



Ingeniería Energética

ISSN: 1815-5901

Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Sigas Martínez, Carlos; Torres Breffe, Orlys Ernesto;
Espinosa Domínguez, Julio; Perez Baluja, Osmel
Propuesta de reconfiguración del esquema de distribución de la Zona Especial de Desarrollo Mariel
Ingeniería Energética, vol. XLV, núm. 1, 2024, Enero-Abril, pp. 34-42
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329177474004>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UAEV
redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Propuesta de reconfiguración del esquema de distribución de la Zona Especial de Desarrollo Mariel

Proporsal for reconfiguration of the distribution scheme to reduce electrical losses in Mariel

Carlos Sigas Martínez^{I,*}, Orllys Ernesto Torres Breffe^I, Julio Espinosa Domínguez^{II}, Osmel Perez Baluja^{II}

^IUniversidad Tecnológica de La Habana, La Habana, Cuba

^{II}Transilvania University of Brasov, Brasov, Romania

*Autor de la correspondencia: tartufo2019@gmail.com

Recibido: 27 de agosto de 2023

Aprobado: 12 de octubre de 2023

Este documento posee una [licenciaCreativeCommonsReconocimiento-NoComercial4.0internacional](#)



RESUMEN/ ABSTRACT

El Sistema de Distribución de la Zona Especial de Desarrollo Mariel (ZDEM) es deficiente hoy en día debido a que fue diseñado para un nivel de carga muy superior al que se encuentra trabajando. Los índices de las pérdidas eléctricas presentes en dicho esquema sobrepasaban los límites establecidos por la Unión Eléctrica de Cuba (UNE). Con el objetivo de reducir estas pérdidas, se analizaron cinco propuestas de reconfiguración de los circuitos de distribución (conexiones de los transformadores con el sistema), las cuales estuvieron encaminadas a disminuir el número de transformadores conectados en las subestaciones, que contribuían considerablemente al aumento de las pérdidas eléctricas pues estos se encontraban muy subcargados con respecto a su potencia nominal. Tras finalizar el análisis de las propuestas; el esquema eléctrico mejoró la confiabilidad, la capacidad instalada se redujo a la mitad, además de que las pérdidas totales disminuyeron por debajo del 10 %.

Palabras clave: sistemas de distribución; pérdidas eléctricas; reconfiguración de circuitos.

The Distribution System of the Zona Especial de Desarrollo Mariel (ZDEM) is deficient today because it was designed for a much higher load level than the one it works with. The indices of electrical losses in this scheme exceeded the limits established by the Unión Eléctrica de Cuba (UNE). In order to reduce these losses, five proposals for the reconfiguration of the distribution circuits were analyzed (transformer connections with the system), which were aimed at reducing the number of transformers connected in the substations, which contributed considerably to the increase in electrical losses as they were very underloaded concerning their rated power. After completing the analysis of the proposals, the electrical scheme improved reliability, the installed capacity was reduced by half, and total losses decreased.

Keywords: distribution systems; electrical losses; circuit reconfiguration.

INTRODUCCIÓN

Desde sus inicios la ZDEM se ha caracterizado por ser una de las regiones más importantes a nivel económico, tecnológico y empresarial de Cuba. Cuando se empezó a diseñar a nivel estructural, en dependencia de las inversiones de entidades nacionales y extranjeras, se planificó un elevado número de instalaciones con las más avanzadas tecnologías. Con esa idea es que se logra implementar un sistema eléctrico de gran envergadura en cuanto a cantidad, calidad y diversidad del servicio energético, llegando a contar incluso hasta con dos parques solares de poco más de 35 MW máximos entre ambos. Este estudio se desarrolla utilizando la demanda actual, pero cuando la demanda supere el 50 % de la capacidad de los transformadores se debe verificar la efectividad de la reconfiguración.

Cómo citar este artículo:

Carlos Sigas Martínez y otros. Propuesta de reconfiguración del esquema de distribución para reducir las pérdidas eléctricas en la Zona Especial de Desarrollo Mariel. Ingeniería Energética. 2024. 45 (1), enero/abril. ISSN 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Actualmente la carga que existe en el sistema eléctrico de la ZDEM es muy baja, con respecto a la gran potencia para la que fue diseñado el circuito. Siendo esta la razón principal de que las pérdidas eléctricas en la red sean de elevadas cifras, al tener conectado 130 MVA en transformadores de 110/34,5 kV debido a que las pérdidas por magnetización de los transformadores son constantes en el tiempo, y no dependen de la carga. Las pérdidas de vacío de los transformadores es otro de los problemas existentes en la red [1]. Se reflejan a nivel de esquema, producto a la gran diferencia entre carga y capacidad instalada [2]. Las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución suelen ser, por lo general, a causa de la energía que no se aprovecha y se disipa en las líneas y conductores de la propia red [3, 4]. En otro sentido, las mismas se deben al estado en que se encuentran las características físicas de los conductores y equipos que estén presentes en la red [5, 6].

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) no especifica un porcentaje determinado para las pérdidas eléctricas técnicas en los sistemas de distribución, aunque sí recomienda la media establecida en la región (Latinoamérica) es del 16 %; a nivel mundial el promedio se sitúa en el 8 %. El cableado en la instalación es otro de los problemas en este sistema debido a que es soterrado y existen demasiados conductores energizados que no tienen carga conectada y su comportamiento es similar al de los condensadores. Provocando de esta manera que se origine un efecto con características capacitivas, denominado “Ferranti” [7]. El crecimiento a nivel mundial de los sistemas eléctricos de potencia influye a su vez en el cambio climático y la contaminación del Medio Ambiente [8]. Es política de ZDEM y del país el uso de fuentes renovables de energía; por lo cual se hace necesario tomar en cuenta, en los análisis, los paneles solares que forman parte del sistema eléctrico de la ZDEM [9].

La eficiencia de un sistema de distribución depende directamente, en gran magnitud de cómo se puede mejorar el porcentaje de las pérdidas eléctricas [10, 11]. Para la reducción de las mismas se analizan diferentes medidas, siendo la reconfiguración del circuito la opción ideal [12-14]. Dicha solución conlleva el análisis de cinco variantes que se proponen en este trabajo, con el objetivo de mejorar el índice de pérdidas del sistema de distribución de la ZDEM [15]. Los esquemas estudiados son simulados y se tienen en cuenta diversos parámetros que influyen considerablemente en el porcentaje de pérdidas [16]. Entre los parámetros fundamentales analizados se encuentran la cargabilidad de los transformadores de las subestaciones y los valores nominales de las impedancias del circuito de distribución.

Cuanto menor es la cantidad de interrupciones que ocurre en un sistema, mayor confiabilidad y calidad tiene el servicio energético [17]. Mantener adecuados niveles de tensión en los terminales de los consumidores describe en gran medida si la red de distribución es confiable o no [18]. Tener confiabilidad en la red eléctrica de ZDEM es un punto clave en la realización del proyecto, debido a la importancia para el país que tiene la zona, se hace necesario que la misma cuente con un servicio ininterrumpido. Uno de los factores que pueden incidir de forma directa en este parámetro es la configuración del esquema, o de una de sus microrredes [19].

MATERIALES Y MÉTODOS

Con el objetivo de estudiar detenidamente la red eléctrica de ZDEM se hace necesario analizar el estado del sistema de distribución. Se comprueban los niveles de los parámetros como: capacidad instalada, demanda de la carga en la red, cargabilidad de los transformadores de las subestaciones y pérdidas eléctricas. Para el desarrollo de esta investigación se utilizó el método Quasi Dynamic en el software Power Factory, ello permite hacer un estudio con la demanda real promedio, tomada por cada hora del día, obtenida con los instrumentos de medición reales existentes en la planta. En la figura 1, se observa el sistema eléctrico de la ZDEM y las dos subestaciones con las que cuenta el mismo. Una primera que cuenta con dos transformadores de 25 MVA cada uno y la segunda tiene dos de 40 MVA cada uno.

El total de potencia instalada que hay en la zona es de 130 MVA debido a los transformadores de potencia. A este último se le suman los poco más de 35 MW que pueden generar los Parques Solares en horario diurno. Con respecto a la carga conectada al sistema, hay que resaltar que todos los clientes son considerados de tipo 1, es decir que salvo emergencia o catástrofe no les puede faltar el servicio eléctrico. Para poder conformar una Curva Cronológica de Carga Diaria (CCCD) se recogen los valores de potencia activa y potencia reactiva registrados por los equipos de medición de las subestaciones.

La energía contratada (en el momento de la investigación) por los clientes en la ZDEM es de aproximadamente 8 MW, por ello se afirma que la demanda interna apenas supera dicha cantidad. La subestación principal de la zona, Zonal I, es la que mayor carga tiene conectada. En la figura 2, se pueden apreciar las lecturas a lo largo de un día en los totalizadores de Zonal I.

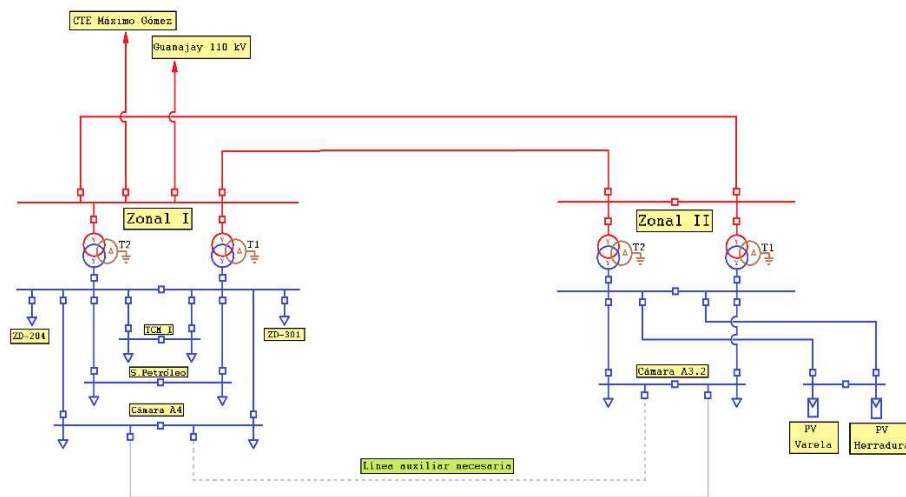


Fig. 1. Monolineal de ZDEM

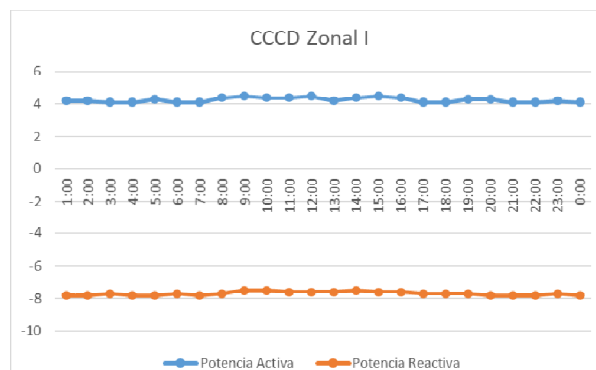


Fig. 2. Lecturas registradas de las cargas conectadas a Zonal I

Un detalle a tener en cuenta, en la figura 2, es que los valores de potencia reactiva son positivos, aunque se ven negativos en los gráficos. Lo anterior se debe a que el punto de medición de potencia reactiva en la subestación se encuentra invertido, dando valores supuestamente incorrectos. Se puede notar a través de la figura 3, las lecturas recogidas en los totalizadores correspondientes a la Zonal II. Cabe aclarar que esta subestación solamente tiene un único cliente conectado, el cual demanda una carga que puede oscilar entre 0,5 y 1 MW.

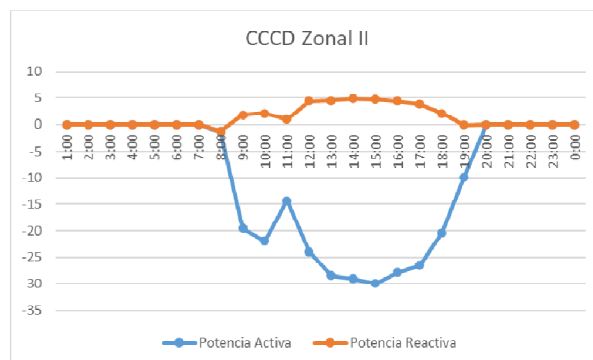


Fig. 3. Lecturas registradas en Zonal II

En la figura 3, se aprecian valores elevados de potencia activa, estos corresponden a la generación de los parques solares. Estos valores se deben a que dichos paneles se conectan al sistema de la ZDEM a través de la subestación Zonal II. Los datos anteriores dan paso a la realización del análisis del estado actual a través de la simulación de la red. La misma realiza una cantidad de flujos de cargas en un intervalo de tiempo determinado, en base a los datos insertados de los componentes del sistema. Las variables por estudiar son definidas por el usuario, por lo que a su vez este último decide que parámetros desea controlar a lo largo de la simulación. En otro sentido, se aprecian durante las simulaciones los valores de cargabilidad correspondientes a los transformadores de las subestaciones.

En el caso de los de la Zonal I se encuentran sobre el 30% y los de Zonal II apenas rebasan el 1%. Con lo anterior se demuestra que los transformadores de las subestaciones se encuentran muy subcargados con respecto a su potencia nominal, por lo que las pérdidas de los transformadores pasan a ser considerables en el esquema de distribución de la ZDEM. Las pérdidas en los transformadores son clasificadas en pérdidas de vacío, (ecuación 1), causadas por las corrientes parásitas y al fenómeno de la histéresis y las pérdidas de cobre, (ecuación 2) de los devanados provocadas por la resistencia de los devanados al circular por ella la corriente de carga, además del flujo de dispersión de los devanados y corrientes parásitas. Estas pérdidas serán mayores en dependencia de la potencia del transformador y el nivel de tensión, la suma de estas dará el total de las pérdidas eléctricas de un transformador, ecuación (3), [20]. La variación de las pérdidas de núcleo en los transformadores trifásicos es expresada en la ecuación (1), [20]:

$$P_{fet} = \left[(K_{fea})^2 + (K_{feb})^2 + (K_{fec})^2 \right] \cdot \frac{P_{fen}}{3} \quad (1)$$

Donde: P_{fet} son las pérdidas de núcleo reales totales en kW, P_{fen} son las pérdidas de núcleo nominales en kW y $K_{fea}; K_{feb}; K_{fec}$ son los coeficientes de tensión para cada fase.

Las pérdidas de cobre totales serán la suma de las pérdidas de las tres fases ecuación (2), [20]:

$$P_{cut} = P_{cua} + P_{cub} + P_{cuc} = \left[(K_{ca})^2 + (K_{cb})^2 + (K_{cc})^2 \right] \cdot \frac{P_{cun}}{3} \quad (2)$$

Donde: P_{cut} son las pérdidas de cobre totales en kW, P_{cua} , P_{cub} y P_{cuc} son las pérdidas de cobre de las fases a, b y c respectivamente en kW y P_{cun} son las pérdidas de cobre nominales.

Las pérdidas totales del transformador son ecuación (3):

$$P_{total} = P_{cut} + P_{fet} \quad (3)$$

Donde: P_{total} son las pérdidas totales del transformador en kW.

Normalmente las pérdidas del transformador son despreciables con respecto a la potencia que esta máquina sirve a las distintas cargas del sistema de potencia. Sin embargo, si un transformador de gran potencia se encuentra subcargado las pérdidas de este no deben ser despreciadas debido a que afectarán la calidad del servicio eléctrico. Las pérdidas de los transformadores, debido a la baja carga presente en el sistema, se suman a las pérdidas eléctricas de los conductores en el circuito. Es por ello, que las propuestas de reconfiguración del circuito de distribución estuvieron orientadas en esencia a la desconexión de los transformadores. Al encontrarse estos últimos subcargados aportaban en el aumento de las pérdidas eléctricas del sistema.

Partiendo de experiencias anteriores de los autores, tomando en cuenta que los transformadores de potencia estén energizados un tiempo racional y que no queden desconectados por mucho tiempo, así como teniendo presente el accionamiento de los interruptores de potencia, se analizan cinco variantes que pueden ser posibles soluciones a las pérdidas eléctricas de la red. Dichas variantes consisten en reconfigurar los circuitos que conectan los transformadores de las subestaciones con el sistema de distribución. Las mismas son:

- **Posible solución #1:** Esquema conectado por un transformador de Zonal I. Tomando como referencia la figura 1, el esquema quedaría con un solo transformador con capacidad de 25 MVA. En teoría esta debería ser la solución más apropiada desde el punto de vista técnico, puesto a que dicho transformador debe trabajar a plena capacidad. El enlace entre ambas subestaciones por 34,5 kV es necesario utilizarlo en este esquema para poder energizar las cargas conectadas a la Zonal II; por otro lado, el doble circuito de 110 kV de ambas subestaciones queda desconectado.
- **Posible solución #2:** Esquema conectado por un transformador de Zonal II. Partiendo de la figura 1 se puede apreciar cómo quedaría el esquema el cual se queda conectado a un solo transformador de 40 MVA. Se emplea el enlace por 34,5 kV para poder energizar las cargas de la Zonal I; también es utilizado el doble circuito de 110 kV para poder energizar la Zonal II.
- **Posible solución #3:** Esquema conectado por un transformador de cada Zonal. Conectando el T1 y desconectando el T2 de Zonal I y Zonal II, en la figura 1, se puede analizar cómo quedaría el esquema con dichos transformadores, de 25 y 40 MVA respectivamente. En total se tiene una capacidad instalada de 65 MVA. En dicha variante no hay necesidad de utilizar el enlace por 34,5 kV entre las Zonales; pero el doble circuito de 110 kV si tiene que estar conectado

- **Posible solución #4:** Esquema conectado por dos transformadores de Zonal I. Se conectan los dos transformadores de Zonal I, en la figura 1 se pudiera apreciar cómo sería dicha conexión. Los mismos tienen una capacidad de 25 MVA cada uno para un total de 50 MVA. Una vez más, se hace imprescindible la funcionalidad del doble circuito por 34,5 kV que actúa como enlace entre las subestaciones; aunque el de 110 kV no se utiliza.
- **Posible solución #5:** Esquema conectado por dos transformadores de Zonal II. Conectados los dos transformadores de Zonal II, la figura 1 ayuda a visualizar cómo quedaría la red. Los mismos tienen una capacidad de 40 MVA cada uno, para un total de 80 MVA. Ambos dobles circuitos tienen que estar conectados tanto el de 34,5 kV como el de 110 kV.

Para analizar los valores de las pérdidas eléctricas en cada una de las posibles soluciones, anteriormente planteadas, es necesario realizar un estudio de flujo continuado. Dicho estudio no es más que el análisis del sistema eléctrico bajo diversas condiciones con el transcurso del tiempo. Para ello es necesario el control de las lecturas de las cargas, paneles solares y demás elementos que pueden variar sus valores con la duración del experimento. En el caso del presente trabajo las variables seleccionadas a estudiar son las pérdidas eléctricas de las posibles configuraciones, con el objetivo de compararlas cada una de ellas contra las del esquema actual. Una vez obtenidos los datos necesarios se comienzan a realizar los cálculos para el análisis de forma energética de las pérdidas eléctricas. Dicha forma se lleva a cabo multiplicando la demanda de que tiene la red cada 55 minutos (debido a que así fue designado en el software) por 0,916666666666667 (valor en por unidad de 55 minutos) ecuación (4):

$$D_{MWh} = D_{MW} \cdot t_{p.u} \quad (4)$$

Donde: D_{MWh} es la demanda en MW/h, D_{MW} es la demanda en MW y $t_{p.u}$ es el tiempo en por unidad. Luego las pérdidas eléctricas en porciento se calculan ecuación (5):

$$P_{\%} = \frac{P_{MWh}}{D_{SumMWh}} \quad (5)$$

Donde: $P_{\%}$ son las pérdidas eléctricas en porciento, D_{SumMWh} es la suma de toda la demanda de la red a lo largo de un día en MW/h y P_{MWh} son las pérdidas eléctricas en MW/h.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los análisis realizados arrojan que en el caso de las pérdidas en el esquema actual aumentan, en gran magnitud, en los horarios en que los parques solares se encuentran aportando a la generación (tanto en invierno como en el verano). En la figura 4, se observa el comportamiento de las pérdidas a lo largo de un día, llegando a alcanzar un pico del 12,98636%.

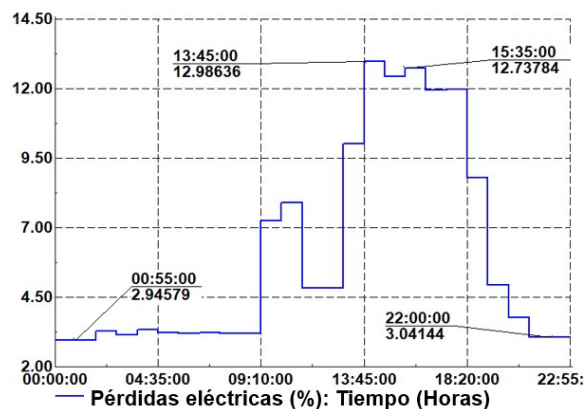


Fig. 4. Pérdidas eléctricas en el esquema actual

Con el objetivo de seleccionar la solución más eficiente, de reconfiguración del circuito, se comparan las pérdidas eléctricas de cada uno de los escenarios de las posibles soluciones con las del esquema actual. De esta forma en base a los cálculos y resultados que brinden se analizan las mejoras para la red de ZDEM. Un problema que tiene rápida solución con la reconfiguración del esquema es el de las elevadas pérdidas de vacío de los transformadores, se desconectan entre dos y tres transformadores (dependiendo el caso). Por lo cual se afirma que dichas pérdidas disminuyen, en el peor de los casos el 50 %. En la figura 5, se pueden apreciar los gráficos de las pérdidas de las cuatro primeras posibles soluciones.

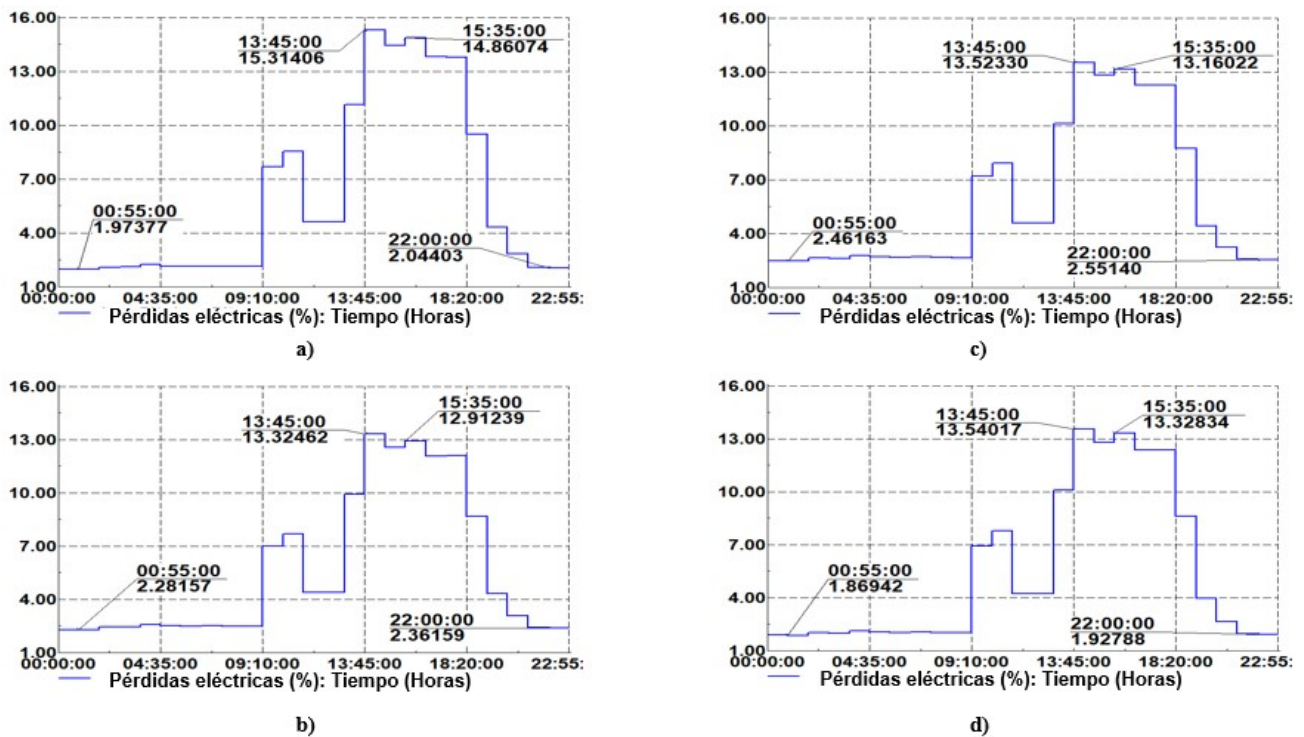


Fig. 5. Pérdidas eléctricas en las cuatro primeras posibles soluciones

En la figura 5.a), se aprecian los valores picos de pérdidas en la primera posible solución, esquema conectado por un transformador de Zonal I, las pérdidas eléctricas aumentan a las del esquema actual alcanzando un pico del 15,31406%. Entre otros motivos, ello se debe a que la energía que generan los parques solares tiene que recorrer un largo camino para llegar hasta dicha subestación. En el caso de la figura 5.b), se observan los valores picos de las pérdidas de segunda posible solución, conexión del circuito a través de un transformador de Zonal II, las pérdidas eléctricas totales disminuyen a las del esquema actual. Por otro lado, el pico de dicha posible solución es mayor, alcanzando el 13,32462 %. La figura 5.c), muestra los valores picos de las pérdidas de la tercera posible solución, conexión de todo el circuito a un transformador de cada subestación. En esta opción ocurre algo parecido que, en el caso anterior, las pérdidas eléctricas totales disminuyen, aunque no lo hace el valor pico, llegando al orden del 13,5233 %.

La figura 5.d), recoge los valores picos de pérdidas de la cuarta posible solución, esquema conectado con los dos transformadores de Zonal I, las pérdidas eléctricas totales disminuyen a las del escenario actual. Con respecto a su valor pico, este último alcanza el 13,54017 %. En la figura 6, se aprecia el comportamiento de las pérdidas eléctricas en el esquema conectado por los dos transformadores de Zonal II. En dicha posible solución se tiene el valor pico más bajo de todas las variantes, alcanzando el 12,6067 %, disminuyendo al porcentaje más alto de las pérdidas en el esquema actual.

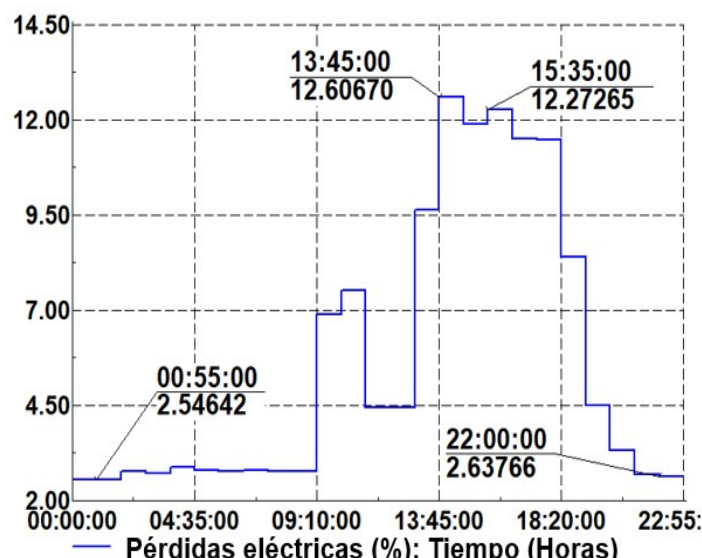


Fig. 6. Pérdidas eléctricas del esquema conectado con dos transformadores de Zonal II

En la tabla 1, se realiza la comparación de las pérdidas eléctricas de cada una de las opciones con respecto al estado actual. La misma tiene cuatro columnas de las cuales la primera muestra el porcentaje de las pérdidas de cada circuito, la segunda se refiere a la energía en MW/h de cada escenario, la tercera recoge la diferencia de las pérdidas con respecto al esquema existente, con signos (+ si aumentan y – si disminuyen), y la cuarta ofrece el porcentaje que representa esa diferencia respecto al esquema actual.

Tabla 1. Comparación de las pérdidas eléctricas en cada escenario

Pérdidas Totales en el tiempo				
Posibles soluciones	Pérdidas Totales			
	Pérdidas eléctricas (%)	MW/h	Diferencia (MW/h)	Diferencia (%)
Esquema actual	5,87	7,2351	-	-
1 TR Z1	5,83	7,1896	-0,0455	99,37
1 TR Z2	5,47	6,747	-0,4881	93,254
1 TR por cada Zonal	5,66	6,9719	-0,2632	96,362
2 TR Z1	5,29	6,5224	-0,7127	90,15
2 TR Z2	5,46	6,7339	-0,5012	93,073

La tabla 1, da como evidencias que la propuesta en la que más se disminuyen las pérdidas eléctricas de ZDEM es en la variante del esquema conectado por los dos transformadores de Zonal I. En esta reconfiguración del circuito las pérdidas totales disminuyeron en casi el 10 % con respecto a las existentes en la disposición en que está el sistema de distribución. A pesar de no ser la de menor valor pico, es la de mejor eficiencia. Con la nueva propuesta de configuración del esquema de distribución de ZDEM, se hace necesario la realización de futuros estudios en la red. Uno de los estudios a realizarse, es el análisis de las protecciones eléctricas para el mejoramiento de la confiabilidad de la red. La revisión de los ajustes de las protecciones es una tarea obligatoria debido a que los ajustes actuales no están preparados para la nueva configuración del circuito de distribución. En próximos trabajos se abordará más sobre este tema, así como se expondrán los análisis de las protecciones eléctricas en la ZDEM.

CONCLUSIONES

El sistema de distribución de la ZDEM no es eficiente debido fundamentalmente a la presencia de altos valores de pérdidas eléctricas dentro del mismo. La razón fundamental de este problema es que el sistema instalado fue diseñado para trabajar con una alta capacidad de transformación y con una red robusta; mientras que en la actualidad dicho sistema trabaja muy subcargado por la falta de industrias de gran potencia lo cual provoca el aumento de las pérdidas eléctricas en la región. La reconfiguración del circuito es la medida seleccionada para reducir las pérdidas eléctricas en la red, entre otros motivos, por su relación Beneficio/Costo y sus índices tan altos de reducción de pérdidas. Se analizaron cinco posibles soluciones en la conexión de los transformadores de las subestaciones con la red.

Las variantes son analizadas realizando estudios de flujo continuado en el sistema de distribución bajo diversas condiciones y situaciones del esquema. La variable a controlar en dichos análisis no es otra que las pérdidas eléctricas presentes en cada conexión, con el objetivo de realizar análisis en términos de energía en el esquema. Para ello también se utilizaron los datos de la demanda a lo largo de un día en el circuito actual. Luego de implementar la reconfiguración del esquema, las pérdidas eléctricas disminuyen en el 10 % aproximadamente con el circuito conectado con dos transformadores de Zonal I. Finalmente se establece dicha variante por ser la de menores pérdidas totales en el circuito de distribución, haciendo el nuevo sistema mucho más eficiente que el anterior.

REFERENCIAS

- [1] Xiangming W, *et al.* "Energy Loss Reduction for Distribution Networks with Energy Storage Systems via Loss Sensitive Factor Method". *Energies*, 2022, vol. 15, n. 15, p. 15. [Consultado el 3 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/15/5453>
- [2] Escorcía Vides IK, Kohen Morales E. "Herramienta para la estimación de pérdidas de energía eléctrica en redes de distribución". Universidad del Norte, Colombia, 2021. [Consultado el 3 de enero de 2023]. Disponible en: https://www.lareferencia.info/vufind/Record/CO_e7975b541c42b5280a6d6391a4632f5f
- [3] Menendez Ramos J, Iglesias Martínez ME. "Disminución de las pérdidas técnicas en circuito secundario del JB-287". *Avances*, 2019, vol. 21, n.2, p. 11. ISSN 1562-3297. [Consultado el 3 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/6378/637869113005/637869113005.pdf>
- [4] Pérez García D, *et al.* "Disminución de las pérdidas de energía eléctrica por distribución usando una tecnología novedosa de mediciones y control para la toma de decisiones". 2019, vol. 2, n. 34, p. 7. ISSN 1692-7257. [Consultado el 3 de enero de 2023]. Disponible en: https://revistas.unipamplona.edu.co/ojs_viceinves/index.php/RCTA/article/download/3875/2127

- [5] Indra Satrio R, Subiyanto. "Reduction Technique of Drop Voltage and Power Losses to Improve Power Quality using ETAP Power Station Simulation Model". Department of Electrical Engineering. Faculty of Engineering, Universitas Negeri Semarang. Gedung E11 Lantai 1 Kampus UNNES Gunungpati Semarang, 50229, Indonesia, March 2018, vol. 1941, n. 1, p. 13. [Consultado el 3 de enero de 2023]. Disponible en: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/1941/1/020030/770553>
- [6] Galarza Linares J, *et al.* "Evaluación de la red de distribución: conexión del vehículo eléctrico híbrido enchufable". Revista Tecnología y Marcha. 2021, vol. 34, n. 4. ISSN 0379-3982. [Consultado el 11 de febrero de 2023]. Disponible en: https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?pid=S0379-39822021000400050&script=sci_arttext
- [7] Llamo Labori HS, *et al.* "Propuesta didáctica de una maqueta interactiva para explicar el comportamiento de las líneas de transmisión de energía eléctrica". MSEL. 2020, vol. 13, n. 2, p. 15. ISSN 1988-3145. [Consultado el 11 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://polipapers.upv.es/index.php/MSEL/article/view/13339>
- [8] Vélez Quiroz AM, *et al.* "Evaluación en el uso de microrredes para la mejorar la calidad del suministro eléctrico en la Quebrada de Guillén". Ingeniería Enegetica, 2022, vol. 13, n. 2. ISSN 1815-5901. [Consultado el 30 de enero de 2023]. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012022000300001&script=sci_arttext
- [9] Perdomo Pérez CA, *et al.* "Reduction of energy losses through the integration of photovoltaic power plants in distribution networks". IET Generation, Transmission and Distribution. 2023, vol. 17, p. 12. [Consultado el 22 de julio de 2023]. Disponible en: https://www.researchgate.net/journal/IET-Generation-Transmission-and-Distribution-1751-8695/publication/372343861_Reduction_of_energy_losses_through_the_integration_of_photovoltaic_power_plants_in_distribution_networks/links/64b0d71cb9ed6874a518574a/Reduction-of-energy-losses-through-the-integration-of-photovoltaic-power-plants-in-distribution-networks.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InByb2ZpbGUiLCJwYWdlIjoicHVibGljYXRpb25Eb3dubG9hZCJ9fQ
- [10] Sampangi Sambaiah K, Jayabarathi T. "Loss minimization techniques for optimal operation and planning of distribution systems: A review of different methodologies". Electrical Energy Systems. 2019, vol. 30, n. 2, p. 48. [Consultado el 11 de febrero del 2023]. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2050-7038.12230>
- [11] Rodríguez-Salazar JE, Mercado Caruso N. "Soluciones para la mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica en Barranquilla. Revisión de la literatura". BILO. 2021, vol. 13, n. 1, p. 7. [Consultado el 1 de enero del 2023]. Disponible en: <https://revistascientificas.cuc.edu.co/bilo/article/view/3823>
- [12] Al Mahroqui YM, *et al.* "Reduction of Power Losses in Distribution Systems". World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Computer and Systems Engineering, 2012, p. 8. [Consultado el 20 de enero del 2023]. Disponible en: https://www.academia.edu/download/43855082/Energy_Losses_in_Power_System_-_Practica20160318-32673-louxihh.pdf
- [13] Barán B, Chaparro E, Benitez Cattani I. "Distribution System Operation and Expansion Planning Using Network Reconfiguration". IEEE Latin America Transactions. 2020, vol. 18, n. 5, p. 8. ISSN 1548-0992. [Consultado el 1 de enero del 2023]. Disponible en: <http://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/1753>
- [14] Mahdavi M, Romero R. "Reconfiguration of Radial Distribution Systems: An Efficient Mathematical Model". IEEE Latin America Transactions. 2021, vol. 19, n. 7, p. 1172-1181. ISSN 1548-0992. [Consultado el 10 de febrero del 2023]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9461846/authors>
- [15] Arostegui Morell J, *et al.* "Reconfiguración de bloques de carga en la red de distribución del municipio Camagüey". Ingeniería Energética. 2022, vol. 44, n. 1, p. 13-22. ISSN 1815-5901 [Consultado el 15 de febrero del 2023]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/3291/329175192002/html/>
- [16] Ayala López RA, *et al.* "Metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía en el sistema de alumbrado público del Ecuador". Energía Revista Técnica. 2020, vol. 17, n. 1, p. 8. ISSN 2602-8492. [Consultado el 20 de enero del 2023]. Disponible en: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/405>
- [17] Salazar G, Chusin L, Escobar S. "Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida". Revista Politecnica, 2015, vol. 36, n. 1. [Consultado el 3 de enero del 2023]. Disponible en: http://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/508
- [18] Barroso Campa JO, *et al.* "Estudio de reconfiguración de redes para reducir perdidas en circuitos de distribución a través de un caso de estudio". Congreso Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico. Septiembre 2021, p. 15. [Consultado el 3 de enero del 2023]. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Maykop-Perez-Martinez/publication/354508556_Estudio_de_reconfiguracion_de_redes_para_reducir_perdidas_en_circuitos_de_distribucion_a_traves_de_un_caso_de_estudio/links/613b8d7d11e9c168f2c2940d/Estudio-de-reconfiguracion-de-redes-para-reducir-perdidas-en-circuitos-de-distribucion-a-traves-de-un-caso-de-estudio.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InByb2ZpbGUiLCJwYWdlIjoicHVibGljYXRpb24ifX0

- [19] Bueno López M. "La evolución de los sistemas energéticos: retos y oportunidades para el sistema eléctrico colombiano". 2019, vol. 4, n. 3. [Consultado el 4 de enero del 2023]. Disponible en: <https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1065&context=ai>
- [20] Ruíz Pérez A, *et al.* "Evaluación probabilística de las pérdidas de transformadores de distribución considerando asimetrías y desviaciones de tensión". Ingeniería Energética. 2012, vol. 13, n.1, p. 9. ISSN 1815-5901. [Consultado el 15 de enero del 2023]. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012013000100001&script=sci_arttext&tlng=pt

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Carlos Sigas Martínez: <https://orcid.org/0009-0004-1120-9528>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo y aprobación final del artículo

Orlys Ernesto Torres Breffe: <https://orcid.org/0000-0001-7781-2611>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, revisión crítica, redacción del borrador y aprobación final del artículo.

Julio Espinosa Domínguez: <https://orcid.org/0000-0003-0696-5009>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador y aprobación final del artículo.

Osmel Pérez Baluja: <https://orcid.org/0000-0003-1857-9594>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador y aprobación final del artículo.