

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ACOPLE DE BARRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Álvaro Gabriel Fulgencio Romero

Resumen

El presente artículo tiene como objetivo general desarrollar e implementar una metodología para optimizar la confiabilidad operativa mediante el acople de barras en la Subestación San Ignacio, ubicada en Maracay, estado Aragua. El método de investigación se enmarcó bajo un enfoque de investigación aplicada, con un diseño de campo, no experimental, de nivel descriptivo y proyectivo. La recolección de datos incluyó observación directa, revisión documental y simulaciones computacionales empleando el software DIgSILENT PowerFactory para el cálculo de flujos de carga y cortocircuitos según la norma IEC 60909. Los resultados demostraron una mejora sustancial en los índices de continuidad del servicio, registrando una reducción del 81% en el indicador SAIDI y del 82% en el SAIFI, además de una disminución del 84% en la energía no suministrada. El análisis financiero determinó la viabilidad del proyecto con un período de retorno de inversión de 2.6 años. Se concluye que el acople estratégico de barras representa una solución técnica y económicamente robusta para maximizar la infraestructura eléctrica existente sin incurrir en altas inversiones de capital.

Palabras clave: Confiabilidad Operativa, Acople de Barras, Subestaciones Eléctricas, Coordinación de Protecciones, Optimización de Sistemas.

OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION SYSTEMS THROUGH BUS COUPLING IN ELECTRICAL SUBSTATIONS

Abstract

The general objective of this article was to develop and implement a methodology to optimize operational reliability through bus coupling at the San Ignacio Substation, located in Maracay, Aragua State. The research method was framed under an applied research approach, utilizing a non-experimental field design of a descriptive and projective nature. Data collection involved direct observation, documentary review, and computer simulations using DIgSILENT PowerFactory software for load flow and short-circuit calculations according to the IEC 60909 standard. The results demonstrated a substantial improvement in service continuity indices, achieving an 81% reduction in SAIDI and an 82% reduction in SAIFI, alongside an 84% decrease in energy not supplied. The financial analysis confirmed the project's viability with an investment payback period of 2.6 years. It is concluded that strategic bus coupling

constitutes a technically and economically robust solution to maximize existing infrastructure without high capital expenditures.

Keywords: Operational Reliability, Bus Coupling, Electrical Substations, Protection Coordination, Systems Optimization.

OPTIMISATION DES SYSTÈMES DE DISTRIBUTION PAR COUPLAGE DE BARRES DANS LES SOUS-STATIONS ÉLECTRIQUES

Résumé

L'objectif général de cet article était de développer et de mettre en œuvre une méthodologie pour optimiser la fiabilité opérationnelle par le couplage de barres dans la sous-station de San Ignacio, située à Maracay, dans l'État d'Aragua. La méthode de recherche s'est inscrite dans une approche de recherche appliquée, utilisant un modèle de terrain, non expérimental, de nature descriptive et projective. La collecte des données a compris l'observation directe, la révision documentaire et des simulations informatiques à l'aide du logiciel DlgSILENT PowerFactory pour le calcul des flux de charge et des courts-circuits selon la norme CEI 60909. Les résultats ont démontré une amélioration substantielle des indices de continuité du service, enregistrant une réduction de 81% de l'indicateur SAIDI et de 82% du SAIFI, ainsi qu'une baisse de 84% de l'énergie non fournie. L'analyse financière a confirmé la viabilité du projet avec une période de retour sur investissement de 2,6 ans. Il est conclu que le couplage stratégique de barres représente une solution technique et économique robuste pour maximiser l'infrastructure électrique existante sans investissements majeurs de capitaux.

Mots-clés: Fiabilité Opérationnelle, Couplage de Barres, Sous-stations Électriques, Coordination des Protections, Optimisation des Systèmes.

Introducción

Los sistemas de distribución eléctrica constituyen el componente final en la cadena de suministro de energía, teniendo como función primordial la entrega del servicio a los usuarios finales con los niveles de calidad y confiabilidad exigidos por las normativas técnicas nacionales e internacionales. En Venezuela, específicamente en el estado Aragua, múltiples subestaciones de distribución operan con configuraciones heredadas de expansiones no planificadas que limitan sustancialmente su flexibilidad operativa y resiliencia ante contingencias. La Subestación San Ignacio, ubicada estratégicamente en el sector sur de Maracay,

representa un caso emblemático donde su Barra 3 de 13.8 kV evidencia vulnerabilidades críticas en su esquema operativo, afectando significativamente la continuidad del servicio en cargas prioritarias como el Hospital Los Samanes, centros comerciales y sectores residenciales densamente poblados.

El problema central identificado radica en la configuración radial pura de esta barra, la cual carece de capacidad de transferencia de carga ante eventos de contingencia o programaciones de mantenimiento del Transformador TR#3. Esta limitación operativa genera interrupciones prolongadas del servicio eléctrico que impactan negativamente en la calidad de vida de la población y en la operatividad de servicios esenciales. Estudios preliminares del Ministerio de Energía Eléctrica (MEM, 2023) indican que esta subestación presenta indicadores de confiabilidad (SAIDI de 4.2 horas/usuario/año y SAIFI de 3.8 interrupciones/usuario/año) muy por encima de los estándares internacionales establecidos en la norma IEEE Std 1366-2022 para sistemas de distribución modernos.

La revisión de literatura especializada evidencia que diversos investigadores han abordado problemáticas similares en sistemas de distribución. González, Pérez y Rodríguez (2022) propusieron metodologías de reconfiguración de redes mediante algoritmos de optimización, mientras que Pérez (2021) desarrolló esquemas de transferencia automática para mejorar la confiabilidad operativa. Sin embargo, existe un vacío investigativo significativo en cuanto a soluciones que aprovechen la capacidad subutilizada de transformadores existentes mediante acople permanente de barras, abordando simultáneamente aspectos técnicos, económicos y operativos.

Este trabajo de investigación se fundamenta en el paradigma de optimización de infraestructura existente, proponiendo una metodología integral para el acople estratégico de barras que maximice la utilización de capacidad instalada disponible. La investigación se sustenta en normas técnicas internacionales IEC 60909 para estudios de cortocircuito, IEC 60255 para coordinación de protecciones, y IEEE Std

1366 para evaluación de indicadores de confiabilidad, adaptándolas al contexto específico del sistema eléctrico venezolano.

El objetivo general de la investigación consistió en desarrollar e implementar una metodología para optimizar la confiabilidad operativa mediante acople de barras en la Subestación San Ignacio, mientras que los objetivos específicos incluyeron: diagnosticar las condiciones operativas actuales del sistema, diseñar el esquema técnico de acople, evaluar el impacto en indicadores de confiabilidad, y analizar la viabilidad económica de la solución propuesta. La hipótesis de trabajo planteó que el acople permanente entre las Barras 3 y 5 mejoraría significativamente los indicadores de confiabilidad mediante la optimización de capacidad transformadora subutilizada.

La relevancia de esta investigación trasciende el ámbito académico, constituyendo un aporte concreto al sector eléctrico nacional mediante una solución replicable que optimiza recursos existentes sin requerir grandes inversiones en nueva infraestructura. Los resultados obtenidos demuestran el potencial de esta metodología para ser implementada en otras subestaciones del país que presenten problemáticas similares, contribuyendo al fortalecimiento del sistema de distribución eléctrico venezolano.

Metodología

El presente estudio se desarrolló bajo un enfoque de investigación aplicada, sustentado en un diseño de campo no experimental de carácter descriptivo y proyectivo. La población bajo estudio comprendió el sistema eléctrico de la Subestación San Ignacio en su configuración actual, con especial énfasis en los componentes asociados a las Barras 3 y 5 del nivel de 13.8 kV. La muestra se constituyó mediante un muestreo no probabilístico por criterio, seleccionando específicamente los siguientes elementos: Transformador TR#3 (30 MVA, 115/13.8 kV), Transformador TR#5 (30 MVA, 115/13.8 kV), siete alimentadores primarios de

la Barra 3 y dos alimentadores de la Barra 5, junto con sus respectivos sistemas de protección y control.

Para la recolección de información primaria se aplicaron técnicas de observación directa y entrevistas semiestructuradas al personal técnico-operativo de la subestación. Como instrumentos principales se utilizaron formatos de recolección de datos técnicos, hojas de verificación de estado de equipos y guías de entrevista validadas mediante juicio de expertos. La información secundaria se obtuvo mediante revisión documental de planos unifilares, historiales de mantenimiento, registros de operación y reportes de contingencia de los últimos tres años.

Cuadro 1

Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Variable de Estudio	Técnica	Instrumento	Fuente
Configuración del sistema	Observación directa	Formato de verificación técnica	Equipos en sitio
Niveles de cortocircuito	Simulación computacional	Software DIgSILENT PowerFactory	Modelo digital del sistema
Estado de protecciones	Entrevista semiestructurada	Guía de entrevista técnica	Personal operativo
Historial de fallas	Análisis documental	Ficha de recolección documental	Registros de operación
Capacidad de equipos	Medición directa	Instrumentos de medición calibrados	Equipos en campo

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

El procesamiento y análisis de la información se realizó mediante técnicas cuantitativas y cualitativas. Para el análisis cuantitativo se empleó el software DIgSILENT PowerFactory 2021 para modelado del sistema eléctrico, cálculo de flujos de carga mediante algoritmo Newton-Raphson, y análisis de cortocircuito según norma IEC 60909. Los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI se calcularon conforme a lo establecido en la norma IEEE Std 1366-2022. El análisis económico se desarrolló mediante evaluación costo-beneficio, cálculo de Valor Actual Neto (VAN) y período de retorno de inversión, considerando una tasa de descuento del 8% y horizonte de evaluación de 20 años.

Cuadro 2

Técnicas de Análisis de Datos

Tipo de Análisis	Técnica Aplicada	Herramienta Utilizada	Parámetros de Validación
Análisis técnico-operativo	Simulación de escenarios	DIgSILENT PowerFactory	Norma IEC 60909
Evaluación de confiabilidad	Cálculo de indicadores	Fórmulas IEEE Std 1366	Comparación con estándares internacionales
Análisis económico	Evaluación financiera	Análisis costo-beneficio	Tasa de descuento 8%
Coordinación de protecciones	Curvas tiempo-corriente	Software de coordinación	Norma IEC 60255

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

Para el análisis cualitativo se aplicó la técnica de análisis de contenido a las entrevistas realizadas al personal técnico, identificando categorías emergentes relacionadas con problemáticas operativas, procedimientos de mantenimiento y necesidades de capacitación. La triangulación metodológica se realizó contrastando los resultados de las diferentes técnicas e instrumentos aplicados, garantizando la validez y confiabilidad de los hallazgos.

El procedimiento de investigación se ejecutó en cuatro fases secuenciales: (1) diagnóstico y caracterización del sistema actual, (2) modelado y simulación de escenarios, (3) diseño de la solución de acople, y (4) evaluación técnico-económica. Cada fase incluyó procesos de validación mediante contraste con normativas técnicas internacionales y verificación con personal especializado de la subestación, asegurando la pertinencia y aplicabilidad de los resultados obtenidos.

Resultados

El desarrollo de la investigación permitió obtener resultados significativos que se presentan de forma integrada, organizados en dimensiones técnicas, operativas y económicas. El análisis comprehensivo evidencia el impacto de la implementación del acople entre las Barras 3 y 5 en la Subestación San Ignacio.

Cuadro 3

Indicadores de Confiabilidad Pre y Post Implementación

Indicador	Pre-Acople	Post-Acople	Variación	Unidad
SAIDI	4.2	0.8	-81%	horas/usuario/año
SAIFI	3.8	0.7	-82%	interrupciones/usuario/año

Energía No Suministrada	285	45	-84%	MWh/año
Tiempo Restauración Promedio	3.5	0.6	-83%	horas
Disponibilidad del Sistema	95.2	99.1	+4.1%	%

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

El Cuadro 3 evidencia mejoras sustanciales en todos los indicadores de confiabilidad evaluados. La reducción del 81% en el SAIDI refleja una disminución significativa en la duración de las interrupciones, mientras que la mejora del 82% en el SAIFI indica una menor frecuencia de interrupciones del servicio. La energía no suministrada se redujo en 245 MWh anuales, representando un beneficio directo para los usuarios conectados a la Barra 3.

Cuadro 4

Análisis Técnico-Operativo del Sistema

Parámetro Técnico	Pre-Acople	Post-Acople	Evaluación
Nivel Cortocircuito Barra 3	13.58 kA	22.0 kA	Dentro de capacidad
Carga Transformador TR#5	18%	42.3%	Optimización
Capacidad Disponible TR#5	24.6 MVA	17.3 MVA	Margen adecuado

Tensión Operativa	13.2-13.8 kV	13.5-13.8 kV	Mejora estabilidad
Factor de Carga Promedio	0.92	0.88	Mejora eficiencia

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

El Cuadro 4 demuestra que los parámetros técnicos del sistema se mantienen dentro de rangos operativos seguros post-implementación. El incremento del nivel de cortocircuito a 22 kA se encuentra dentro de la capacidad de los interruptores existentes (25 kA), mientras que la optimización de la carga del Transformador TR#5 del 18% al 42.3% representa un aprovechamiento eficiente de la capacidad instalada.

Cuadro 5

Evaluación Económica del Proyecto

Concepto	Valor	Unidad
Inversión Total	68,000	USD
Beneficios Anuales	26,000	USD/año
Período Retorno	2.6	años
Valor Actual Neto	192,000	USD
Tasa Interna Retorno	38.5	%
Relación Beneficio/Costo	3.82	-

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

El análisis económico presentado en el Cuadro 5 confirma la viabilidad financiera del proyecto. La relación beneficio/costo de 3.82 indica que por cada dólar invertido se generan 3.82 dólares en beneficios, mientras que la Tasa Interna de Retorno del 38.5% supera significativamente la tasa de descuento del 8%, demostrando la atractividad de la inversión.

Matriz 1

Análisis Cualitativo de Percepción del Personal Operativo

Categoría Emergente	Frecuencia	Impacto	Beneficios Identificados
Flexibilidad operativa	Alta	Alto	Transferencia sin interrupción
Seguridad del sistema	Media	Alto	Protecciones coordinadas
Simplificación mantenimiento	Alta	Medio	Menor tiempo de intervención
Capacitación requerida	Media	Medio	Necesidad de entrenamiento
Comunicación mejorada	Baja	Baja	Integración con SCADA

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

La Matriz 1 resume los hallazgos cualitativos obtenidos mediante las entrevistas al personal técnico-operativo. Se destaca la percepción de mejora en la flexibilidad operativa y seguridad del sistema, mientras que se identifica la necesidad de capacitación específica para el manejo del nuevo esquema de operación.

Cuadro 6

Integración de Resultados Multidimensionales

Dimensión	Indicador Principal	Resultado	Clasificación
Técnica	Nivel cortocircuito	22.0 kA	Óptimo
Operativa	SAIDI	0.8 h/usuario/año	Excelente
Económica	VAN	192,000 USD	Muy favorable
Social	Energía no suministrada	-84%	Impacto significativo
Ambiental	Optimización recursos	42.3% uso TR#5	Eficiente

Fuente: Fulgencio, A. (2025)

El Cuadro 6 integra los resultados más relevantes de todas las dimensiones evaluadas, demostrando que la implementación del acople genera beneficios comprehensivos que trascienden el ámbito puramente técnico. La clasificación "Óptimo" en la dimensión técnica, "Excelente" en la operativa y "Muy favorable" en la económica, confirman el éxito de la implementación.

La integración de todos los resultados demuestra consistentemente que la implementación del acople entre las Barras 3 y 5 ha generado mejoras sustanciales en la confiabilidad operativa de la Subestación San Ignacio, optimizando el uso de los recursos existentes y garantizando la continuidad del servicio eléctrico para los usuarios de la Barra 3, particularmente aquellos considerados como cargas críticas.

Discusión

Los resultados obtenidos en esta investigación revelan implicaciones significativas para el campo de la optimización de sistemas de distribución eléctrica. La mejora del 81% en el SAIDI y 82% en el SAIFI tras la implementación del acople

de barras demuestra que es posible alcanzar estándares internacionales de confiabilidad en sistemas de distribución existentes mediante intervenciones técnicas focalizadas. Estos hallazgos se alinean con los postulados de González, Pérez y Rodríguez (2022), quienes destacaban el potencial de las reconfiguraciones estratégicas para mejorar la continuidad del servicio, aunque superando sus estimaciones de mejora del 65% reportadas en estudios anteriores.

El análisis técnico-operativo evidencia que el incremento del nivel de cortocircuito a 22k se mantiene dentro de los límites de capacidad de los equipos existentes, validando la hipótesis de que es posible implementar esquemas de acople sin requerir el reemplazo de interruptores. Este resultado contradice parcialmente las precauciones señaladas por Rodríguez (2022) sobre las limitaciones de los equipos convencionales para soportar incrementos significativos en los niveles de cortocircuito, sugiriendo que las capacidades de diseño de los equipos existentes pueden tener márgenes de seguridad subutilizados.

La optimización de la carga del Transformador TR#5 del 18% al 42.3% representa un aporte significativo al campo de la eficiencia energética en subestaciones. Este hallazgo corrobora los principios de gestión eficiente de activos propuestos por la norma IEEE 1366-2022, demostrando que es posible posponer inversiones en nueva capacidad de transformación mediante la optimización de la capacidad instalada existente. La distribución equilibrada de carga alcanzada supera el 35% reportado por Pérez (2021) como óptimo para transformadores de distribución, sugiriendo que los criterios de operación podrían reevaluarse en contextos de optimización de infraestructura existente.

Desde la perspectiva económica, la relación beneficio/costo de 3.82 y el período de retorno de 2.6 años establecen un precedente importante para la evaluación de inversiones en mejora de confiabilidad. Estos resultados superan los reportados en estudios similares de la región, donde López (2020) documentaba relaciones beneficio/costo entre 2.5 y 3.0 para proyectos de modernización de

subestaciones. La superior rentabilidad del acople estratégico sugiere que esta metodología podría priorizarse en programas de inversión del sector eléctrico.

El análisis cualitativo revela que la percepción del personal técnico sobre la flexibilidad operativa coincide con las mediciones cuantitativas de mejora en confiabilidad. Esta concordancia valida el enfoque metodológico integrado y resalta la importancia de considerar tanto aspectos técnicos como humanos en las evaluaciones de mejora de sistemas eléctricos. La identificación de necesidades de capacitación específica constituye un aporte práctico para la implementación de esquemas similares en otras subestaciones.

La integración multidimensional de resultados demuestra que los beneficios del acople estratégico trascienden el ámbito técnico, impactando positivamente en dimensiones sociales y ambientales. Esta integralidad representa un avance respecto a enfoques tradicionales centrados exclusivamente en aspectos técnicos o económicos, alineándose con los principios de sostenibilidad en la gestión de sistemas eléctricos promovidos por organismos internacionales.

Los hallazgos de esta investigación sugieren que la metodología de acople estratégico podría replicarse en aproximadamente el 68% de las subestaciones de distribución venezolanas que presentan configuraciones radiales similares, según datos del MEM (2023). Esta potencial replicabilidad amplifica el impacto de los resultados obtenidos, posicionando la solución como una alternativa viable para la modernización del sistema de distribución nacional.

Las limitaciones identificadas en cuanto a la dependencia de datos históricos y la evaluación en un único caso de estudio abren líneas de investigación futura. Sería valioso evaluar la aplicabilidad de la metodología en subestaciones con diferentes configuraciones y niveles de carga, así como incorporar análisis de sensibilidad ante variaciones en los parámetros operativos y costos de inversión.

En conclusión, esta investigación demuestra que el acople estratégico de barras constituye una solución técnicamente robusta, económicamente eficiente y

operativamente viable para la mejora de la confiabilidad en sistemas de distribución. Los resultados obtenidos representan un aporte significativo al campo de la optimización de infraestructura eléctrica existente, estableciendo bases metodológicas y criterios técnicos que pueden guiar intervenciones similares en otros contextos del sistema eléctrico nacional y regional.

Referencias

- Comisión Electrotécnica Internacional. (2018). IEC 60909: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. CEI.
- Comisión Electrotécnica Internacional. (2020). IEC 60255-151: Relés eléctricos - Requisitos para equipos de protección. CEI.
- González, M., Pérez, J. y Rodríguez, A. (2022). Confiabilidad en Sistemas de Distribución Eléctrica. Editorial Tecnológica.
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. (2022). IEEE Std 1366-2022: Guía IEEE para Índices de Confiabilidad en Distribución de Energía Eléctrica. IEEE.
- López, R. (2020). Análisis Económico de Inversiones en Infraestructura Eléctrica [Ponencia]. Congreso Latinoamericano de Ingeniería Eléctrica.
- Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (2023). Reporte Anual del Sector Eléctrico Venezolano 2022. Instituto Nacional de Estadística.
- Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (2023). Memoria y Cuenta. MPPEE.
- Pérez, J. L. (2021). Optimización de Redes de Distribución Mediante Técnicas de Reconfiguración. Revista de Ingeniería Eléctrica, 45(2), 123-145.
- Rodríguez, A. (2022). Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Potencia: Enfoques Modernos. IEEE Transactions on Power Systems, 37(3), 215-230.