

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO
ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA
DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO
DE KALMAN**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO
ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE
CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE
KALMAN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JHOSTYN ENRIQUE LOACHAMÍN MEJÍA
TUTOR: CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA

Quito - Ecuador
2023

Jhostyn Enrique Loachamín Mejía

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Jhostyn Enrique Loachamín Mejía (Y'1997 – J'20). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior “Central Técnico” de la ciudad de Quito. Actualmente se encuentra cursando el décimo semestre de la carrera de electricidad en la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en Implementación de una estrategia de gestión del servicio eléctrico en el sistema de distribución basado en la teoría de control estadística de procesos mediante el algoritmo del Kalman. jloachaminm@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Carlos Andrés Barrera Singaña (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. cbarrera@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

©2023 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Jhostyn Enrique Loachamín Mejía con documento de identificación No. 1726233065 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 13 de noviembre del año 2023

Atentamente



Jhostyn Enrique Loachamín Mejía
1726233065

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Jhostyn Enrique Loachamín Mejía con documento de identificación No. 1726233065, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Implementación de una estrategia de gestión del servicio eléctrico en el sistema de distribución basado en la teoría de control estadística de procesos mediante el algoritmo del Kalman”, el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 13 de noviembre del año 2023

Atentamente,



Jhostyn Enrique Loachamín Mejía

1726233065

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña con documento de identificación No. 0503503336, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN, realizado por Jhostyn Enrique Loachamín Mejía con documento de identificación No. 1726233065, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 13 de noviembre del año 2023

Atentamente,



Ing. Carlos Andrés Barrera Singaña, Mst.
0503503336

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico.....	4
2.1	Sistemas de distribución.....	4
2.2	Planificación del sistema de distribución	5
2.2.1	Desafíos en la planeación de redes de distribución.....	6
2.2.2	Estrategias para una planificación eficaz del sistema de distribución	6
2.3	Teoría del control estadístico.....	6
2.3.1	Aplicación de la SCT en sistemas de distribución de energía eléctrica ...	7
2.4	Modelos de Gestión de las Redes de Distribución Eléctrica	7
2.5	Filtro Kalman ampliado basado en la fase.....	8
2.6	Confiabilidad en sistemas de distribución.....	11
3	Formulación del problema.....	12
3.1	Cálculo de flujo de potencia	12
3.2	Minimización de pérdidas de potencia	13
3.3	Minimización de costos operativos	13
3.4	Índice de estabilidad de voltaje.....	13
3.5	Función objetivo	14
3.6	Procedimiento secuencial de las técnicas aplicadas	14
4	Análisis de resultados	15
4.1	Comportamiento de perfil de voltaje	16
5	Conclusiones.....	17
5.1	Trabajos futuros	18
6	Referencias.....	18
6.1	Matriz de Estado del Arte	25
6.1	Resumen de indicadores	37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Arquitectura y funcionamiento del sistema de gestión de la energía.	2
Figura 2. Modelo PI trifásico de línea de distribución con mediciones de flujo de corriente de derivación adoptadas en ambos extremos.	9
Figura 3. Red de distribución radial equivalente.....	12
Figura 4. Modelo de distribución de 34 barras.....	15
Figura 5. Modelo de estados KF.	15
Figura 6. Estimación de voltaje con algoritmo Kalman sin GD.	16
Figura 7. Estimación de voltaje con algoritmo Kalman con GD.	16
Figura 8. Comparación de voltaje sin GD y con GD.	16
Figura 9. Comparación de índice de estabilidad de voltaje sin GD y con GD.....	16
Figura 10. Comparación de pérdidas de potencia sin GD y con GD.	17
Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	37
Figura 12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	37
Figura 13. Indicador de solución - Estado del arte.....	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de índices de confiabilidad	17
Tabla 2. Matriz de estado del arte.....	25

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN

Resumen

La presente investigación propone un esquema de administración para la red pública de distribución, fundamentado en la teoría de control y la aplicación del algoritmo de Kalman. Se examina la teoría de control estadístico y los patrones de administración de la red eléctrica de distribución. A partir de este marco teórico, se explora la dinámica del sistema eléctrico con el propósito de estimar su estado dinámico. Se introduce el modelo tradicional del sistema de distribución equivalente. Utilizando la teoría de Kalman, se estima el perfil de voltaje para incluir estrategias de GD con el fin de mejorar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas. La evaluación del método propuesto se realiza en el sistema de 34 barras de distribución. La implementación de la técnica de estimación proporcionó resultados precisos en términos de estimación de voltajes, reducción de costos, pérdidas, mejora del índice de estabilidad de voltaje, así como la confiabilidad del sistema de distribución.

Palabras Clave: Filtro de Kalman, estimación del estado dinámico del sistema eléctrico, sistema de distribución, voltaje, pérdidas de potencia.

Abstract

This research proposes a management scheme for the public distribution network, based on control theory and the application of the Kalman algorithm. Statistical control theory and management patterns of the electric distribution grid are examined. From this theoretical framework, the dynamics of the power system are explored with the purpose of estimating its dynamic state. The traditional equivalent distribution system model is introduced. Using Kalman theory, the voltage profile is estimated to include DG strategies to improve the voltage profile and reduce losses. The evaluation of the proposed method is performed on the 34-busbar system. The implementation of the estimation technique provided accurate results in terms of voltage estimation, cost reduction, losses, voltage stability index improvement, as well as distribution system reliability.

Keywords: Kalman filter, estimation of power system dynamic state, distribution system, voltage, power losses.

1 Introducción

Una parte significativa de la electricidad mundial se genera actualmente en centrales eléctricas que dependen de la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, esta práctica generalizada plantea numerosos problemas medioambientales y conlleva una disponibilidad limitada de estos recursos finitos [1]. Los estudios sugieren que, si las tasas de consumo continúan al ritmo actual, las reservas mundiales de combustibles fósiles sólo durarán unos 50-60 años. En respuesta al urgente problema, organizaciones influyentes como las Naciones Unidas han realizado esfuerzos mundiales en favor del desarrollo sostenible y el Acuerdo de París sobre el clima. Estas entidades han tomado medidas proactivas estableciendo objetivos ambiciosos destinados a mitigar las emisiones medioambientales. Además, los consumidores de energía buscan una energía más fiable y rentable, que no puede conseguirse únicamente con métodos manuales de control del sistema [2].

En el mundo actual hay una creciente necesidad de formas más eficientes y eficaces de generar y consumir energía eléctrica, dada la limitada disponibilidad de combustibles fósiles y el impacto medioambiental negativo que tienen. Equilibrar la generación y el consumo de energía es crucial en el trayecto de la energía eléctrica desde su generación hasta su consumo. Este proceso, conocido como gestión energética, reviste una importancia significativa.

La gestión de la energía en los sistemas de distribución eléctrica implica la consideración de diversas fuentes de energía, incluidas las fuentes de energía convencionales y renovables, los sistemas de almacenamiento de energía, así como las cargas sensibles y críticas. Además, engloba las funciones y operaciones de los Sistemas de Gestión de la Energía (SGE), tal y como se representa en la Figura 1. Mediante el uso de infraestructuras avanzadas de comunicación y control, se

puede lograr el equilibrio entre la generación de energía y la carga utilizando datos como las previsiones meteorológicas y los datos del mercado energético. Varios estudios de investigación han explorado la aplicación de la gestión energética tanto en microrredes aisladas como en sistemas de distribución de energía conectados a la red. Este enfoque permite una gestión eficaz de la energía a menor escala, atendiendo a las necesidades y requisitos específicos de los respectivos sistemas [3].

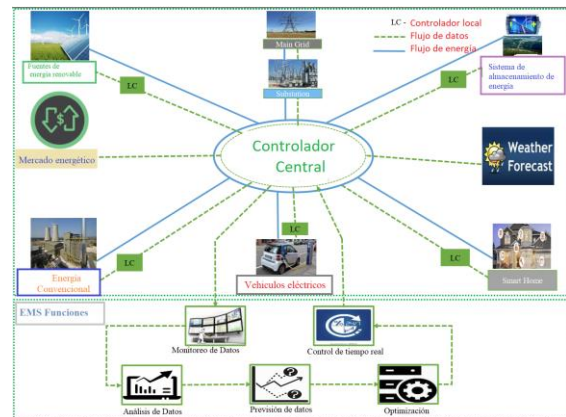


Figura 1. Arquitectura y funcionamiento del sistema de gestión de la energía [autor].

Durante varias décadas, la gestión de la energía ha sido objeto de gran atención como tema de investigación, lo que ha dado lugar a la publicación de numerosos estudios que exploran diversas opciones de gestión de la energía en los sistemas de distribución. La gestión de la energía se ha convertido en un área de gran interés para los investigadores debido a diversas motivaciones. Uno de los principales objetivos es minimizar las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución, lo que se traduce en una reducción de los costes de explotación de las empresas eléctricas.

Esta reducción de costes beneficia indirectamente a los consumidores al reducir sus facturas de electricidad. Por ello, los investigadores se ven impulsados a explorar estrategias de gestión de la energía como medio para alcanzar estos objetivos y mejorar la eficiencia global de la red energética. Otro aspecto importante es la

capacidad de controlar y supervisar directamente los recursos energéticos y las cargas controlables. Ajustando el tiempo de generación y consumo de varias unidades, se pueden minimizar los costes, lo que se traduce en una reducción de los gastos de generación. Además, este enfoque también aborda la cuestión de las emisiones de gases de efecto invernadero, que tienen un impacto significativo en la sociedad. Los servicios públicos pueden desempeñar un papel crucial en la reducción de estas emisiones, contribuyendo así a la sostenibilidad medioambiental. La administración de energía en los sistemas de distribución cumple una función fundamental en el funcionamiento y el control del sistema, ya que mejora la eficiencia del sistema eléctrico mediante la supervisión, el control y la conservación de la energía. Además, contribuye a suministrar energía a los clientes con cargas críticas en caso de interrupciones en las líneas eléctricas, la subestación principal o cortes programados [4].

Existen numerosos trabajos de investigación sobre la gestión de la energía en los sistemas de distribución, centrados en la utilización de generadores distribuidos controlables (GD) para minimizar los costos de explotación y las pérdidas del sistema. Uno de estos artículos [5] presenta un modelo que controla y reprograma de forma óptima los generadores diésel y las unidades de almacenamiento en batería para minimizar los costes operativos del sistema. Otro artículo [6] presenta un sistema de gestión energética transaccional multi agente que controla el suministro en presencia de altos niveles de recursos energéticos renovables (FER) y vehículos eléctricos (VE). En [7], los autores proponen un modelo para estudiar el despacho óptimo de unidades de GD en microrredes (MG) para garantizar la sostenibilidad. En [8] se presenta un modelo para controlar una MG remota, con un generador diésel, una instalación de almacenamiento energético (ESS) y paneles

fotovoltaicos (PV) para reducir los costos operativos y garantizar el suministro a las cargas críticas. Otro artículo [9] presenta un modelo de control de generadores distribuidos y ESS para minimizar los costos del sistema maximizando el uso de FER. En [10], se utiliza un método de colonia de abejas artificial modificado para el despacho económico teniendo en cuenta la generación, el almacenamiento y la carga.

Por último, [11] presenta un modelo para ajustar la producción de generación según el escenario realista de la red. En [12] se presenta un modelo que tiene en cuenta el tamaño discreto y el tamaño máximo permitido de los GD en los sistemas de distribución. Por otro lado, en [13] utiliza el método de búsqueda PSO para encontrar una solución de gestión energética óptima en tiempo real para un aerogenerador híbrido autónomo, y el mismo método se aplica para optimizar el despacho económico de aerogeneradores en funcionamiento a corto plazo en [14]. Otros artículos tratan el control de los GD para diferentes aspectos de la gestión de la energía, como la técnica de optimización Tabu Search para la gestión energética en varios sistemas. [15], la aplicación de la técnica MINLP en un sistema de distribución rural [12], una técnica de optimización en dos etapas en MG con diferentes niveles de penetración de PHEV [16], y el método modificado Big bang-big crunch en sistemas de distribución desequilibrados [17].

En el funcionamiento eficiente y fiable de las microrredes (MG), el EMS desempeña un papel crucial a la hora de determinar el despacho y la programación óptimos de los recursos energéticos distribuidos (DER). El EMS actúa como un componente vital que permite un funcionamiento económico y fiable coordinando eficazmente la generación, el almacenamiento y el consumo de energía dentro de la microrred [18].

Varios artículos de investigación han explorado la utilización de técnicas de

reconfiguración del sistema para gestionar la energía y mitigar los costos, así como las pérdidas en los sistemas de distribución. Por ejemplo, [19] propone un modelo para reubicar los interruptores existentes durante el restablecimiento del servicio tras una avería, teniendo en cuenta aspectos económicos y de fiabilidad. En [20], se introduce una técnica de programación lineal de enteros mixtos para determinar la posición óptima del interruptor de seccionamiento, considerando la inversión de capital, los costos operativos y de mantenimiento anuales, así como la confiabilidad. En [21] se utiliza un algoritmo de procedimiento de búsqueda adaptativa aleatoria codiciosa para identificar los dispositivos de conmutación óptimos, así como lograr la reconfiguración óptima de los sistemas de distribución eléctrica y el restablecimiento óptimo del servicio.

Los autores en [22] discuten una metodología que implica menos operaciones de conmutación para minimizar las pérdidas del sistema. En [23], se presenta una metodología para el cómputo de las sensibilidades de las variables de estado relativas a las operaciones de conmutación. Además, la referencia [24] también aborda los programas de reconfiguración de interruptores para resolver el mismo problema de optimización.

Teniendo en cuenta lo anterior, el objetivo de este estudio es desarrollar un modelo de gestión para la red pública de distribución eléctrica utilizando principios de la teoría de control. El modelo se desarrollará usando el algoritmo de Kalman, el cual se aplicará tras una revisión bibliográfica sobre los modelos de gestión asociados a las redes eléctricas de distribución y la afectación de los costos de operación con incidencia en la eficiencia.

El algoritmo de Kalman es un método analítico que se enfoca en los mínimos cuadrados, y es recomendado para los sistemas de control debido a su flexibilidad,

la incorporación de computadoras digitales, y la validación de datos. Este método permite combinar algoritmos de regulación y razonamiento lógico para mejorar la calidad energética de las instalaciones de distribución (frecuencia, voltaje y potencia). El modelo se desarrollará en el software Matlab y se probará en un sistema de distribución de prueba.

2 Marco teórico

En este apartado se presentan los aspectos teóricos pertinentes a la elaboración de una estrategia de gestión del servicio de electricidad en el sistema de distribución. La estrategia se basa en la teoría del control estadístico de procesos, incorporando el uso del algoritmo de Rudolf Kalman.

2.1 Sistemas de distribución

Una infraestructura de distribución eléctrica constituye un entramado de estructuras y dispositivos meticulosamente diseñados con el propósito de suministrar electricidad desde su fuente generadora hasta los destinatarios finales. Su cometido radica en transportar la corriente eléctrica de alto voltaje generada en las centrales hacia los usuarios domiciliarios, comerciales e industriales [25].

La mencionada infraestructura de distribución eléctrica se compone de una sucesión de componentes interconectados las cuales incluyen subestaciones, transformadores, líneas de transporte y líneas de distribución. En las subestaciones, la energía eléctrica se transmuta desde el alto voltaje hasta niveles más bajos, adecuándose así a las necesidades de los consumidores. Los transformadores desempeñan un papel esencial en tal proceso, ya que posibilitan la variación del voltaje de la corriente eléctrica [26].

Las líneas de transmisión, también conocidas como cables de alto voltaje, juegan un papel crucial en el transporte de electricidad desde las plantas generadoras hasta las subestaciones. Estas líneas están diseñadas específicamente para transportar

energía eléctrica de alto voltaje a largas distancias, lo que garantiza una transmisión eficiente y confiable en toda la red eléctrica. Estas líneas suelen conformarse con materiales conductores, tales como aluminio o cobre, y se apoyan en torres o postes, con el objetivo de garantizar la distancia de seguridad y minimizar las pérdidas energéticas durante el trayecto [27].

Una vez que la electricidad llega a las subestaciones se realiza el proceso de conexión por medio de líneas de distribución, las cuales consisten en cables de menor voltaje. Estas líneas se ramifican en redes más reducidas, entrelazándose con consumidores individuales, tales como hogares, comercios e industrias. Además, la infraestructura de distribución puede contemplar asimismo transformadores adicionales, con el propósito de adecuar el voltaje a las necesidades específicas de cada usuario [28].

Cabe destacar que las infraestructuras de distribución eléctrica se diseñan con enfoque en la fiabilidad y seguridad. Además, se implantan sistemas de protección, tales como interruptores y fusibles, con el fin de evitar sobrecargas y cortocircuitos que puedan provocar daños en la infraestructura y arriesgar la integridad de la gente. [29].

En síntesis, una infraestructura de distribución eléctrica es un sistema intrincado, encargado de trasladar la electricidad desde las centrales generadoras hasta los usuarios finales, valiéndose de una combinación de elementos, a fin de asegurar un suministro confiable y seguro de energía eléctrica.

2.2 Planificación de la red de distribución

En este contexto, la planificación es una actividad crítica para los centros de planificación de la distribución, ya que evalúa el costo de la instalación de nuevos equipos, la fiabilidad de la red de distribución y la reducción al mínimo de las

pérdidas teniendo en cuenta de la creciente demanda. Minimizar el costo del sistema de distribución es un reto importante, ya que 2/3 de la inversión se destina únicamente al sistema de distribución [30]. De manera que una planificación eficaz del sistema de distribución es esencial por varias razones:

Optimización de costos: en el ámbito de los sistemas de distribución de energía, la planificación cuidadosa juega un papel crucial en la mitigación de los gastos relacionados con la instalación y el mantenimiento de los equipos, al mismo tiempo que aborda el problema de las pérdidas de energía. Al participar en una planificación minuciosa, se pueden minimizar los costos de manera efectiva y mejorar la eficiencia general del sistema de distribución [31].

Mejora de la fiabilidad: Al tener en cuenta la fiabilidad del sistema de distribución, la planificación garantiza que el sistema pueda satisfacer la creciente demanda de electricidad manteniendo un alto nivel de calidad del servicio [32].

Reducción de pérdidas: La planificación de la red de distribución tiene como objetivo minimizar las pérdidas técnicas y no técnicas, lo que puede lograrse mediante el uso de equipos energéticamente eficientes. La ubicación óptima de los recursos de GD y la reconfiguración de la red son factores esenciales para mejorar la eficiencia y el rendimiento del sistema eléctrico [33].

2.2.1 Desafíos en la planeación de redes de distribución

Incertidumbre en la ampliación de la demanda: la expansión de la carga es incierto, por lo que resulta difícil predecir con exactitud las necesidades futuras del sistema de distribución [34].

Incorporación de recursos energéticos renovables: el proceso de planificación se está volviendo más complejo con la

creciente integración de fuentes de energía renovable como la solar y la eólica. Esta complejidad surge de su naturaleza intermitente y el requisito de soluciones de almacenamiento de energía para mitigar las fluctuaciones en la generación de energía [35].

Penetración de vehículos eléctricos (VE):

La adopción generalizada de estos elementos genera nuevos desafíos e incertidumbres dentro del sistema de distribución. Los patrones de carga de los vehículos eléctricos y su posible comportamiento de vehículo a red (V2G) pueden tener un impacto sustancial en los perfiles de carga. Estos factores introducen complejidades adicionales que deben tenerse en cuenta al gestionar el sistema de distribución [36].

Integración de sistemas ciber físicos:

El proceso de planificación del sistema de distribución se vuelve más complejo con la incorporación de tecnologías cibernéticas, incluida la infraestructura de medición avanzada y las redes de comunicación. Esta integración introduce una capa adicional de complejidad en el sistema general [37].

2.2.2 Estrategias para una planificación eficaz del sistema de distribución

Modelización estocástica basada en escenarios: este enfoque tiene en cuenta las incertidumbres al considerar diferentes escenarios relacionados con el crecimiento de la demanda, la integración de fuentes de energía renovable y la inclusión de VE. Al incorporar estos factores, el modelo pretende abordar las posibles variaciones y desafíos que puedan surgir en el futuro [38].

Técnicas de minimización de pérdidas: Se puede lograr mediante la implementación de varias técnicas. Estas incluyen la reconfiguración de la red, el emplazamiento óptimo de los recursos de generación distribuida y la utilización de equipos de eficiencia energética. Al emplear estos enfoques, es posible reducir

las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia general de la red [34].

Evaluación de la fiabilidad: La evaluación de la confiabilidad en varios escenarios de planificación juega un papel crucial en la identificación de problemas potenciales y facilita la toma de decisiones informada. Al realizar tales evaluaciones, se pueden identificar problemas potenciales, lo que permite a las partes interesadas tomar decisiones estratégicas que mejoran la confiabilidad y el rendimiento general del sistema [39].

Análisis de costos y beneficios: Es crucial realizar un análisis de costos integral que considere varios componentes. Estos factores incluyen costos de inversión, operativos y por daños al cliente [40].

En conclusión, la planificación del sistema de distribución es crucial para optimizar los costos, mejorar la fiabilidad y minimizar las pérdidas en el sistema de distribución. Al abordar los retos asociados a la expansión de la carga, integración de sistemas renovables, inserción de VE y la integración ciber física del sistema, se pueden desarrollar estrategias de planificación eficaces para garantizar el funcionamiento sostenible del sistema de distribución.

2.3 Teoría del control estadístico

La teoría del control estadístico (SCT) es un campo que se centra en el análisis del dominio temporal y la síntesis de variables de estado para hacer que los procesos sean predecibles a lo largo del tiempo. Se ha desarrollado para hacer frente a posibles problemas cada vez más complicados de las fábricas modernas y las crecientes exigencias de precisión y costo [41]. En el contexto de las empresas eléctricas, la teoría del control estadístico puede aplicarse a la gestión de la red de distribución.

La SCT se asocia al análisis estadístico de los parámetros de un sistema de control. Su objetivo es garantizar que el sistema funcione al máximo de sus posibilidades. Los elementos clave del SCT son el análisis

en el dominio temporal y la síntesis de variables de estado.

Análisis en el dominio del tiempo: Este enfoque examina el comportamiento del sistema en función del tiempo. Considera cómo evoluciona el sistema desde su estado inicial a lo largo del tiempo, dadas las entradas que recibe.

Síntesis de variables de estado: Estas describen el comportamiento de la red en un momento dado. En los sistemas de control, las variables de estado pueden ser las salidas del sistema u otras magnitudes que afectan al comportamiento del sistema. La síntesis de variables de estado consiste en determinar las variables de estado que mejor representan el comportamiento del sistema.

Al integrar estos aspectos, la SCT ofrece un enfoque sistemático para tratar la incertidumbre y la variabilidad inherentes a muchos sistemas de control.

2.3.1 Aplicación de la SCT en la red de distribución

La gestión de la variabilidad y la incertidumbre es de suma importancia en el campo de la distribución de energía eléctrica. Las fluctuaciones en el voltaje, la frecuencia y los niveles de carga ocurren continuamente, y la gestión eficaz de estas variaciones es esencial para mantener un suministro de energía confiable. Ahora se explora cómo se puede aplicar la teoría de control basada en diagramas de estado (SCT) en este contexto para abordar estos desafíos [42].

Previsión de la carga: La previsión de la carga consiste en predecir la demanda de energía eléctrica en distintos periodos. La teoría del control estadístico, analizando la información histórica de carga y otras variables relevantes, puede hacer que este proceso sea más preciso y fiable. La previsión de la carga es vital para la planificación y el funcionamiento óptimos del sistema eléctrico [43].

Control de calidad: El SCT puede utilizarse para el monitoreo y control de calidad asociado a la distribución de energía. Por ejemplo, los niveles de voltaje y frecuencia pueden supervisarse mediante gráficos de control estadístico. Si estos parámetros se desvían de sus valores estándar más allá de los límites de control, podría indicar un problema potencial en el sistema de distribución [44].

Detección y diagnóstico de fallos: Al analizar los parámetros del sistema a lo largo del tiempo, el SCT puede ayudar a identificar patrones que indiquen posibles fallos. La detección temprana de fallos puede minimizar el tiempo de inactividad y mejorar la fiabilidad general de la red [45].

Rentabilidad: Adoptando la SCT, las empresas de servicios públicos pueden optimizar sus procesos, reduciendo el despilfarro y mejorando así la eficiencia de costos.

Con respecto al sistema de distribución de electricidad, la SCT proporciona un enfoque sistemático y basado en datos para gestionar la variabilidad y garantizar el control de los procesos. Al optimizar la previsión de la carga, garantizar el control de calidad, permitir la detección temprana de fallos y promover la rentabilidad, la TCE puede mejorar significativamente la gestión de las empresas eléctricas. La adaptación e incorporación de la teoría del control estadístico a las redes de distribución de electricidad es, por tanto, una consideración que merece la pena para las empresas de distribución de servicios modernos [45].

2.4 Modelos de Gestión del sistema de distribución

El suministro eficiente de energía desde los puntos de generación hasta los consumidores depende en gran medida del intrincado sistema conocido como red de distribución eléctrica. Esta red debe gestionarse eficazmente para garantizar un suministro adecuado de energía, especialmente durante los periodos de máxima demanda. Los centros de

operaciones están a la vanguardia de este sistema de gestión, actuando como el cerebro del sistema eléctrico.

Existen varios modelos y enfoques de gestión de las redes de distribución eléctrica. Aunque es difícil proporcionar una lista exhaustiva, algunos modelos y estrategias clave incluyen:

Planificación de optimización a dos niveles: Este modelo se centra en la asignación flexible de recursos en las redes de distribución, teniendo en cuenta la economía, la seguridad y la flexibilidad del sistema. Se trata de un modelo de optimización conjunta a dos niveles de la explotación y la planificación de los recursos flexibles, que optimiza tanto el coste anual de explotación como el coste anual global del sistema [46].

Técnicas espectrales gráficas: Las técnicas de gestión empleadas en las redes de distribución de agua tienen el potencial de adaptarse al ámbito eléctrico. Estas técnicas utilizan las características de valores y vectores propios asociados con matrices gráficas, incluidos arreglos de adyacencia y laplacianos, para permitir procesos de gestión y control eficientes. Al aprovechar estas propiedades, se pueden desarrollar estrategias de control óptimas, mejorando el rendimiento general de las redes de distribución de electricidad [47].

Aprendizaje automático para la gestión de activos: Se pueden emplear varios modelos de aprendizaje automático para aumentar el tiempo de vida de los componentes eléctricos basándose en políticas de gestión del mantenimiento y planificación de la evaluación. Estos modelos pueden ayudar a tomar decisiones basadas en planes de gestión de activos y pueden compararse en términos de ventajas e inconvenientes [48].

Gestión descentralizada de la energía: Este enfoque consiste en repartir periódicamente la red eléctrica en microrredes autosuficientes interconectadas. Cada microrred coopera con sus vecinas para realizar el reparto y

solucionar problemas asociados a la optimización descentralizada en base al control predictivo de modelos (CPM) [49].

Gestión activa de la red: Este modelo implica la implementación de software para liberar las restricciones y mitigar los impactos de tecnologías poco contaminantes mediante la reconfiguración de la red y el control activo del flujo de energía [50].

Estrategias de gestión de la demanda (DSM): Las estrategias DSM pueden emplearse para reducir las inversiones en calefacción eléctrica con el objetivo de tener una mejor eficiencia en equipos eléctricos. Estas estrategias incluyen métodos de compensación económica, estrategias de control y normas de construcción reducidas [51].

Estrategia de control unificado: Este enfoque pretende regular el voltaje y gestionar la congestión en las redes de distribución activas. Puede implicar la coordinación de varias acciones de control para lograr los objetivos deseados, beneficiando las actividades de planificación y operación en el desarrollo de futuras redes inteligentes descentralizadas [52].

Estos modelos y estrategias de gestión pueden adaptarse y combinarse para abordar las necesidades y retos específicos de las redes de distribución eléctrica. La elección del modelo o enfoque más adecuado en función de elementos, que incluye el tamaño de la red, su complejidad y la presencia de recursos energéticos distribuidos [52].

2.5 Filtro Kalman ampliado basado en la fase

En condiciones de funcionamiento estacionario, el proceso puede modelarse mediante la siguiente ecuación estocástica lineal en tiempo discreto [53]:

$$x_{k+1} = F_k x_k + g_k + w_k \quad (1)$$

Donde x es el vector de estado de las magnitudes de voltaje del nodo V y ángulo θ ; F y g son parámetros de transición; w se relaciona al arreglo de ruido de proceso gaussiano blanco que se caracteriza por poseer media cero y arreglo de covarianza Q y k es la muestra de tiempo. El número de variables de estado n depende del número de laterales/cargas monofásicas y bifásicas en DN y puede ser $n \leq 3 * 2 * N$, donde N es el número total de nodos en DN. El método de suavizado exponencial lineal de Holt representa uno de los métodos más utilizados para la actualización en línea de la matriz de transición F y el vector g [54].

La siguiente ecuación no lineal proporciona un modelo de medida que establece una relación entre las medidas y las variables de estado:

$$z_k = h(x_k) + e_k \quad (2)$$

Donde z es un vector de mediciones; h es la función vectorial no lineal; e corresponde a un vector de ruido de medición gaussiano blanco que posee media cero y un arreglo de covarianza R . Si se supone que el ruido de medición no está correlacionado, el arreglo de covarianza del ruido de la medida puede evaluarse como:

$$R_k = \text{diag}\{\sigma_{1,k}^2, \dots, \sigma_{m,k}^2\} \quad (3)$$

Donde σ representa la desviación típica de la medición y m es el número total de mediciones. La desviación típica de la l -ésima medición o pseudomedición en tiempo real se calcula a partir del valor real y la precisión de la medición [55]:

$$\sigma_{l,k} = z_{l,k}^{\text{true}} (\text{Precisión}/300) \quad (4)$$

Las mediciones virtuales de las inyecciones nulas deben considerarse muy precisas, con pequeñas desviaciones estándar (normalmente dos órdenes de magnitud inferiores en comparación con las mediciones en tiempo real).

Una vez evaluados todos los parámetros, el EKF funciona como sigue [56]:

$$x_{k+1}^- = F_k x_k^+ + g_k \quad (5)$$

$$P_{k+1}^- = F_k P_k^+ F_k^T + Q_k \quad (6)$$

$$V_{k+1} = Z_{k+1} - h(x_{k+1}^-) \quad (7)$$

$$S_{k+1} = H_{k+1} P_{k+1}^- H_{k+1}^T + R_{k+1} \quad (8)$$

$$K_{k+1} = P_{k+1}^- H_{k+1}^T S_{k+1}^{-1} \quad (9)$$

$$P_{k+1}^+ = P_{k+1}^- - K_{k+1} S_{k+1} K_{k+1}^T \quad (10)$$

$$x_{k+1}^+ = x_{k+1}^- + K_{k+1} V_{k+1} \quad (11)$$

Donde x^- es el vector de predicción de estado; P^- y P^+ son la matriz de covarianza de predicción de estado y de error de estimación de estado, respectivamente; V y S son el vector de innovación y su matriz de covarianza, respectivamente; $H = \frac{\partial h}{\partial x} \big|_{x=x_{k+1}^-}$ es la matriz jacobiana de h evaluada en x_{k+1}^- y K es la matriz de ganancia de Kalman.

Para los DN, se suelen medir las siguientes magnitudes: potencias activas y reactivas, magnitudes de corrientes y voltajes (Figura 2). Excepto en el lado de carga, las medidas de corriente pueden instalarse en los extremos emisor y receptor de las líneas [57].

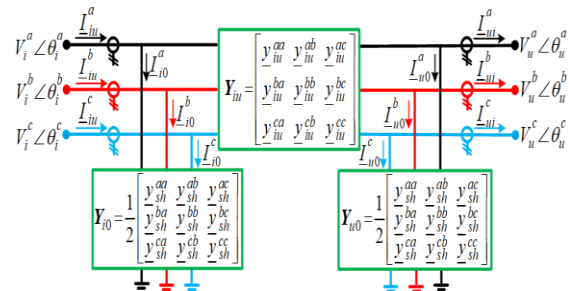


Figura 2. Modelo PI trifásico de línea de distribución con mediciones de flujo de corriente de derivación adoptadas en ambos extremos.

Considerando el esquema PI trifásico de la línea de distribución, la corriente en derivación $I_{iu} = [I_{iu}^a \ I_{iu}^b \ I_{iu}^c]^T$ que fluye

desde la barra de envío i y $I_{ui} = \begin{bmatrix} I_{ui}^a & I_{ui}^b & I_{ui}^c \end{bmatrix}^T$ que fluye hacia la barra de recepción u son ligeramente diferentes. La función de medición de las magnitudes de las corrientes de derivación en los extremos emisor y receptor puede expresarse como:

$$I_{iu} = Y_{iu} \begin{bmatrix} V_i^a e^{j\theta_i^a} - V_u^a e^{j\theta_u^a} \\ V_i^b e^{j\theta_i^b} - V_u^b e^{j\theta_u^b} \\ V_i^c e^{j\theta_i^c} - V_u^c e^{j\theta_u^c} \end{bmatrix} + Y_{i0} \begin{bmatrix} V_i^a e^{j\theta_i^a} \\ V_i^b e^{j\theta_i^b} \\ V_i^c e^{j\theta_i^c} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$I_{ui} = Y_{iu} \begin{bmatrix} V_i^a e^{j\theta_i^a} - V_u^a e^{j\theta_u^a} \\ V_i^b e^{j\theta_i^b} - V_u^b e^{j\theta_u^b} \\ V_i^c e^{j\theta_i^c} - V_u^c e^{j\theta_u^c} \end{bmatrix} - Y_{u0} \begin{bmatrix} V_u^a e^{j\theta_u^a} \\ V_u^b e^{j\theta_u^b} \\ V_u^c e^{j\theta_u^c} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Donde Y_{iu} es la matriz trifásica de admitancias en serie de la rama que conecta las barras i y u , así como $Y_{i0}(Y_{u0})$ es la matriz trifásica de admitancias en derivación en la barra i (u).

En el caso de las líneas de distribución poco cargadas, las mediciones BCF podrían dar lugar a una matriz jacobiana de medición mal condicionada. Esto significa que un jacobiano de rango completo ya no garantiza que se encuentren estimaciones de estado únicas basadas en el conjunto de medidas dado. Los métodos para paliar todas estas dificultades se discuten en [54]. Aunque las medidas BCF pueden traer ciertos problemas numéricos y/o de observabilidad, representan el interés común de la mayoría de las estimaciones de estado de distribución considerando los recientes requerimientos para incrementar la conciencia situacional en las DN. Nótese que las medidas de corriente pueden ser proporcionadas por tecnologías rentables

como los sensores de corriente de línea sin contacto [58]. Su precio asequible podría hacerlas aún más interesantes para las empresas de servicios públicos de DN.

Evaluación del arreglo Q y el ruido del procedimiento

Durante el funcionamiento en estado estacionario, el arreglo de covarianza asociado al ruido de proceso puede elegirse para que tenga una forma diagonal $Q = 10^q * I_n$ y se mantenga constante [59]. En [60], se propone el método de optimización para identificar el valor óptimo del parámetro q y tiene como base la reducción de una función de costo particular, que se define como el valor eficaz medio de las innovaciones de las medidas del BPF activo y reactivo:

$$C(q) = C_{m_{BPF}}^{ARMS}(q) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \sqrt{\frac{V_{BPF}^T(q) B_{BPF,k}(q)}{m_{BPF}}} \quad (14)$$

Donde K es el número total de muestras temporales durante el proceso de simulación; v_{BPF} es un vector de innovaciones de medida de BPF activa y reactiva; m_{BPF} es el número de medidas de BPF activa y reactiva. Con el fin de reducir el valor resultante de la función de costo, se necesita encontrar el valor del parámetro q tal que:

$$q_{C_{BPF}} = \operatorname{argmin}\{C_{m_{BPF}}^{ARMS}(q)\} \quad (15)$$

Es posible encontrar un valor óptimo del parámetro q utilizando un enfoque similar, salvo que esta vez la función de costo se define como la media RMS de las innovaciones de las mediciones de BCF:

$$C(q) = C_{m_{BCF}}^{ARMS}(q) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^k \sqrt{\frac{V_{BCF}^T(q) v_{BCF,k}(q)}{m_{BCF}}} \quad (16)$$

Donde v_{BCF} es un vector de innovaciones de medición del BCF, y m_{BCF} es el número de mediciones del BCF. Una vez identificada q , se puede recurrir a las expresiones de (5)-(11) para la estimación del estado. El valor óptimo de q permite equilibrar el vector de estado previsto y el vector de medición, lo que mejora la precisión de la estimación del estado [61].

2.6 Confiabilidad en sistemas de distribución

En el ámbito de la planificación y operación del sistema eléctrico, es de suma importancia realizar un análisis y una evaluación exhaustivos de la confiabilidad. Un aspecto crucial de este análisis consiste en evaluar la confiabilidad del sistema, que comúnmente se define como su capacidad para entregar un suministro de energía adecuado a los clientes. El suministro continuo de energía es uno de los criterios de éxito más importantes de un sistema eléctrico. Sin embargo, la ocurrencia de cortes importantes puede tener un impacto económico significativo en los proveedores de electricidad y en los usuarios finales que pierden el servicio eléctrico. La competencia en el mercado eléctrico obliga a las empresas eléctricas a reducir costes mediante, el aplazamiento del mantenimiento preventivo o la sustitución de equipos sólo cuando ya se han averiado [61].

El uso de índices de fiabilidad otorga la capacidad de realizar una evaluación del estado de un sistema eléctrico tanto durante como después de un fallo. Estos índices permiten saber si el sistema puede seguir funcionando de forma eficiente manteniendo los criterios de estabilidad. Utilizando los índices de fiabilidad, los operadores del sistema eléctrico pueden tomar decisiones informadas sobre cómo responder a los fallos y garantizar que el sistema siga siendo fiable y estable. Es importante señalar que los índices de

fiabilidad deben utilizarse junto con otras herramientas y técnicas para comprender plenamente el estado del sistema eléctrico. A continuación, se describen cinco índices que permiten determinar la confiabilidad del sistema de distribución [61].

El índice SAIFI (Ecuación 17) es una medida del número medio de cortes de electricidad de más de tres minutos que experimenta un cliente en un periodo determinado, normalmente un año. Se calcula como un número adimensional y proporciona información sobre la fiabilidad del sistema eléctrico. Para calcular el SAIFI, hay que determinar el número total de interrupciones superiores a tres minutos y dividirlo para la cantidad total de clientes atendidos por la red durante el periodo de observación. Este índice se define como un indicador esencial para las empresas distribuidoras, debido a que, este les ayuda a precisar lugares que pueden reforzar en sus sistemas de suministro eléctrico [62].

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} 1/\text{año} \quad (17)$$

En el periodo de observación, la i interrupción causó una suspensión a N_i clientes, del número total de clientes del sistema, representado por N_T .

El Índice de Duración Media de la Interrupción para el Cliente (CAIDI) es una métrica utilizada para determinar el tiempo medio que se tarda en restablecer el servicio después de que se produzca una interrupción. Este índice se utiliza para medir el tiempo que un cliente está sin suministro eléctrico durante una interrupción que dura más de tres minutos. Para calcular el CAIDI se puede utilizar la ecuación (18).

$$CAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i} [hr] \quad (18)$$

El Índice de Duración Media de las Interrupciones del Sistema (SAIDI) es una métrica utilizada para medir la duración de las interrupciones en el suministro de

electricidad que duran más de tres minutos para el cliente medio durante un periodo de tiempo específico. Normalmente, el SAIDI se calcula para un periodo de un año y se expresa en minutos u horas de interrupción para el cliente [62]. La fórmula del SAIDI se representa mediante la ecuación (19).

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{N_T} [hr] \quad (19)$$

En caso de una interrupción que afecte a los consumidores, el tiempo de restablecimiento y la duración de la avería pueden denotarse mediante r_i . Esta variable representa el tiempo que tarda el sistema en recuperarse y la duración de la interrupción experimentada por los consumidores afectados.

La probabilidad de que se suministren todas las cargas se conoce como Índice de Disponibilidad Media del Servicio (ASAI). Este índice suele expresarse en porcentaje y puede calcularse mediante la ecuación (20). Es importante señalar que el ASAI mide la probabilidad de que se suministren todas las cargas, lo que indica la fiabilidad global del sistema. Para calcular el ASAI, se puede utilizar la ecuación proporcionada e introducir las variables necesarias. De este modo, se obtiene un porcentaje que representa la probabilidad de que se suministren todas las cargas [62].

$$ASAI = \frac{N_T(T) - \sum_i r_i N_i}{N_T(T)} [\%] \quad (20)$$

La duración del período de observación está representada por la variable T, que comúnmente considera un año. En un año no bisiesto, T equivale a 8760 horas.

El índice EENS mide la reducción en la energía no suministrada para cada opción de caso en el sistema de distribución de energía inteligente. Este índice es una medida importante de la confiabilidad del sistema, ya que indica cuánta energía no se suministra en comparación con la cantidad total de energía requerida. Al reducir la

energía no suministrada, el sistema puede mejorar su eficiencia y garantizar un suministro de energía más confiable para los usuarios [62].

3 Formulación del problema

El modelo de gestión de la red pública presentado en esta investigación se basa en la predicción de variables eléctricas, como el voltaje, utilizando el algoritmo de Kalman y teniendo en cuenta la generación distribuida. En consecuencia, se presenta una función objetivo que se somete a diversas restricciones de distribución.

3.1 Cálculo de flujo de potencia

Para obtener las ecuaciones necesarias para calcular el flujo de potencia en la red de distribución, se considera el diagrama unifilar de un sistema de distribución radial simple, en la Figura 3, donde p es el nodo de inicio y p + 1 es el nodo de llegada [63].

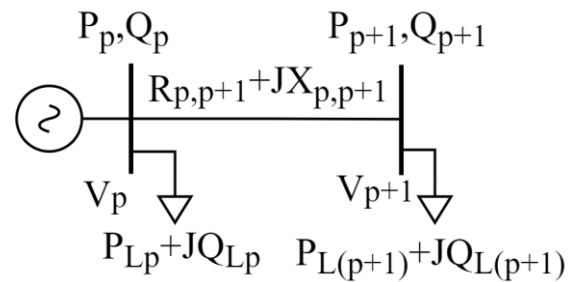


Figura 3. Red de distribución radial equivalente

Para calcular los flujos de potencia real y reactiva, se utilizan el siguiente conjunto de ecuaciones, Ecuaciones (21) y (22), que se derivan del diagrama unifilar mostrado en la Figura 3.

$$P_{p+1} = P_p - P_{L(p+1)} - R_{p,p+1} \frac{P_p^2 + Q_p^2}{V_p^2} \quad (21)$$

$$Q_{p+1} = Q_p - Q_{L(p+1)} - X_{p,p+1} \frac{P_p^2 + Q_p^2}{V_p^2} \quad (22)$$

Por otro lado, la obtención de los voltajes de línea se realiza mediante la utilización de la ecuación (23).

$$V_{p+1}^2 = V_p^2 - 2(R_{p,p+1} * P_p + X_{p,p+1} * Q_p + (R_{p,p+1}^2 + X_{p,p+1}^2) * \frac{(P_p^2 + Q_p^2)}{V_p^2}) \quad (23)$$

Para calcular la pérdida de potencia real en la línea, se puede utilizar la ecuación (24).

$$P_{loss(p,p+1)} = R_{p,p+1} * \frac{(P_p^2 + Q_p^2)}{V_p^2} \quad (24)$$

La pérdida total de potencia en el sistema se calcula sumando todas las pérdidas en las líneas, como se muestra en la ecuación (25).

$$P_{Total\ loss} = \sum_{p=1}^{n-1} P_{loss(p,p+1)} \quad (25)$$

La pérdida de potencia en la línea con generación distribuida (GD) se define a continuación.

$$P_{DG\ loss(p,p+1)} = R_{p,p+1} \frac{(P_{DG,p}^2 + Q_{DG,p}^2)}{V_p^2} \quad (26)$$

La pérdida total de potencia en el sistema con generación distribuida se calcula utilizando la Ecuación (27).

$$P_{Total\ DG\ loss(p,p+1)} = \sum_{p=1}^{n-1} P_{DG\ loss(p,p+1)} \quad (27)$$

3.2 Minimización de pérdidas de potencia

Una vez que el modelo de gestión de la red incorpora la generación distribuida (DG), la pérdida total de potencia disminuirá. El índice de pérdida de potencia se define como la concordancia entre la pérdida total de potencia con DG y la

pérdida total de potencia sin DG, y se expresa de la siguiente manera [64]:

$$F_1 = \min \left(\frac{P_{total\ loss(con\ DG)}}{P_{total\ loss(sin\ DG)}} \right) \quad (28)$$

3.3 Minimización de costos operativos

La ecuación de costo tiene tres componentes: el primer componente es el costo de la potencia real suministrada desde la subestación, y los otros dos son el costo de las potencias real y reactiva suministradas por los generadores distribuidos. El costo de la potencia real que es suministrada por la subestación se puede reducir minimizando las pérdidas de potencia en la red, y el costo de la potencia abastecida por los generadores distribuidos se puede reducir consumiendo menos potencia de estos. Por lo tanto, el costo operativo total se puede reducir utilizando la fórmula definida en la ecuación (29) [65].

$$F_2 = \min \left(\frac{TOC_{con\ DG}}{TOC_{sin\ DG}} \right)$$

$$TOC = K_i P_{loss} + \sum K_p P_{DG} + \sum K_Q Q_{DG} \quad (29)$$

3.4 Índice de estabilidad de voltaje

Este es utilizado con la finalidad de seleccionar la barra más débil que tiene mayor probabilidad de sufrir un colapso de voltaje. Este índice se define mediante la ecuación (30) [66].

$$F_3 = \min \left(\frac{1}{SI(n)} \right)$$

$$SI(n) = |V_m|^4 - 4[P_n(n)R_n + Q_n(n)X_n]|V_m|^2 - 4[P_n(n)R_n + Q_n(n)X_n]^2 \quad (30)$$

3.5 Función objetivo

El objetivo del modelo de gestión de la red pública principal es minimizar los múltiples objetivos, como la reducción de pérdidas de potencia, la mejora del perfil de voltaje y la minimización en los costos operativos. Asimismo, se busca estimar el estado del perfil de voltaje mediante el algoritmo Kalman. La construcción matemática de la función objetivo se muestra en la ecuación (31).

$$OF = \min(\alpha_1 F_1 + \alpha_2 F_2 + \alpha_3 F_3 + \alpha_4 F_4) \quad (31)$$

Sometido a las siguientes restricciones

$$P_{sub} + \sum P_{DG} = P_{load} + \sum P_{loss} \quad (32)$$

$$Q_{sub} + \sum Q_{DG} = Q_{load} + \sum Q_{loss} \quad (33)$$

$$|V_{min}| \leq kalman(|V_i|) \leq |V_{max}| \quad (34)$$

$$P_{DG_min} \leq P_{DG(i)} \leq P_{DG_max} \quad (35)$$

$$Q_{DG_min} \leq Q_{DG(i)} \leq Q_{DG_max} \quad (36)$$

La expresión (31) representa la función objetivo que se busca optimizar. Por otro lado, las ecuaciones (32) y (33) se utilizan para garantizar el equilibrio de potencia activa y reactiva, respectivamente. Para estimar el estado del modelo y controlar las variables de voltaje, se emplea el algoritmo Kalman, como se muestra en la ecuación (34), la cual considera los límites de voltaje establecidos. Por último, las ecuaciones (35) y (36) definen los límites de generación distribuida en términos de potencia activa y reactiva. Estas limitaciones desempeñan un papel crucial en la configuración y la gestión eficiente de la red eléctrica.

3.6 Procedimiento secuencial de las técnicas aplicadas

El método para la estimación del comportamiento del sistema eléctrico de

potencia se detalla en el Algoritmo 1, fundamentado en la modelación previamente descrita. Este algoritmo inicialmente no considera la GD.

Por otro lado, el Algoritmo 2 describe el modelo de gestión con GD implementada. Asimismo, el Algoritmo 3 proporciona un procedimiento minucioso para estimar el estado de voltaje del sistema de distribución utilizando el filtro Kalman. Por último, el Algoritmo 4 se detalla los pasos para el cálculo y posterior análisis de los índices de confiabilidad.

Algoritmo 1. Modelo de gestión sin GD

- | | |
|--------|--|
| Paso 1 | Inicializar impedancia de línea y potencia de carga como entrada.
P, Q, Número de barra, barra Inicial, barra Final, Impedancia (Y), TAP. |
| Paso 2 | Calcular los flujos de potencia real y reactiva
$P_{p+1} = P_p - P_{L(p+1)} - R_{p,p+1} * \frac{P_p^2 + Q_p^2}{V_p^2}$ $Q_{p+1} = Q_p - Q_{L(p+1)} - X_{p,p+1} * \frac{P_p^2 + Q_p^2}{V_p^2}$ |
| Paso 3 | Cuantificar los voltajes iniciales
$V_{p+1}^2 = V_p^2 - 2(R_{p,p+1} * P_p + X_{p,p+1} * Q_p) + (R_{p,p+1}^2 + X_{p,p+1}^2) * \frac{(P_p^2 + Q_p^2)}{V_p^2}$ |
| Paso 4 | Iniciar la estimación mediante el filtro de Kalman (Algoritmo 2)
$V_p = kalman_1(V0,1, 'Sin GD')$ |
| Paso 5 | Calcular las pérdidas de potencia total
$P_{Total\ loss} = \sum_{p=1}^{n-1} P_{loss(p,p+1)}$ |
| Paso 7 | Regresar a paso 1 |

Algoritmo 2. Modelo de gestión con GD

- | | |
|--------|--|
| Paso 1 | Inicializar impedancia de línea y potencia de carga como entrada. |
| Paso 2 | Calcular los flujos de potencia real y reactiva
$P_{sub} + \sum P_{DG} = P_{load} + \sum P_{loss}$ $Q_{sub} + \sum Q_{DG} = Q_{load} + \sum Q_{loss}$ |
| Paso 3 | Cuantificar los voltajes iniciales |

$$V_{p+1}^2 = V_p^2 - 2(R_{p,p+1} * P_p + X_{p,p+1} * Q_p) + (R_{p,p+1}^2 + X_{p,p+1}^2) * \frac{(P_p^2 + Q_p^2)}{V_p^2}$$

Paso 4 Iniciar la estimación mediante el filtro de Kalman (Algoritmo 2)

Paso 5 Calcular las pérdidas de potencia total

$$P_{Total\ loss} = \sum_{p=1}^{n-1} P_{loss(p,p+1)}$$

Paso 6 Calcular las pérdidas de potencia total de la DG

$$P_{Total\ DG\ loss(p,p+1)} = \sum_{p=1}^{n-1} P_{DG\ loss(p,p+1)}$$

Paso 7 Graficar resultados de la predicción

Paso 8 Regresar a paso 1

Algoritmo 3. Filtro Kalman

Paso 1 Definir los parámetros del sistema de distribución IEEE

Paso 2 Inicialización de las matrices del filtro Kalman

$$\begin{aligned} X &= \text{ones}(N, 1) \\ P &= \text{eye}(N) \\ F &= \text{eye}(N) \\ Q &= \text{eye}(N) \\ H &= \text{eye}(N) \\ R &= \text{eye}(N) \end{aligned}$$

Paso 3 Ajustar los parámetros del filtro Kalman

$$\begin{aligned} \text{factor_}Q & \\ \text{factor_}R & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q &= \text{factor_}Q * Q \\ R &= \text{factor_}R * R \end{aligned}$$

Paso 4 Iniciar ciclo de predicción y actualización del filtro Kalman

$$\begin{aligned} x_{pred} &= F * x \\ P_{pred} &= F * P * F' + Q \\ y &= \text{datos_medidos}(:, t) \\ K &= P_{pred} * H' * \text{inv}(H * P_{pred} \\ &\quad * H' + R); \\ x &= x_{pred} + K * (y - H \\ &\quad * x_{pred}); \\ P &= (\text{eye}(N) - K * H) * P_{pred}; \\ x &= \max(0.95, \min(1.10, x)); \\ \text{resultados_estimados}(:, t) &= x; \end{aligned}$$

Paso 5 Graficar perfil de voltaje estimado

Paso 6 Regresar a paso 1

Algoritmo 4. Cálculo de índices de confiabilidad

Paso 1 Definir los parámetros del sistema de distribución IEEE

Paso 2 Generar/ Importar historial de fallas

Paso 3 Cuantificar índice SAIFI

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \text{ 1/año}$$

Paso 4 Cuantificar índice SAIDI

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{N_T} [\text{hr}]$$

Paso 5 Cuantificar índice CAIDI

$$CAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i} [\text{hr}]$$

Paso 6 Cuantificar índice ASAI

$$ASAI = \frac{N_T(T) - \sum_i r_i N_i}{N_T(T)} [\text{pu}]$$

Paso 7 Graficar índices de confiabilidad

Paso 8 Regresar a paso 1

4 Análisis de resultados

Se procederá a verificar el método propuesto usando el sistema de distribución de 34 nodos (Figura 4).

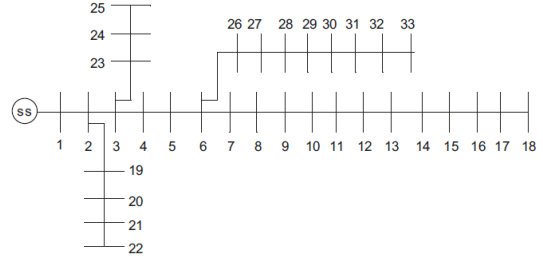


Figura 4. Modelo de distribución de 34 barras

Como se mencionó anteriormente, se tiene la intención de utilizar el sistema de 34 barras con el fin de validar la técnica propuesta. En este sentido, se llevará a cabo un análisis del comportamiento del perfil de voltaje, pérdidas de potencia, costos, índice de estabilidad de voltaje e índices de confiabilidad. Además, el espacio de estados diseñado empleando el algoritmo Kalman se muestra en la Figura 5.

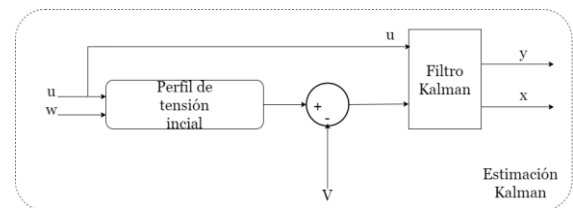


Figura 5. Modelo de estados KF

4.1 Comportamiento de perfil de voltaje

Es posible realizar la estimación del estado del sistema utilizando el voltaje inicial que se utiliza en el cálculo del flujo de potencia.

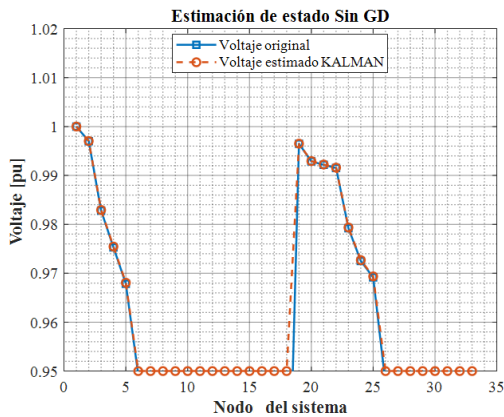


Figura 6. Estimación de voltaje con algoritmo Kalman sin GD.

En la Figura 6 se puede estimar la variación del voltaje en el sistema de 34 barras del IEEE. En este contexto, se observa que la gran mayoría de los nodos presenta un valor de 0.95 pu. Además, la estimación de estado se ajusta de manera precisa al sistema, ya que anticipa todos los valores estimados de voltaje registrados en el modelo de flujo de potencia de cada nodo. Se utiliza la previsión del voltaje como base para incorporar generación distribuida en el modelo del sistema de distribución. Posteriormente, se estima un nuevo estado (Figura 7) y se cuantifica el perfil de voltaje (Figura 8).

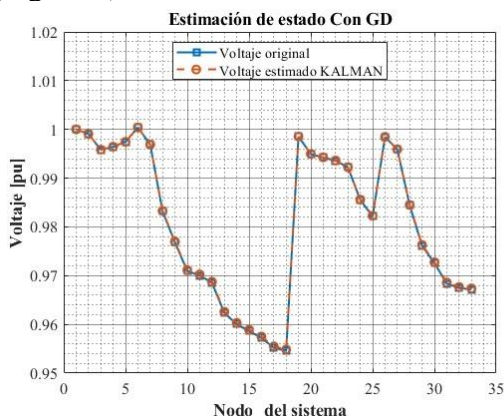


Figura 7. Estimación de voltaje con algoritmo Kalman con GD.

Al realizar la estimación de un nuevo estado que incluye la generación distribuida mediante el uso del algoritmo Kalman, se puede constatar que este enfoque resulta exitoso al predecir cada estado. En este contexto, se observa una mejora significativa en el comportamiento del perfil de voltaje en comparación con el escenario base sin GD (Figura 8).

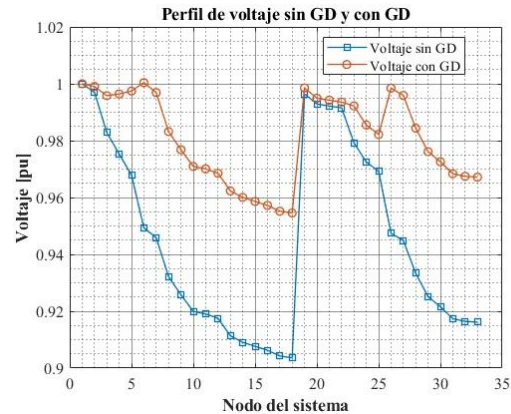


Figura 8. Comparación de voltaje sin GD y con GD.

Al considerar la generación distribuida, la Figura 9 evidencia una mejora sustancial en el perfil de voltaje. Antes de la GD, se observa un voltaje mínimo y máximo de 0.90 pu y 1 pu respectivamente. Sin embargo, después de la instalación de la GD, se registra un voltaje mínimo y máximo de 0.95 pu y 1 pu respectivamente.

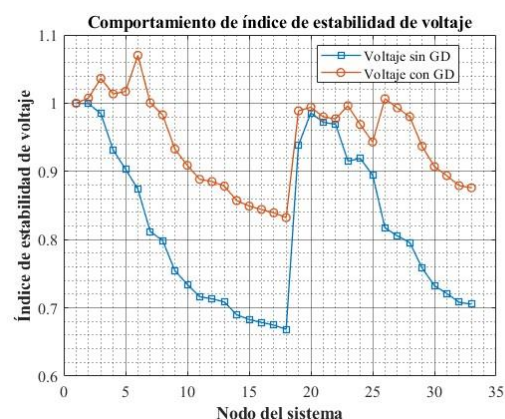


Figura 9. Comparación de índice de estabilidad de voltaje sin GD y con GD.

En cuanto a la estabilidad del voltaje, se observa que el nodo 18 se encuentra en una situación cercana al colapso, con un índice

de estabilidad de 0.66 en ausencia de la generación distribuida (GD). Sin embargo, al incorporar la GD al sistema, este índice mejora significativamente, aumentando hasta 0.83. Esto representa una mejora sustancial en la estabilidad del voltaje al integrar la GD en el sistema.

En lo que respecta a las pérdidas de potencia (Figura 10), cuando no se cuenta con generación distribuida, estas son mayores en comparación a cuando se incorpora GD en el sistema de distribución. En otras palabras, la inclusión de GD en el sistema de distribución contribuye a una reducción del 27 % en las pérdidas de potencia.

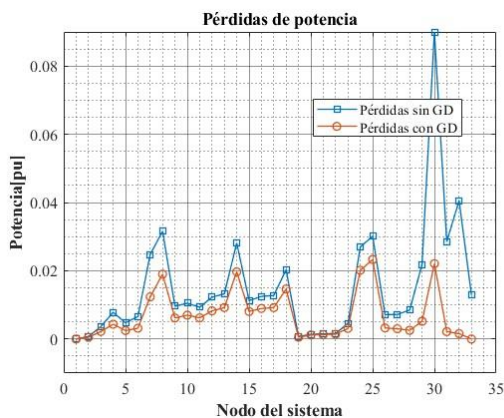


Figura 10. Comparación de pérdidas de potencia sin GD y con GD.

Finalmente, se muestra una comparación de varios índices de confiabilidad que se aprecian en la Tabla 1. En el sistema de gestión sin inclusión de generación distribuida, los usuarios experimentarán un promedio de 15.37 interrupciones (SAIFI) por año, con una duración promedio de 0.44 horas (CAIDI). Esto resulta en un total de 6.85 horas de interrupción por año (SAIDI). Sin embargo, se destaca una disponibilidad de servicio del 99% (ASAI).

Tabla 1. Comparación de índices de confiabilidad

Índice de confiabilidad	Sin GD	Con GD
SAIFI	15.37	6.52
SAIDI	6.85	2.85
CAIDI	0.44	0.43
ASAI	0.97	0.99

Por el contrario, al implementar la generación distribuida en el sistema de gestión, los usuarios experimentarán un promedio de 6.52 interrupciones (SAIFI) en el transcurso de un año, con una duración promedio de 0.43 horas (CAIDI). Esto se traduce en un total de 2.85 horas al año de interrupciones (SAIDI). No obstante, la disponibilidad de servicio que se presenta es del 99% (ASAI).

5 Conclusiones

Este proyecto aborda el problema del control de funcionamiento de la estimación del estado en el contexto de la red eléctrica. Su objetivo principal es investigar la estimación del estado en dicho sistema. Para ello, se desarrolló un estudio de simulación enfocado en la estimación dinámica del estado de la variable voltaje en un sistema de potencia de 34 barras.

Se utilizó el software MATLAB para modelar el sistema de estudio y simular las condiciones de estado estacionario. Los resultados obtenidos de la implementación y de estimación demostraron una precisión en la proyección del voltaje, lo cual permitió una gestión efectiva en el sistema. Se comprobó que, al predecir el estado del voltaje, es posible incorporar la generación distribuida al sistema de distribución, lo que resultó en una reducción del 35% en los costos de operación y una disminución del 27% en las pérdidas de potencia.

Por otro lado, en este estudio se obtuvieron índices de confiabilidad que revelan una disminución del 42% en el número de interrupciones al año (SAIFI). Además, la duración de las interrupciones (CAIDI) se reduce en un punto decimal, lo que representa un 41% menos de horas de interrupciones anuales. Estos resultados demuestran que el sistema de gestión contribuye significativamente a mejorar la calidad del servicio.

La clave para la predicción de variables empleando el algoritmo Kalman en el sistema eléctrico radica en la combinación

eficiente de mediciones y modelos matemáticos. El algoritmo utiliza mediciones en tiempo real, como voltajes, corrientes y frecuencias, para estimar el estado actual del sistema y, a partir de ese estado, realizar predicciones sobre las variables futuras. Además, el algoritmo también emplea modelos matemáticos que representan la dinámica del sistema eléctrico, teniendo en cuenta factores como la carga, la generación y las características de diversos elementos de la red. La combinación de mediciones y modelos permite al algoritmo Kalman generar estimaciones precisas y confiables, lo que ayuda a la toma de decisiones y la gestión eficiente del sistema eléctrico de potencia.

En este trabajo, el algoritmo de Kalman se presenta como una herramienta en la gestión del sistema de distribución de energía eléctrica. Su aplicación permite estimar y predecir el estado del sistema en tiempo real, optimizando la operación de la red eléctrica y tomando decisiones informadas. Con la capacidad de fusionar datos de mediciones y modelar la dinámica del sistema, el algoritmo de Kalman contribuye a garantizar un suministro eficiente, confiable y seguro de energía eléctrica a los consumidores. Su uso en la gestión del sistema de distribución eléctrica promueve la eficiencia energética, la estabilidad del sistema y la detección de anomalías en tiempo real, lo que resulta en una mejora considerable en la calidad del suministro eléctrico.

Por otro lado, en base a la búsqueda bibliográfica sobre los modelos de gestión de las redes de distribución y su forma de operación. Se establece que la gestión es esencial para garantizar un suministro adecuado de energía, especialmente durante los periodos de máxima demanda. Los modelos y enfoques de gestión, como la planificación de optimización a dos niveles, las técnicas espectrales gráficas, la gestión descentralizada de la energía, la gestión activa de la red y las estrategias de gestión de la demanda ofrecen diferentes soluciones

para abordar los desafíos de las redes de distribución eléctrica. Estos modelos y estrategias pueden adaptarse y combinarse según las necesidades específicas de cada red, considerando factores como el tamaño, la complejidad y la presencia de recursos energéticos distribuidos. La elección del modelo más adecuado dependerá de la situación particular de cada red, buscando optimizar la eficiencia, la seguridad y la economía del sistema.

5.1 Trabajos futuros

En este estudio, se ha logrado la exitosa aplicación del algoritmo Kalman para la estimación de los estados del sistema eléctrico de distribución. Este logro resulta en una contribución significativa al permitir la estimación y predicción en tiempo real del estado del sistema, lo que a su vez optimiza el funcionamiento de la red eléctrica y facilita la toma de decisiones fundamentadas. Sin embargo, es necesario considerar la inclusión de nuevas técnicas que complementen las expuestas en esta investigación. Tal incorporación podría potenciar aún más la capacidad de gestión y control del sistema eléctrico, abriendo oportunidades para mejoras sustanciales en su eficiencia y rendimiento.

6 Referencias

- [1] M. S. Alam and S. A. Arefifar, "Energy Management in Power Distribution Systems: Review, Classification, Limitations and Challenges," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 92979–93001, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2927303.
- [2] C. Carquex, C. Rosenberg, and K. Bhattacharya, "State estimation in power distribution systems based on ensemble kalman filtering," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6600–6610, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2847289.
- [3] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, R. Sekar, A. Sabanovic, and M. Elitaş, "Distribution system state

- estimation-A step towards smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 2659–2671, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.071.
- [4] D. Cetenovic, A. Rankovic, J. Zhao, V. Terzija, and C. Huang, “Using Branch Current Measurements for Parameter Identification in Extended Kalman Filter based Distribution System State Estimation,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2021-July, 2021, doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9638082.
- [5] L. Ma, N. Liu, J. Zhang, and L. Wang, “Real-Time Rolling Horizon Energy Management for the Energy-Hub-Coordinated Prosumer Community from a Cooperative Perspective,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 2, pp. 1227–1242, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2877236.
- [6] P. H. Divshali, B. J. Choi, and H. Liang, “Multi-agent transactive energy management system considering high levels of renewable energy source and electric vehicles,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 15, pp. 3713–3721, 2017, doi: 10.1049/IET-GTD.2016.1916.
- [7] B. V. Solanki, K. Bhattacharya, and C. A. Canizares, “A Sustainable Energy Management System for Isolated Microgrids,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1507–1517, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2692754.
- [8] N. Anglani, G. Oriti, and M. Colombini, “Optimized energy management system to reduce fuel consumption in remote military microgrids,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 6, pp. 5777–5785, 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2734045.
- [9] L. Guo *et al.*, “Energy Management System for Stand-Alone Wind-Powered-Desalination Microgrid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 1079–1087, 2016, doi: 10.1109/TSG.2014.2377374.
- [10] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, “An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with markov chain,” *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 1712–1722, 2017, doi: 10.1109/JSYST.2015.2422253.
- [11] Z. Wang, B. Chen, J. Wang, and J. Kim, “Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 1097–1105, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2427371.
- [12] S. Bahrami, M. Toulabi, S. Ranjbar, M. Moeini-Aghaie, and A. M. Ranjbar, “A decentralized energy management framework for energy hubs in dynamic pricing markets,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6780–6792, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2723023.
- [13] C. D. Rodriguez-Gallegos *et al.*, “A Siting and Sizing Optimization Approach for PV-Battery-Diesel Hybrid Systems,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 3, pp. 2637–2645, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2787680.
- [14] X. Li and C. Jiang, “Short-term operation model and risk management for wind power penetrated system in electricity market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 932–939, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2070882.
- [15] S. A. Arefifar, M. Ordenez, and Y. A. R. I. Mohamed, “Energy Management in Multi-Microgrid Systems - Development and Assessment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 910–922, 2017, doi:

- 10.1109/TPWRS.2016.2568858.
- [16] H. Nafisi, S. M. M. Agah, H. A. Abyaneh, and M. Abedi, "Two-Stage Optimization Method for Energy Loss Minimization in Microgrid Based on Smart Power Management Scheme of PHEVs," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1268–1276, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2480999.
- [17] M. M. Othman, W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and A. Y. Abdelaziz, "Optimal placement and sizing of distributed generators in unbalanced distribution systems using supervised big bang-big crunch method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 911–919, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2331364.
- [18] B. Zhao *et al.*, "Energy management of multiple microgrids based on a system of systems architecture," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6410–6421, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2840055.
- [19] H. Falaghi, M. R. Haghifam, and C. Singh, "Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 268–276, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2005656.
- [20] A. Heidari, V. G. Agelidis, and M. Kia, "Considerations of sectionalizing switches in distribution networks with distributed generation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 3, pp. 1401–1409, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2385654.
- [21] J. C. López, J. F. Franco, and M. J. Rider, "Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 11, pp. 2792–2801, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1509.
- [22] Z. Wang, G. Chen, L. Chen, D. Jia, M. Wu, and T. Kang, "Fault Recovery Strategy of Distribution Network with Distributed Generation Based on Island Division," in *2022 4th International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES)*, Dec. 2022, pp. 1217–1223. doi: 10.1109/SPIES55999.2022.10082198.
- [23] A. González, F. M. Echavarren, L. Rouco, and T. Gómez, "A sensitivities computation method for reconfiguration of radial networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1294–1301, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2180934.
- [24] S. P. Ghanegaonkar and V. N. Pande, "Optimal hourly scheduling of distributed generation and capacitors for minimisation of energy loss and reduction in capacitors switching operations," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 9, pp. 2244–2250, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1600.
- [25] Z. Sun, Q. Wang, and Z. Wei, "Fault location of distribution network with distributed generations using electrical synaptic transmission-based spiking neural P systems," *Int. J. Parallel, Emergent Distrib. Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 11–27, 2021, doi: 10.1080/17445760.2019.1682145.
- [26] A. Di Giorgio, A. Giuseppi, F. Liberati, and A. Pietrabissa, "Controlled electricity distribution network black start with energy storage system support," *2017 25th Mediterr. Conf. Control Autom. MED 2017*, pp. 781–786, 2017, doi: 10.1109/MED.2017.7984213.
- [27] D. Wu and X. Zhang, "On Study of Construction of New Generation Intelligent Communication Network for Distribution System," *IOP Conf.*

- Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 242, no. 1, 2017, doi: 10.1088/1757-899X/242/1/012091.
- [28] R. C. Santos, D. A. C. Energia, P. J. C. Branco, J. J. E. Santana, M. Matos, and L. Idmec, "Analysis of losses in the electrical distribution network of the IST 's Alameda campus, and definition of strategies for its reduction," no. 1, pp. 1–6.
- [29] G. Viganò *et al.*, "Using GIS to assess the impact of electric vehicles on electrical distribution networks: a study applied to the city of Brescia," in *2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, Jul. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/CPE-POWERENG50821.2021.9501212.
- [30] X. Wang, Y. Guo, L. Liu, and Y. Tian, "Research on the Effectiveness Evaluation and Investment Decision of Distribution Network Assets Based on Multi-dimensional Lean Management System," in *2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Sep. 2022, pp. 609–613. doi: 10.1109/CICED56215.2022.9929223.
- [31] Y. A. Rahman, S. Manjang, Yusran, and A. A. Ilham, "Evaluating the effect placement capacitor and distributed photovoltaic generation for power system losses minimization in radial distribution system," *AIP Conf. Proc.*, vol. 1941, 2018, doi: 10.1063/1.5028085.
- [32] M. O. Khan, A. Wadood, M. I. Abid, T. Khurshaid, and S. B. Rhee, "Minimization of network power losses in the ac-dc hybrid distribution network through network reconfiguration using soft open point," *Electron.*, vol. 10, no. 3, pp. 1–13, 2021, doi: 10.3390/electronics10030326.
- [33] S. R. Salkuti, "Minimization of losses in a distribution system with network reconfiguration, distributed generation and D-STATCOM," *Int. J. Adv. Technol. Eng. Explor.*, vol. 8, no. 85, pp. 1557–1567, 2021, doi: 10.19101/IJATEE.2021.874693.
- [34] X. Wang, Y. Nie, S. Member, K. E. Cheng, and S. Member, "Stochastic EV Penetration and V2G Behavior," *IEEE Trans. Intell. Transp. Syst.*, vol. PP, no. 1, pp. 1–10, 2019.
- [35] A. Hasibuan, A. Bintoro, S. Salahuddin, and R. D. Meutia, "Reliability Distribution System on Load Break Switch Addition at PT. PLN (PERSERO) ULP Langsa City Using RIA-SECTION Technique Combined Method on ETAP 14.1.0," *Andalasian Int. J. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 2, no. 2, pp. 57–64, 2022, doi: 10.25077/aijaset.v2i2.42.
- [36] H. Gao, X. Lyu, S. He, L. Wang, C. Wang, and J. Liu, "Integrated Planning of Cyber-Physical Active Distribution System Considering Multidimensional Uncertainties," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 3145–3159, Jul. 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3166194.
- [37] G. B. Dabre, A. A. Dutta, and A. N. Kadu, "Performance evaluation of distribution network and reduction in technical & non-technical losses by using energy efficient equipment and cost benefit analysis in the power sector," in *2014 International Conference on Power, Automation and Communication (INPAC)*, Oct. 2014, pp. 6–11. doi: 10.1109/INPAC.2014.6981126.
- [38] A. Ehsan and Q. Yang, "Active distribution system reinforcement planning with EV charging stations-part II: Numerical results," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 979–987, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2915383.
- [39] S. Kumar, K. Sarita, A. S. S. Vardhan, R. M. Elavarasan, R. K.

- Saket, and N. Das, "Reliability assessment of wind-solar pv integrated distribution system using electrical loss minimization technique," *Energies*, vol. 13, no. 21, 2020, doi: 10.3390/en13215631.
- [40] H. Mubarak *et al.*, "Operational Cost Minimization of Electrical Distribution Network during Switching for Sustainable Operation," *Sustain.*, vol. 14, no. 7, pp. 1–23, 2022, doi: 10.3390/su14074196.
- [41] H. Cifuentes-Chaves, J. Mora-Flórez, and S. Pérez-Londoño, "Time domain analysis for fault location in power distribution systems considering the load dynamics," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, pp. 331–340, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.034.
- [42] K. El Hamidi, M. Mjahed, A. El Kari, and H. Ayad, "Adaptive control using neural networks and approximate models for nonlinear dynamic systems," *Model. Simul. Eng.*, vol. 2020, 2020, doi: 10.1155/2020/8642915.
- [43] M. H. Leak and G. K. Venayagamoorthy, "Situational Awareness of De-energized Lines During Loss of SCADA Communication in Electric Power Distribution Systems," in *2022 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Apr. 2022, pp. 1–5, doi: 10.1109/TD43745.2022.9816985.
- [44] D. M, J. G, and B. C, "Design and Development of High-Performance 3kW Electric Vehicle Grade Switched Reluctance Motor," *ECS Trans.*, vol. 107, no. 1, pp. 1897–1910, Apr. 2022, doi: 10.1149/10701.1897ecst.
- [45] R. He, B. Guo, and S. Yang, "The Distribution of Relaxation Time for Variable Temperature Cycle Aging of Electric Vehicle Power Battery," in *2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*, Sep. 2022, pp. 1–6, doi: 10.1109/POWERCON53406.2022.9929512.
- [46] Z. Ren, H. Guo, P. Yang, G. Zuo, and Z. Zhao, "Bi-Level Optimal Allocation of Flexible Resources for Distribution Network Considering Different Energy Storage Operation Strategies in Electricity Market," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 58497–58508, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2983042.
- [47] A. di Nardo, C. Giudicianni, R. Greco, M. Herrera, and G. F. Santonastaso, "Applications of graph spectral techniques to water distribution network management," *Water (Switzerland)*, vol. 10, no. 1, pp. 1–16, 2018, doi: 10.3390/w10010045.
- [48] G. L. Rajora, M. A. Sanz-Bobi, and C. M. Domingo, "Application of Machine Learning Methods for Asset Management on Power Distribution Networks," *Emerg. Sci. J.*, vol. 6, no. 4, pp. 905–920, 2022, doi: 10.28991/ESJ-2022-06-04-017.
- [49] W. Ananduta and C. Ocampo-Martinez, "Decentralized energy management of power networks with distributed generation using periodical self-sufficient repartitioning approach," *Proc. Am. Control Conf.*, vol. 2019-July, pp. 3230–3235, 2019, doi: 10.23919/acc.2019.8814851.
- [50] H. Shishtawi, L. Grella, M. Jaggassar, F. Magnago, and N. Al-Hariri, "Implementation of the Active Network Management scheme for the Active Response to distribution network constraints project," in *CIGRE 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity*

- Distribution*, 2021, pp. 1644–1648. doi: 10.1049/icp.2021.1642.
- [51] J. An *et al.*, “A new method for reducing electric heating investments of distribution network based on DSM,” in *2nd International Conference on Mechanical, Electronics, and Electrical and Automation Control (METMS 2022)*, Apr. 2022, p. 33. doi: 10.1117/12.2634854.
- [52] T. Luo, M. J. Dolan, E. M. Davidson, and G. W. Ault, “Assessment of a New Constraint Satisfaction-Based Hybrid Distributed Control Technique for Power Flow Management in Distribution Networks with Generation and Demand Response,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 271–278, Jan. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2327482.
- [53] N. Veerakumar, D. Četenović, K. Kongurai, M. Popov, A. Jongepier, and V. Terzija, “PMU-based Real-time Distribution System State Estimation Considering Anomaly Detection, Discrimination and Identification,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 148, p. 108916, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108916.
- [54] H. I. Cevallos Ulloa, G. Intriago, D. Plaza, and R. Idrovo, “The Extended Kalman Filter in the Dynamic State Estimation of Electrical Power Systems,” *Enfoque UTE*, vol. 9, no. 4, pp. 120–130, 2018, doi: 10.29019/enfoqueute.v9n4.407.
- [55] M. Shafiei, G. Ledwich, G. Nourbakhsh, A. Arefi, and H. Pezeshki, “Layered Based Augmented Complex Kalman Filter for Fast Forecasting-Aided State Estimation of Distribution Networks,” *Electron.*, vol. 12, no. 3, pp. 1–16, Apr. 2018, doi: 10.3390/electronics12030603.
- [56] M. Shafiei, G. Ledwich, G. Nourbakhsh, A. Arefi, and H. Pezeshki, “Layered Based Augmented Complex Kalman Filter for Fast Forecasting-Aided State Estimation of Distribution Networks,” 2018, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1804.08298>
- [57] N. Veerakumar, D. Četenović, K. Kongurai, M. Popov, A. Jongepier, and V. Terzija, “PMU-based Real-time Distribution System State Estimation Considering Anomaly Detection, Discrimination and Identification,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 148, p. 108916, 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108916.
- [58] J. Wu, K. Lin, F. Wu, Z. Wang, L. Shi, and Y. Li, “Improved unscented Kalman filter based interval dynamic state estimation of active distribution network considering uncertainty of photovoltaic and load,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, no. January, pp. 1–10, 2023, doi: 10.3389/fenrg.2022.1054162.
- [59] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, R. Sekar, A. Sabanovic, and M. Elitaş, “Distribution system state estimation-A step towards smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. November 2016, pp. 2659–2671, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.071.
- [60] Y. Yu, Z. Wang, and C. Lu, “An extended Kalman particle filter for power system dynamic state estimation,” *COMPEL - Int. J. Comput. Math. Electr. Electron. Eng.*, vol. 37, no. 6, pp. 1993–2005, 2018, doi: 10.1108/COMPEL-11-2017-0493.
- [61] D. Macii, D. Fontanelli, and G. Barchi, “A distribution system state estimator based on an extended kalman filter enhanced with a prior evaluation of power injections at unmonitored buses,” *Energies*, vol.

- 13, no. 22, 2020, doi: 10.3390/en13226054.
- [62] M. Parol, J. Wasilewski, T. Wojtowicz, B. Arendarski, and P. Komarnicki, “Reliability Analysis of MV Electric Distribution Networks Including Distributed Generation and ICT Infrastructure,” *Energies*, vol. 15, no. 14, 2022, doi: 10.3390/en15145311.
- [63] J. Bharadiya, “The Impact of Artificial Intelligence on Business Processes,” *Eur. J. Technol.*, vol. 7, no. 2, pp. 15–25, 2023, doi: 10.47672/ejt.1488.
- [64] H. K. Rad and Z. Moravej, “Sub-transmission sub-station expansion planning based on bacterial foraging optimization algorithm,” *J. AI Data Min.*, vol. 5, no. 1, pp. 11–20, 2017, doi: 10.22044/jadm.2016.734.
- [65] M. Navidi, S. M. M. Tafreshi, and A. Anvari-Moghaddam, “Sub-transmission network expansion planning considering regional energy systems: A Bi-level approach,” *Electronics*, vol. 8, no. 12, 2019, doi: 10.3390/electronics8121416.
- [66] A. Pena-Ordieres, D. K. Molzahn, L. A. Roald, and A. Wachter, “DC Optimal Power Flow with Joint Chance Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 147–158, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3004023.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 2. Matriz de estado del arte.

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.																						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA		
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL
1	2019	Energy Management in Power Distribution Systems: Review, Classification, Limitations and Challenges	Alam, Md Shahin Arefifar, Seyed Ali	88	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
2	2018	State estimation in power distribution systems based on ensemble kalman filtering	Carquex, Come Rosenberg, Catherine Bhattacharya, Kankar	69	✗			✗	✗	✗		✗		✗							✗	✗
3	2018	Distribution system state estimation-A step towards smart grid	Ahmad, Fiaz Rasool, Akhtar Ozsoy, Emre Sekar, Raja Sabanovic, Asif Elitaş, Meltem	139	✗			✗	✗			✗	✗						✗			✗
4	2021	Using Branch Current Measurements for Parameter Identification in Extended Kalman Filter based Distribution System State Estimation	Cetenovic, Dragan Rankovic, Aleksandar Zhao, Junbo Terzija, Vladimir Huang, Can	2	✗			✗	✗			✗		✗	✗				✗			✗
5	2019	Real-Time Rolling Horizon Energy Management for the Energy-Hub-Coordinated Prosumer Community from a Cooperative Perspective	Ma, Li Liu, Nian Zhang, Jianhua Wang, Lingfeng	136	✗			✗	✗	✗		✗		✗	✗						✗	✗

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA							
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA
6	2017	Multi-agent transactive energy management system considering high levels of renewable energy source and electric vehicles	Divshali, Poria Hasanpor Choi, Bong Jun Liang, Hao	99	☒			☒	☒	☒		☒		☒	☒						☒	☒		
7	2017	A Sustainable Energy Management System for Isolated Microgrids	Solanki, Bharatkumar V. Bhattacharya, Kankar Canizares, Claudio A.	109	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒	
8	2017	Optimized energy management system to reduce fuel consumption in remote military microgrids	Anglani, Norma Oriti, Giovanna Colombini, Michele	98	☒		☒	☒	☒		☒				☒						☒	☒		
9	2016	Energy Management System for Stand-Alone Wind-Powered-Desalination Microgrid	Guo, Li Liu, Wenjian Li, Xialin Liu, Yixin Jiao, Bingqi Wang, Wei Wang, Chengshan Li, Fangxing	93	☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒
10	2017	An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with markov chain	Marzband, Mousa Azarnejadian, Fatemeh Savaghebi, Mehdi Guerrero, Josep M.	292	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒		☒					☒	☒		

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	DATOS			CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACION MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURISTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
11	2016	Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes	Wang, Zhaoyu Chen, Bokan Wang, Jianhui Kim, Jinho	370	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	
12	2018	decentralized energy management framework for energy hubs in dynamic pricing markets	Bahrami, Shahab Toulabi, Mohammadreza Ranjbar, Saba Moeini-Aghtaie, Moein Ranjbar, Ali Mohammad	148	☒	☒		☒	☒		☒	☒	☒	☒			☒			☒			☒	☒	☒
13	2018	A Siting and Sizing Optimization Approach for PV-Battery-Diesel Hybrid Systems	Rodriguez-Gallegos, Carlos D. Gandhi, Oktoviano Yang, Dazhi Alvarez-Alvarado, Manuel S. Zhang, Wenjie Reindl, Thomas Panda, Sanjib Kumar	112	☒	☒	☒	☒	☒		☒						☒			☒			☒	☒	
14	2011	Short-term operation model and risk management for wind power penetrated system in electricity market	Li, Xiaohu Jiang, Chuanwen	84	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	
15	2017	Energy Management in Multi-Microgrid Systems - Development and Assessment	Arefifar, Seyed Ali Ordonez, Martin Mohamed, Yasser Abdel Rady I.	203	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.																								
ITEM	DATOS			CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA
16	2016	Two-Stage Optimization Method for Energy Loss Minimization in Microgrid Based on Smart Power Management Scheme of PHEVs	Nafisi, Hamed Agah, Seyed Mohammad Mousavi Abyaneh, Hossien Askarian Abedi, Mehrdad	129	☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	
17	2015	Optimal placement and sizing of distributed generators in unbalanced distribution systems using supervised big bang-big crunch method	Othman, M. M. El-Khattam, Walid Hegazy, Yasser G. Abdelaziz, Almoataz Y.	109	☒		☒	☒	☒	☒			☒	☒		☒						☒	☒	☒
18	2018	Energy management of multiple microgrids based on a system of systems architecture	Zhao, Bo Wang, Xiangjin Lin, Da Calvin, Madison M. Morgan, Julia C. Qin, Ruwen Wang, Caisheng	199	☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒				☒		☒		☒		
19	2009	Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach	Falaghi, Hamid Haghifam, Mahmood Reza Singh, Chanan	241	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒					☒		☒	☒	
20	2015	Considerations of sectionalizing switches in distribution networks with distributed generation	Heidari, Alireza Agelidis, Vassilios G. Kia, Mohsen	91	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
		TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
21	2016	Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems	López, Juan Camilo Franco, John Fredy Rider, Marcos J.	57	☒	☒		☒	☒			☒			☒					☒				☒	☒
22	2022	Fault Recovery Strategy of Distribution Network with Distributed Generation Based on Island Division	Wang, Zezhou Chen, Gang Chen, Lun Jia, Dongli Wu, Min Kang, Tianyuan	0	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	
23	2012	A sensitivities computation method for reconfiguration of radial networks	González, Alezeia Echavarren, Francisco M. Rouco, Luis Gómez, Tomás	51	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒							☒	☒	☒
24	2017	Optimal hourly scheduling of distributed generation and capacitors for minimisation of energy loss and reduction in capacitors switching operations	Ghanegaonkar, Sunanda P. Pande, V. N.	19	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	
25	2021	Fault location of distribution network with distributed generations using electrical synaptic transmission-based spiking neural P systems	Sun, Zhang Wang, Qing Wei, Zhongjun	6	☒		☒	☒		☒		☒		☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	DATOS		CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA							
		TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA
26	2017	Controlled electricity distribution network black start with energy storage system support	Di Giorgio, Alessandro Giuseppi, Alessandro Liberati, Francesco Pietrabissa, Antonio	15	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒						☒	☒	
27	2017	On Study of Construction of New Generation Intelligent Communication Network for Distribution System	Wu, Dan Zhang, Xueyan	0	☒			☒	☒	☒		☒		☒		☒						☒	☒	☒
28	2022	Analysis of losses in the electrical distribution network of the IST 's Alameda campus , and definition of strategies for its reduction	Santos, Rita C Energia, Deec A C Branco, Paulo J C Santana, João J E Matos, Mário Idmec, Laeta	0	☒			☒	☒		☒	☒				☒						☒		
29	2021	Using GIS to assess the impact of electric vehicles on electrical distribution networks: a study applied to the city of Brescia	Vigano, Giacomo Clerici, Daniele Michelangeli, Chiara Moneta, Diana Bosisio, Alessandro Morotti, Andrea Greco, Bartolomeo Caterina, Pasetti	3	☒			☒	☒		☒		☒	☒		☒						☒	☒	
30	2022	Research on the Effectiveness Evaluation and Investment Decision of Distribution Network Assets Based on Multi-dimensional Lean Management System	Wang, Xiaocun Guo, Yihua Liu, Lu Tian, Yingjie	0	☒			☒	☒	☒		☒		☒		☒						☒	☒	☒

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO
31	2018	Evaluating the effect placement capacitor and distributed photovoltaic generation for power system losses minimization in radial distribution system	Rahman, Yuli Asmi Manjang, Salama Yusran Ilham, Amil Ahmad	15	☒			☒	☒	☒			☒	☒							☒	☒	☒
32	2021	Minimization of network power losses in the ac-dc hybrid distribution network through network reconfiguration using soft open point	Khan, Muhammad Omer Wadood, Abdul Abid, Muhammad Irfan Khurshaid, Tahir Rhee, Sang Bong	7	☒		☒	☒	☒		☒	☒		☒	☒	☒					☒	☒	☒
33	2021	Minimization of losses in a distribution system with network reconfiguration, distributed generation and D-STATCOM	Salkuti, Surender Reddy	3	☒		☒	☒	☒		☒	☒			☒				☒		☒	☒	☒
34	2019	Stochastic EV Penetration and V2G Behavior	Wang, Xiaolin Nie, Yongquan Member, Student Cheng, Ka-wai Eric Member, Senior	42	☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒
35	2022	Reliability Distribution System on Load Break Switch Addition at PT. PLN (PERSERO) ULP Langsa City Using RIA-SECTION Technique Combined Method on ETAP 14.1.0	Hasibuan, Arnawan Bintoro, Andik Salahuddin, Salahuddin Meutia, Rizka Dwi	3	☒		☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒					☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO
36	2022	Integrated Planning of Cyber-Physical Active Distribution System Considering Multidimensional Uncertainties	Gao, Hongjun Lyu, Xiaodong He, Shuaijia Wang, Lingfeng Wang, Cheng Liu, Junyong	6	☒		☒	☒	☒		☒	☒		☒	☒						☒	☒	
37	2014	Performance evaluation of distribution network and reduction in technical & non-technical losses by using energy efficient equipment and cost benefit analysis in the power sector	Dabre, G. B. Dutta, A. A. Kadu, A. N.	3	☒	☒		☒	☒		☒	☒		☒	☒			☒			☒	☒	☒
38	2020	Active distribution system reinforcement planning with EV charging stations-part II: Numerical results	Ehsan, Ali Yang, Qiang	13	☒		☒	☒	☒		☒					☒		☒			☒	☒	☒
39	2020	Reliability assessment of wind-solar pv integrated distribution system using electrical loss minimization technique	Kumar, Sachin Sarita, Kumari Vardhan, Akanksha Singh S. Elavarasan, Rajvikram Madurai Saket, R. K. Das, Narottam	30	☒		☒	☒	☒		☒	☒		☒	☒						☒	☒	
40	2022	Operational Cost Minimization of Electrical Distribution Network during Switching for Sustainable Operation	Mubarak, Hamza Muhammad, Munir Azam Mansor, Nurulafiqah Nadzirah Mokhlis, Hazlie Ahmad, Shameem Ahmed, Tofael Sufyan, Muhammad	10	☒		☒	☒	☒		☒	☒		☒	☒						☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
		TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
41	2017	Time domain analysis for fault location in power distribution systems considering the load dynamics	Cifuentes-Chaves, H. Mora-Flórez, J. Pérez-Londoño, S.	10	☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	
42	2020	Adaptive control using neural networks and approximate models for nonlinear dynamic systems	El Hamidi, Khadija Mjahed, Mostafa El Kari, Abdeljalil Ayad, Hassan	12	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒		☒							☒	☒	☒
43	2022	Situational Awareness of De-energized Lines During Loss of SCADA Communication in Electric Power Distribution Systems	Leak, Matthew Haslett Venayagamoorthy, Ganesh Kumar	0	☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒					☒		☒	☒			
44	2022	Design and Development of High-Performance 3kW Electric Vehicle Grade Switched Reluctance Motor	M, Deepak G, Janaki C, Bharatiraja	3	☒		☒	☒			☒		☒	☒	☒					☒			☒	☒	
45	2022	The Distribution of Relaxation Time for Variable Temperature Cycle Aging of Electric Vehicle Power Battery	He, Rong Guo, Bin Yang, Shichun	0	☒		☒	☒		☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA				
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO
46	2020	Bi-Level Optimal Allocation of Flexible Resources for Distribution Network Considering Different Energy Storage Operation Strategies in Electricity Market	Ren, Zhijun Guo, Hongxia Yang, Ping Zuo, Guanlin Zhao, Zhuoli	9	☒	☒		☒	☒				☒		☒			☒				☒	☒
47	2018	Applications of graph spectral techniques towater distribution network management	di Nardo, Armando Giudicianni, Carlo Greco, Roberto Herrera, Manuel Santonastaso, Giovanni F.	73	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒					☒	☒	
48	2022	Application of Machine Learning Methods for Asset Management on Power Distribution Networks	Rajora, Gopal Lal Sanz-Bobi, Miguel A. Domingo, Carlos Mateo	2	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒						☒	☒	
49	2019	Decentralized energy management of power networks with distributed generation using periodical self-sufficient repartitioning approach	Ananduta, Wicak Ocampo-Martinez, Carlos	10	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒					☒	☒	
50	2021	Implementation of the Active Network Management scheme for the Active Response to distribution network constraints project	Shishtawi, H. Grella, L. Jaggassar, M. Magnago, F. Al-Hariri, N.	0	☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒						☒	☒	☒
51	2022	A new method for reducing electric heating investments of distribution network based on DSM	An, Jiakun Fan, Wenyi Wang, Tao He, Chungaung Jia, Hongjie Mu, Yunfei Liu, Haitao	0	☒		☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒					☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	DATOS		CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
		TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES		ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA
52	2015	Assessment of a New Constraint Satisfaction-Based Hybrid Distributed Control Technique for Power Flow Management in Distribution Networks with Generation and Demand Response	Luo, Tianyu Dolan, Michael J. Davidson, Euan M. Ault, Graham W.	40	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	
53	2023	PMU-based Real-time Distribution System State Estimation Considering Anomaly Detection, Discrimination and Identification	Veerakumar, Nidarshan Cetenović, Dragan Kongurai, Krit Popov, Marjan Jongepier, Arjen Terzija, Vladimir	2	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒							☒	☒	☒
54	2018	The Extended Kalman Filter in the Dynamic State Estimation of Electrical Power Systems	Cevallos Ulloa, Holger Ignacio Intriago, Gabriel Plaza, Douglas Idrovo, Roger	2	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	
55	2018	Layered Based Augmented Complex Kalman Filter for Fast Forecasting-Aided State Estimation of Distribution Networks	Shafiei, Mehdi Ledwich, Gerard Nourbakhsh, Ghavameddin Arefi, Ali Pezeshki, Houman	4	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒
56	2018	Layered Based Augmented Complex Kalman Filter for Fast Forecasting-Aided State Estimation of Distribution Networks	Shafiei, Mehdi Ledwich, Gerard Nourbakhsh, Ghavameddin Arefi, Ali Pezeshki, Houman	4	☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	

IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN LA TEORÍA DE CONTROL ESTADÍSTICA DE PROCESOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE KALMAN.

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	AUTORES	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
					ESTIMACIÓN DE ESTADOS	GESTIÓN DE ENERGÍA	MICRO REDES	VOLTAJES	CORRIENTES	ECUACIONES DIFERENCIALES	MÁQUINA DE ESTADOS	CAPACIDAD DE GENERACIÓN	COSTO	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA	RESPUESTA A LA DEMANDA	CONFIABILIDAD	ALGORITMO KALMAN	TÉCNICA DE MARKOV	FORMULACIÓN MULTI OBJETIVO	SISTEMA ADAPTATIVO DIFUSO	HEURÍSTICAS	INTELIGENCIA ARTIFICIAL	ESTIMACIÓN DE ESTADO	ESTIMACIÓN DE DEMANDA
57	2023	PMU-based Real-time Distribution System State Estimation Considering Anomaly Detection, Discrimination and Identification	Veerakumar, Nidarshan Ćetenović, Dragan Kongurai, Krit Popov, Marjan Jongepier, Arjen Terzija, Vladimir	2	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒	
58	2023	Improved unscented Kalman filter based interval dynamic state estimation of active distribution network considering uncertainty of photovoltaic and load	Wu, Jiawei Lin, Keman Wu, Feng Wang, Zizhao Shi, Linjun Li, Yang	0	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒	
59	2018	Distribution system state estimation-A step towards smart grid	Ahmad, Fiaz Rasool, Akhtar Ozsoy, Emre Sekar, Raja Sabanovic, Asif Elitaş, Meltem	139	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒	
60	2018	An extended Kalman particle filter for power system dynamic state estimation	Yu, Yang Wang, Zhongjie Lu, Chengchao	4	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒		
61	2020	A distribution system state estimator based on an extended kalman filter enhanced with a prior evaluation of power injections at unmonitored buses	Macii, David Fontanelli, Daniele Barchi, Grazia	11	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒						☒	☒		
CANTIDAD:				61	10	47	57	61	30	24	55	7	53	53	36	47	38	5	5	13	3	59	57	5

6.1 Resumen de indicadores

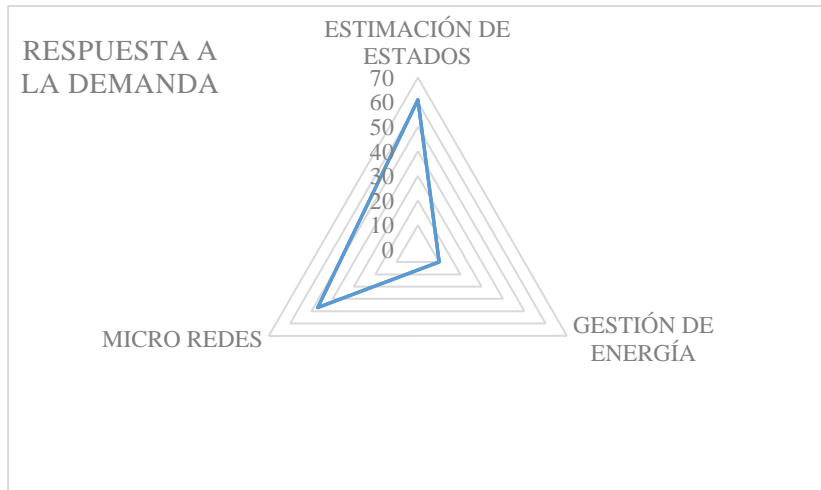


Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

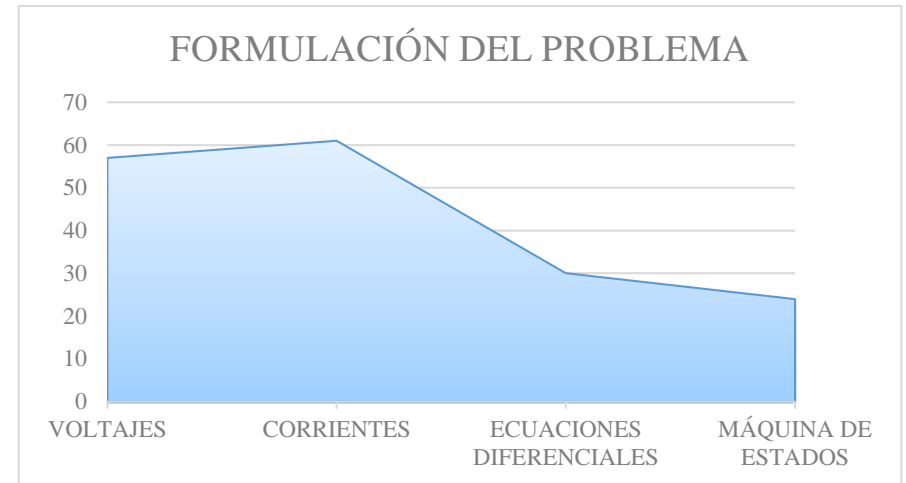


Figura12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.



Figura13. Indicador de solución - Estado del arte.

