

Aumento de la confiabilidad de las subestaciones: UASD, Matadero y Centro de Operaciones de Herrera

*Misael P. Monegro
Maestría en Gerencia de Ingeniería
Héctor J. Cruzado
Escuela Graduada
Universidad Politécnica de Puerto Rico*

Resumen — *Edesur Dominicana es una empresa de distribución de energía eléctrica, perteneciente al estado dominicano, donde su zona de operación es la parte sur de República Dominicana. Al tener en los últimos años una cantidad de averías en la zona central de la capital, la empresa tomó la decisión de estudiar el comportamiento de un área determinada. Con esto se encontraron redes con largas longitudes, circuitos sin protecciones adecuadas y problemas organizacionales. Debido a esto fueron planteadas soluciones que con análisis de factibilidad económica demostraron que son viables y llevarían a la empresa a tener un nivel alto de confiabilidad en sus subestaciones. A la vez, fueron planteadas soluciones administrativas para la mejora continua.*

Palabras Claves — *Calidad de suministro eléctrico, energía eléctrica, confiabilidad.*

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones UASD, Matadero y Centro de Operaciones de Herrera pertenecientes a la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (Edesur) actualmente contienen circuitos, en el gran Santo Domingo, República Dominicana que presentan un nivel de confiabilidad por debajo de los mínimos exigidos por los organismos regulatorios del sector eléctrico de República Dominicana. Estos niveles de confiabilidad reflejan que tan robustas y confiables están siendo las redes y si están siendo bien operadas o fueron bien diseñadas. Debido a estos bajos niveles de confiabilidad, la empresa está teniendo mayores pérdidas.

También dichos circuitos presentan altas cantidades de incidencias y fallas, las cuales pueden ser por causas atmosféricas, problemas de la red o causas desconocidas. Estas incidencias están generando pérdidas monetarias, inconformidades en

los clientes, degradación de la red y gastos extras por pagos de brigadas adicionales.

OBJETIVO

El objetivo del proyecto es disminuir la cantidad de energía no servida de los circuitos de las subestaciones que abastecen la energía de un área del gran Santo Domingo.

LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro de un sistema eléctrico de potencia, existen 4 etapas las cuales son: generación, transmisión, subtransmisión y distribución [1]. La generación es la etapa donde se convierte de alguna fuente de energía hacia energía eléctrica y esta etapa es donde están los generadores síncronos o alternadores [2]. Continúa la etapa de transmisión que es donde se transmite la energía eléctrica que sale de los puntos de generación hasta los puntos donde inicia la distribución, que son las subestaciones [2]. Por último, se encuentra la distribución, la cual es la etapa que interconecta a los consumidores finales mediante redes que viajan desde las subestaciones [2].

Todas estas etapas están interconectadas entre sí mediante las subestaciones, las cuales tienen diferentes niveles de voltaje y el elemento utilizado para esta interconexión se conoce como transformador [1]. El transformador es el responsable de transferir una cantidad de energía determinada desde un nivel de voltaje a otro, teniendo una potencia de entrada casi idéntica que la de salida, exceptuando las pérdidas de este. Para el paso de generación-transmisión se utiliza un transformador elevador y para el paso de transmisión-distribución se utiliza un transformador reductor [2].

Para que este sistema funcione debe tener un buen dimensionamiento de los equipos, saber cuál es el sistema más adecuado para la transmisión de energía, y saber cuáles son los límites operativos, entre otras cosas. También constantemente se debe buscar el aumento de la eficiencia de cada sistema, la mejora de la calidad de la energía, el control y medición correcta, y el mantenimiento de la estabilidad del sistema [1].

Esta energía eléctrica que se ha mencionado anteriormente es la consumida por los usuarios finales que pueden ser en las residencias, comercios e industrias de los diferentes países, la cual tiene una forma sinusoidal pura. Esto quiere decir que va oscilando con un extremo positivo y un extremo negativo para la onda. Esta energía también tiene una frecuencia, que para los países bajo el estándar americano es de 60 Hz o 60 oscilaciones por segundo, y para los países bajo el estándar europeo, es de 50 Hz o 50 oscilaciones por segundo. Diferentes situaciones pueden hacer que la onda o la frecuencia de la energía suministrada se vea alterada, llevando a desviaciones que pueden salirse de los establecidos por normativas estando por encima o por debajo de estas, esto último causando ausencia de energía, mal funcionamiento o daños de los equipos de los usuarios. Estas desviaciones anteriormente mencionadas son las que pueden hacer medir la calidad del servicio [3].

La calidad del servicio eléctrico es de vital importancia ya que la electricidad es una necesidad actualmente, tanto para las personas que están en sus viviendas realizando cualquier actividad, como el insumo clave para distintos procesos productivos en las industrias. Las consecuencias que tienen las interrupciones en el servicio dependen de cuál es el cliente, los cuales van desde pérdidas en las producciones de una empresa, hasta la pérdida en la conservación de los alimentos. También los problemas de calidad de servicio relacionadas a las fluctuaciones de voltaje pueden generar daños en los equipos y perjuicios económicos para los clientes [3].

La calidad del servicio puede ser medida en 2 categorías, las cuales son la calidad de la onda y la

continuidad del servicio. La calidad de la onda puede medirse mediante 2 parámetros: la frecuencia y el voltaje, y la continuidad del servicio se mide en la cantidad de horas de interrupciones del servicio dada a los clientes [3].

La calidad de la energía eléctrica depende también de la confiabilidad que pueda tener la subestación y el sistema, dado que, el suministro de electricidad deber ser confiable e ininterrumpido, libre de altos niveles de armónicos ni perturbaciones eléctricas transitorias [4]. Las fallas en la subestación afectan la disponibilidad, la calidad y la extensión del sistema eléctrico. La confiabilidad del sistema eléctrico tiene dos aspectos para su análisis que son, la adecuación del sistema y la seguridad del sistema. Donde la seguridad del sistema considera todos los elementos de protección eléctricas y todo lo posterior a una falla, mientras que la adecuación del sistema se centra en la conectividad del sistema (respaldo) [4].

METODOLOGÍA

La metodología fue desarrollada en tres etapas: la primera etapa fue el análisis técnico, la segunda etapa fue el planteamiento de mejoras y la última etapa fue el estudio de factibilidad económica.

Delimitación geográfica del estudio

Las subestaciones UASD, Matadero y Centro de Operaciones de Herrera cuentan con un radio de impacto que abarcan diversos sectores y estudiar todos los circuitos incurriría en un estudio más profundo. Por lo que se delimitó un polígono que cuenta con interrupciones irregulares y problemas persistentes.

La delimitación geográfica de los circuitos está comprendida desde la Av. Abraham Lincoln hasta la Av. Gregorio Luperón y desde la Av. José Contreras hasta la Av. 30 de mayo, según presentado en la Figura 1.

Los circuitos que alimentan la carga comprendida en esta área son:

- UASD104
- COHE102

- MATA101
- MATA102
- MATA103
- MATA104



Figura 1
Delimitación geográfica para estudio

Análisis técnico de las redes eléctricas de Edesur

En esta etapa se procedió a recopilar información sobre los circuitos, se empezó a solicitar la información a las unidades de control de energía de Edesur Dominicana y los planes de mantenimiento al sector a cargo de la operación de las subestaciones.

Para determinar parte de la confiabilidad actual con la que cuentan las subestaciones, se utilizaron los siguientes indicadores de calidad:

- **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI, por sus siglas en inglés):** está definido por la cantidad promedio de interrupciones de servicio eléctrico que ve un cliente durante un año [5].

$$SAIFI = \frac{\text{Num. total de interrupciones a los clientes}}{\text{Num. total de clientes atendidos}} \quad (1)$$

- **Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (SAIDI, por sus siglas en inglés):** está definido por la duración promedio de las interrupciones que ve un cliente durante un año [5].

$$SAIDI = \frac{\text{Sum. de duraciones de interrupciones}}{\text{Numero total de clientes}} \quad (2)$$

- **Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASAI, por sus siglas en inglés):** está definido por la relación del número total de hora de servicio que tuvo durante un año entre el total de horas demandadas por el cliente. Para determinar las horas de servicio se multiplica las 24h/día por la cantidad de días, en este caso, 24h/día * 365 días = 8760 [5].

$$ASAI = \frac{8760 - SAIDI}{8760} \quad (3)$$

Para continuar identificando la calidad de la energía, se procedió a evaluar las redes actuales, viendo así la arquitectura de red actual, la longitud de los circuitos, la demanda, entre otros aspectos que pueden afectar la calidad de la onda.

Plan de soluciones a corto y largo plazo

En esta segunda etapa fueron buscadas soluciones a corto y largo plazo, mostrando las soluciones que tienen un impacto directo hacia la calidad de suministro eléctrico, como las soluciones por etapas que deberían ser implementadas para que en conjunto se logró el objetivo del proyecto. Todas las soluciones escalonadas se mirarán desde el punto de vista administrativo y gerencial, evaluando la estructura organizacional de la empresa y el desarrollo que ha tenido la calidad de suministro en la empresa.

Estudio de factibilidad económica

En esta última etapa, se realizó un estudio de factibilidad de las soluciones planteadas y se determinó que impacto tendría en la parte económica de Edesur.

RESULTADOS

Dentro del análisis realizado a los circuitos, se encuentra que los indicadores de calidad de suministro resultaron cercano a los valores especificados por la Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana (SIE) en [5] y mostrados en la Figura 2.

LIMITES INDICADORES	ADMISIBLES	Unidad	Valor Límite
Red Global de Distribución	SAIFI	Número/mes	5
	SAIDI	Horas/mes	13
Circuito de Media Tensión	SAIFI	Número/mes	7
	SAIDI	Horas/mes	18

Figura 2
Límites de tolerancia Admisible por causas internas

El ASAI máximo permitido es de 97.54%, según se explica en (4).

$$ASAI = \frac{732-18}{732} = \frac{714}{732} = 0.9754 \quad (4)$$

Indicadores

Para calcular los valores de la Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5, se obtuvieron las diferentes causas y cantidad de disparos, el tiempo de las interrupciones, entre otros valores. Los valores de SAIFI fueron calculados con (1), para los valores de SAIDI fue utilizada (2) y para los valores de ASAI fue utilizada (3).

Tabla 1
Indicadores de calidad del circuito COHE102

Circuito	COHE102		
CAUSAS	SAIFI	SAIDI	ASAI
Distribución	0	14.42	98.03%
Generación	0	0.00	100%
Transmisión	0	2.33	99.68%
Total	0	16.75	97.71%

Tabla 2
Indicadores de calidad del circuito UASD104

Circuito	UASD104		
CAUSAS	SAIFI	SAIDI	ASAI
Distribución	0	5.00	99.32%
Generación	0	0.00	100%
Transmisión	0	0.00	100%
Total	0	5.00	99.32%

Tabla 3
Indicadores de calidad del circuito MATA101

Circuito	MATA101		
CAUSAS	SAIFI	SAIDI	ASAI
Distribución	0	14.42	98.03%
Generación	0	0.00	100%
Transmisión	0	2.33	99.68%
Total	0	16.75	97.71%

Tabla 4
Indicadores de calidad del circuito MATA102

Circuito	MATA102		
CAUSAS	SAIFI	SAIDI	ASAI
Distribución	0	5.00	99.32%
Generación	0	0.00	100%
Transmisión	0	0.00	100%
Total	0	5.00	99.32%

Tabla 5
Indicadores de calidad del circuito MATA104

Circuito	MATA104		
CAUSAS	SAIFI	SAIDI	ASAI
Distribución	0	10.45	98.572%
Generación	0	0.00	100%
Transmisión	0	0.00	100%
Total	0	10.45	98.572%

Problemáticas en redes de media tensión

Simultáneamente se realizaron análisis del comportamiento de la tensión en relación con la demanda que puedan tener cada circuito en las 24h del día de mayor demanda. A su vez, se estudió la longitud de redes de media tensión que puedan tener cada uno de los circuitos. Todo esto se puede apreciar en las Figuras 3, 4 y 5.

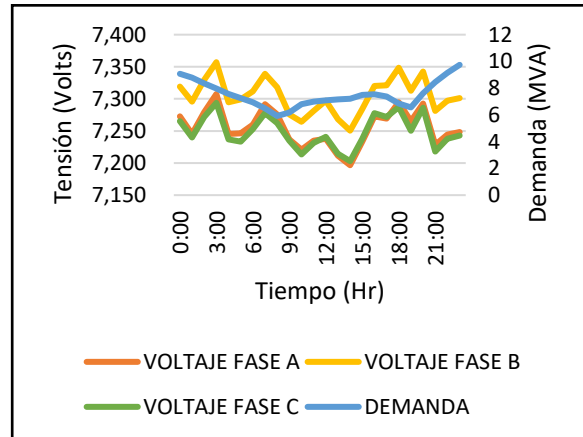


Figura 3
Comportamiento de la tensión en relación de la potencia en COHE102

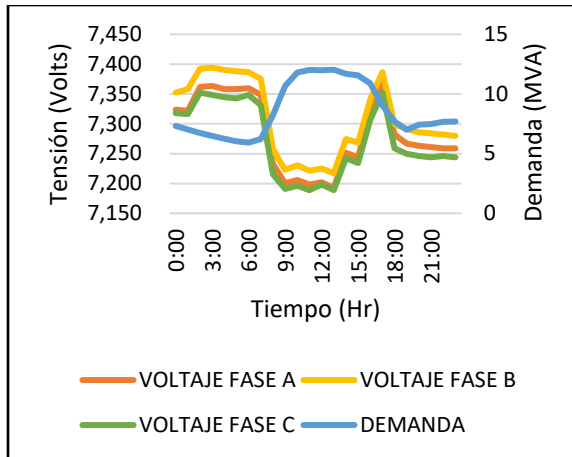


Figura 4
Comportamiento de la tensión en relación de la potencia en UASD104

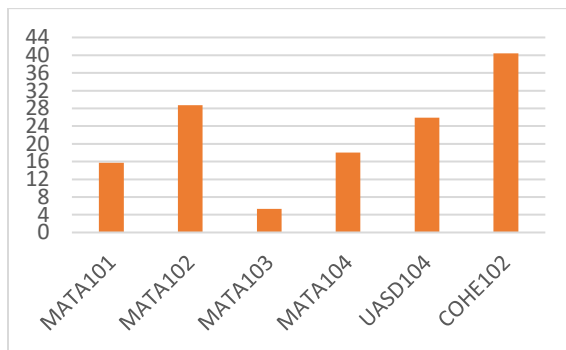


Figura 5
Longitud en km de cada circuito

Los problemas encontrados en las redes de media tensión no son tan alarmantes, dado que los niveles de tensión de los circuitos no llegan a los límites indicados por los organismos reguladores de la República Dominicana.

DISCUSIÓN

Las investigaciones y análisis de los circuitos condujeron a encontrar huecos y deficiencias en las redes de distribución y en la organización. Dentro de los problemas están:

- La ausencia de mecanismos de respaldo automático en todos los circuitos.
- Forma de mantener el servicio de manera segura, a la hora de dar mantenimiento en los interruptores de la subestación.
- Sistemas protecciones en los circuitos.

- Ausencia de planes de mantenimiento en las redes.
- Mala distribución de trabajo en la unidad de redes.
- Mala estructuración organizacional en la parte operativa.

Soluciones de impacto directo

Las soluciones a corto plazo contemplan soluciones que pueden ser implementadas en un lapso de 1-5 años, con el fin de mejorar la confiabilidad de las subestaciones estudiadas.

- **Coordinación de protecciones:** Emplear estudios de coordinación de protecciones para todos los circuitos. Esta constará con tres escalones de protección, donde el *primer escalón* se instalarán protecciones de fusibles en todos los racimos, subderivadas y derivadas, se instalará al menos 1 Interruptor Tele Controlado (ITC) al 60% de la carga del circuito y coordinar los fusibles con el ITC e Interruptor cabecera. El *segundo escalón* debe ser luego de monitorear los circuitos y ver su comportamiento, si ante fallas o averías la cantidad de cliente sin servicio sobrepasa el 30% del total, debe instalarse un segundo ITC al 30% de la carga del circuito y reajustar la coordinación de las protecciones. El *tercer escalón*, al igual que el segundo, debe realizarse luego de monitorear los circuitos. Si durante fallas o averías la cantidad de cliente sin servicio sobrepasa el 30% del total de clientes del circuito, se debe reubicar los ITC ya instalados, colocarlos al 25% y al 50% de la carga del circuito, e instalar un tercer ITC al 75% de la carga del circuito, posteriormente reajustar la coordinación de protecciones.
- **Sistemas de respaldo automático:** Ante mantenimientos mayores, fallas o averías en las subestaciones, es indispensable que los clientes se mantengan con servicio, por lo que se instalarán Interruptores Tele Controlados (ITC) en los puntos frontera de los circuitos COHE102-MATA101, COHE102-MATA102, UASD104-MATA103, UASD104-MATA102. Estos deben ser cerrados en caso de problemas

en alguna de las subestaciones y esta no pueda suplir la demanda. Con el tiempo, se recomienda crear al menos 1 punto frontera más en cada circuito con otros circuitos, ya que se debe prever que estos puntos frontera actuales puedan fallar.

- **Sistema Bypass en interruptores:** Al momento de realizar el mantenimiento de los interruptores cabecera de cada circuito, se debe desenergizar el interruptor y doblar el circuito (eso quiere decir, que se conecta el circuito al interruptor de otro circuito). Esto último puede ser una práctica que pone en peligro la integridad de otros elementos, por lo que se recomienda incorporar una salida adicional de al menos 40% de los circuitos en las subestaciones futuras, con la posibilidad que by-pasear ciertos interruptores. Estas salidas adicionales serían para incorporar un interruptor móvil el cual se acoplaría en dichas celdas y así mantener el servicio del circuito del que es alimentado el interruptor que se le esté dando mantenimiento.
- **Mejora de explotación de la red:** Como se pudo evidenciar en las Figuras 3 y 4, actualmente los circuitos tienen demandas de 10 y 12 MVA, con un conductor 477MCM AAAC, el cual puede manejar una demanda máxima de 13 MVA. Por lo que para el Plan de Respaldo se recomienda explotar los circuitos COHE102, UASD104, MATA101, MATA102, MATA103 y MATA104 a una demanda máxima de 8 MVA. Esto se debe a que, si algún circuito pueda tener problemas de alimentación o averías en el troncal, este pueda ser trasvasado a otro circuito sin necesidad de que este se sobrecargue. La creación de dos nuevos circuitos en la subestación Matadero, para absorber parte de la carga de los circuitos UASD104 y COHE102, esto con el fin de mejorar la calidad del servicio y poder trasvasar la carga de estos circuitos.
- **Mejora de asistencia de averías:** La incorporación de sistema de geolocalización en los vehículos de los supervisores de turnos en

redes, donde se visualice también las redes actuales para mejor respuesta en averías.

Soluciones de implementación escalonada

En el transcurso del proyecto, fue notable que las implementaciones de mejoras no serían 100% efectivas, esto debido a que la empresa cuenta con una estructura organizacional con deficiencias, unidades con objetivos y alcance mal diseñados, entre otros problemas. Esto llevo a que sea necesario implementar de manera escalonada algunas mejoras en la organización.

Las unidades de operación de las diferentes zonas cuentan con deficiencias a nivel organizacional, por lo que se recomienda Rediseñar las Direcciones Operativa de las Zonas 1, 2, 3 y 4. Se debe redefinir su objetivo y alcance.

Estas direcciones actualmente cuentan con personal de mantenimiento, el cual por falta de objetividad se encuentran realizando trabajos distorsionados a sus responsabilidades, por lo que se recomienda la creación de la Dirección de Mantenimiento. Esta será la responsable de ejecutar los planes de mantenimiento en toda la zona se concesión. Esta Dirección estará dividida en tres subdirecciones y una gerencia:

- La Subdirección de Mantenimiento de Potencia, la cual se encargará de la ejecución de los mantenimientos relacionados a las subestaciones, la cual recibirá el personal que actualmente pertenece a Mantenimiento de Subestaciones, y esta última dejará de pertenecer a la Gerencia de Subestaciones.
- La Subdirección de Mantenimiento de Media Tensión, la cual se dividirá en Gerencias de acuerdo con cada zona con la que cuenta la organización, esta obtendrá el personal que se encuentra actualmente en las direcciones operativas por zona, y estos serán los encargados de la ejecución de los mantenimientos a las redes de Media Tensión.
- La Subdirección de Mantenimiento de Baja Tensión, la cual se dividirá igual que la anterior, también obtendrá personal del que actualmente se encuentra en las direcciones operativa por

- zona, y serán los encargados de la ejecución de los mantenimientos a las redes de Baja Tensión.
- La Gerencia de Mantenimiento Predictivo, serán los responsables de crear los planes de mantenimiento para las 3 subdirecciones de Mantenimiento.

Luego se deben crear un nuevo departamento, La Gerencia de Protecciones y Estabilidad de la Red, dependiente del Departamento de Ingeniería. La unidad de Protecciones y Estabilidad de la Red debe ser creada al momento de la implementación de las soluciones de impacto directo, ya que se encargarán del seguimiento y mejora continua de la confiabilidad de todas las subestaciones.

Factibilidad económica

La implementación de las soluciones fue evaluada de acuerdo con el costo que tienen cada una, viendo cuanto es la energía no servida y la disminución de esta nos da la rentabilidad en el tiempo de cada una de las soluciones.

Las opciones de coordinación de protecciones y respaldo automático son viablemente posibles, como se visualiza en las Tablas 6 y 7, el tiempo de retorno es menor de 10 años y la cantidad de energía no servida se disminuye un 85%. Las opciones del sistema de bypass y la mejora de explotación de la red están siendo evaluadas por el plan de expansión que tiene previsto la empresa, por lo que no fueron incluidas en la parte de factibilidad. Las opciones escalonadas son opciones administrativas y no son tangibles, por lo que no fueron evaluadas.

Tabla 6
Resultados de factibilidad económica de la Coordinación de Protecciones

Coordinación de protección	
Inversión total (DOP\$)	30,505,000.00
VAN (DOP\$)	12,388,673.70
TIR	18.9%
Tiempo de recuperación de inversión	8 años

Tabla 7
Resultados de factibilidad económica del Respaldo automático

Sistema de respaldo automático	
Inversión total (DOP\$)	20,484,742.25
VAN (DOP\$)	26,861,898.09
TIR	30.2%
Tiempo de recuperación de inversión	4 años

CONCLUSIÓN

La implementación de las mejoras planteadas llevará claramente a la disminución de la energía no servida, por consiguiente, las subestaciones UASD, Matadero y Centro de Operaciones de Herrera aumentarán su confiabilidad, llevando la energía con mayor calidad a sus clientes. Edesur como organización deben seguir mejorando, implementado estas y otras mejoras relacionada con la calidad de suministros en todas las subestaciones en su zona de concesión. Esos pequeños déficits con los que actualmente Edesur cuenta, deben servir como motivación para evolucionar como organización, escalar al más alto nivel en las empresas de distribución. Edesur debe optar por un *Balance Scorecard* para mejorar aspectos internos, también realizar proyectos de investigación internos para mejoras.

REFERENCIAS

- [1] A. Yazdani, *Modern Distribution Systems with PSCAD Analysis*, Florida: Taylor & Francis Group, 2018.
- [2] H. Saadat, *Power System Analysis*, Milwaukee: McGraw-Hill, 1999.
- [3] A. Levy y J. J. Carrasco, «Calidad y Confiabilidad de los Servicios eléctricos en América Latina,» Banco Interamericano de Desarrollo, 2020. [En línea]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Calidad-y-confiabilidad-de-los-servicios-electricos-en-America-Latina.pdf>.
- [4] All Answers Ltd, «UKDiss,» Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://ukdiss.com/examples/reliability-analysis-substation.php>. [Último acceso: 15 Diciembre 2020].
- [5] SIE Resolución SIE-56-2002, República Dominicana: Superintendencia de Electricidad, 2002.