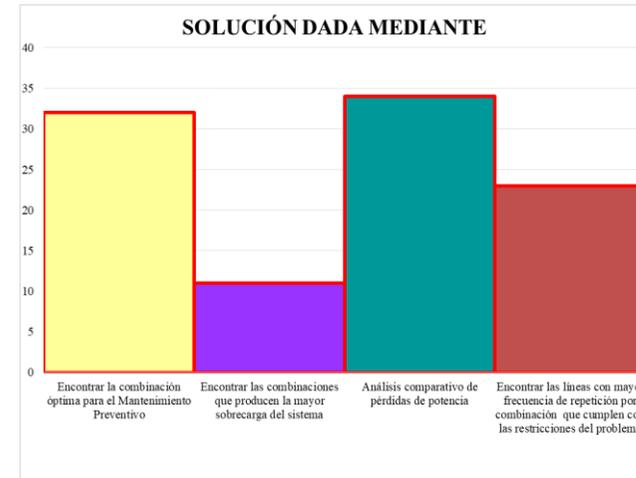


Figura 11. Indicadores del estado del arte

