

OPTIMIZACIÓN DEL USO DE ACTIVOS Y PROCESOS UTILIZANDO DATOS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

PREMIO CIER DE INNOVACIÓN 2023

3er puesto CATEGORÍA DIGITALIZACIÓN

AUTORES

Luis Antonio Cordero Quesada

lcordero@coopelesca.co.cr

Jose Luis Gamboa Quesada

jgamboa@coopelesca.co.cr

EMPRESA

Cooperativa de electrificación Rural
de San Carlos R.L. (Coopelesca)

Costa Rica

Palabras clave — Automatización, Macrodatos, Optimización de activos, Redes Inteligentes, Reducción de pérdidas energéticas, Reducción emisiones CO2.

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo optimizar la capacidad instalada de transformadores de distribución, basada en la minimización de pérdidas por capacidad ociosa de transformación utilizando las bondades de la medición inteligente (AMI) y aprovechando tecnologías de macrodatos para realizar estudios de cargabilidad de transformadores de distribución, de manera que su dimensionamiento se base en consumos reales y debidamente medidos.

Buscando reducir pérdidas de energía por transformación, lo cual conlleva también reducción emisiones de CO2, sobredimensionamiento del parque instalado de transformadores, planificación y optimización de la red de distribución eléctrica; así como optimizaciones económicas por concepto de compra de equipos y aumento de inventario de equipos producto de la liberación de transformadores al momento de optimizar la red.

Se parte desde la conformación de las estructuras y flujos de datos, definiendo la metodología de cálculo y estudio de carga-bilidad y su respectivo dimensionamiento de capacidad óptima y comprobación de resultados en campo; para posteriormente definir una estrategia de cambios y optimización de la red a 5 años plazo, de manera que no solo cumpla con los objetivos técnicos sino también económicos. Alcanzando el equilibrio económico en el corto plazo y generando réditos para la empresa en el mediano plazo.

INTRODUCCIÓN

Estableciendo como una necesidad la reducción de pérdidas en el transporte de energía hasta el punto de consumo final, con el objetivo de mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico que se brinda a los asociados. Es que se identifica la problemática sobre la selección de la capacidad de los transformadores de distribución, lo cual se evidencia en una carga promedio de estos equipos por debajo del 20%, traduciéndose en una pobre explotación del transformador de distribución como activo.

Esto obliga a Coopelesca a realizar los estudios necesarios para determinar la metodología de dimensionamiento de capacidades para estos equipos, así como la herramienta de análisis actualizada y funcional para dar seguimiento al comportamiento de las redes de distribución de energía eléctrica. Con lo cual se pretende tener una capacidad instalada óptima y eficiente, manteniendo siempre las condiciones necesarias para satisfacer la demanda de nuevos servicios.

Se ha determinado que con la implementación del sistema AMI es posible construir las bases de datos que permitan realizar estudios de carga-bilidad y análisis de perfiles de consumo de los transformadores de distribución a partir del enriquecimiento de los datos proporcionados de los medidores inteligentes desplegados en campo y su enriquecimiento con la información corporativa que posee Coopelesca en otras herramientas de gestión como Open Smartflex.

Adicionalmente, por la naturaleza propia de un sistema AMI y su masiva generación de datos es necesario desarrollar los entornos de macrodatos por medio de aplicaciones informáticas no tradicionales que permitan procesar y tratar la información de manera adecuada, ágil y eficiente.

Durante el primer trimestre del año 2022 se instalaron macromedidores utilizando medidores inteligentes AMI en puntos específicos de la red de distribución, con el fin de monitorear y tipificar el perfil de consumo de estos equipos, obteniendo de esta manera una primera versión de la carga promedio de los equipos instalados en campo.

Este ejercicio permitió confirmar premisas como el uso de medidores inteligentes AMI para el seguimiento confiable de los perfiles de carga, la confirmación de una condición sobredimensionada de la capacidad instalada y por último la necesidad de establecer un método actualizado de análisis y dimensionamiento de capacidades de los transformadores de distribución utilizando como insumo el consumo real bajo el cual opera el activo.

Por lo que se llegó a la determinación de formalizar el proceso mediante el desarrollo de la infraestructura de datos, enlace de activos y desarrollo de conjuntos de datos e información que propicien el

estudio y dimensionamiento de una red convenientemente explotada.

DESARROLLO

Definición de estructura de la información en COOPELESCA

Para desarrollar correctamente el proyecto es necesario entender la Estructura de información de la empresa, definir las fuentes de datos y relaciones que existan entre las mismas.

Básicamente Coopelesca cuenta con una cartera variada de servicios para sus asociados, los cuales van desde Servicio de Electricidad, Servicio de TV, Servicio de Internet, Pólizas de Seguro, Servicio de almacenes eléctricos, entre otros. Esto quiere decir que un mismo asociado puede contar con diversos contratos de servicios proporcionados por la cooperativa, lo cual presenta como necesidad contar

con un elemento capaz de agrupar los diferentes contratos que posea un asociado pero que a su vez brinde una diferenciación entre los grupos de contratos para efectos del control y manejo corporativo; a esta Unidad Mínima de control corporativo se le conoce en Coopelesca como Producto.

Existen diferentes tipos de Productos, los cuales corresponden al tipo de servicio que se presta. Para el caso de los Servicios de Electricidad existe un Producto específico, es decir, para cada servicio de electricidad existe un Producto asignado al mismo.

A este Producto se asignan los diferentes medidores que se hayan instalado a lo largo del tiempo, así como los transformadores de instrumentación cuando se trata de mediciones indirectas.

En la **Ilustración 1**. Estructura corporativa comercial de coopelesca se muestra de manera gráfica la estructura corporativa de la información comercial de la empresa.

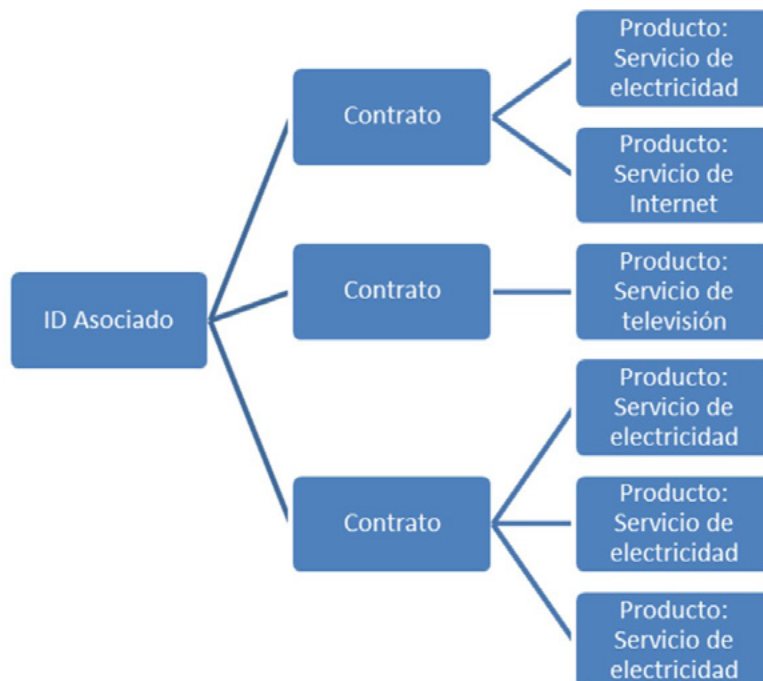


Ilustración 1. Estructura Corporativa Comercial de COOPELESCA.

En otras palabras, el Producto es el elemento central en la estructura de la información corporativa que permite ligar tanto los datos operativos de los medidores, como la información comercial cuando se trata de servicios eléctricos. Por lo que se establece como indispensable identificar la relación Producto-Transformador para construir virtualmente el transformador de distribución.

Desarrollo de tablas y modelos relacionales de datos para aplicación de técnicas de macrodatos

Esto implica que se deben crear las relaciones entre los consumos de los medidores AMI asignados en Open Smartflex a los respectivos productos y agrupar estos últimos en los transformadores co-

respondientes; es decir, crear las tablas específicas para las diferentes fuentes de datos implicadas en el desarrollo:

- AMI para obtener las mediciones de consumo
- Open Smartflex para asignar los consumos correctamente a los productos y posteriormente a los transformadores
- ArcGIS para obtener la información georeferenciada de los equipos analizados

Este desarrollo de tablas se muestra en un modelo relacional en **Ilustración 2**. Modelo relacional de fuentes de datos.

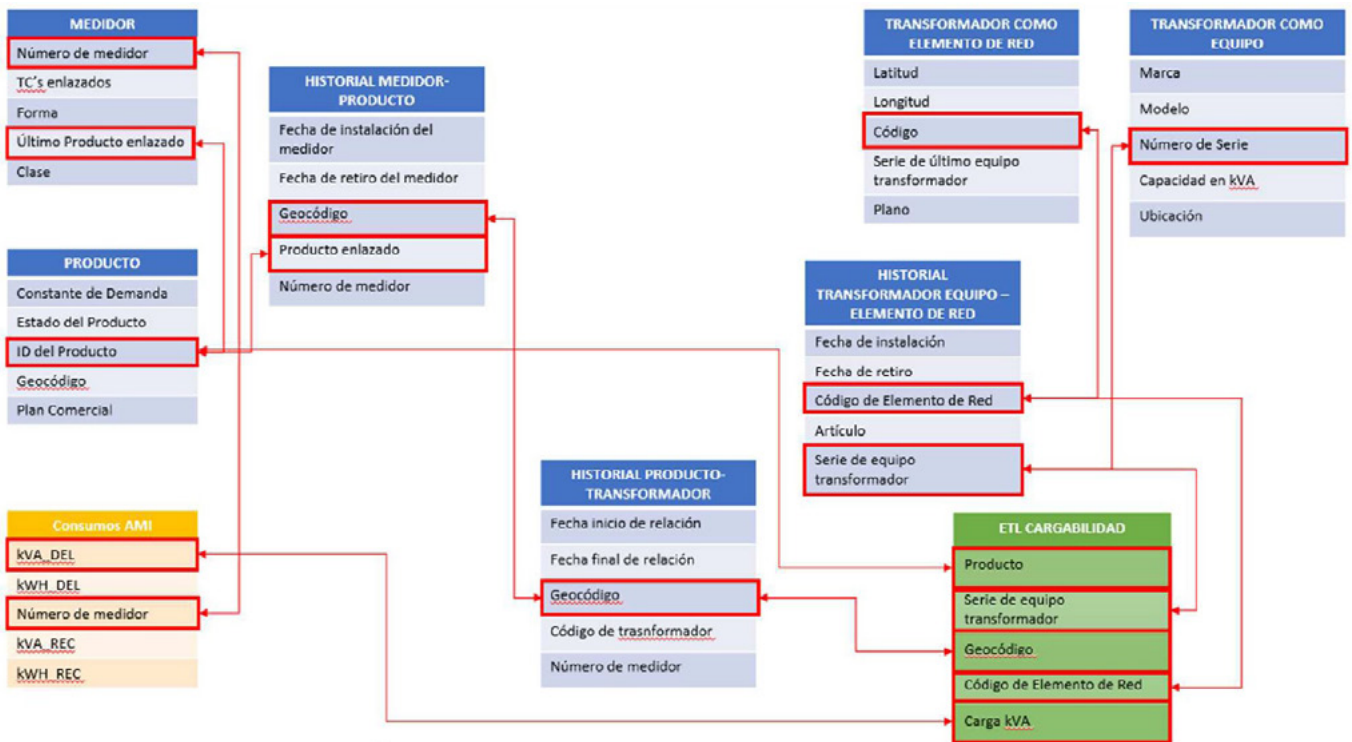


Ilustración 2. Modelo relacional de fuentes de datos.

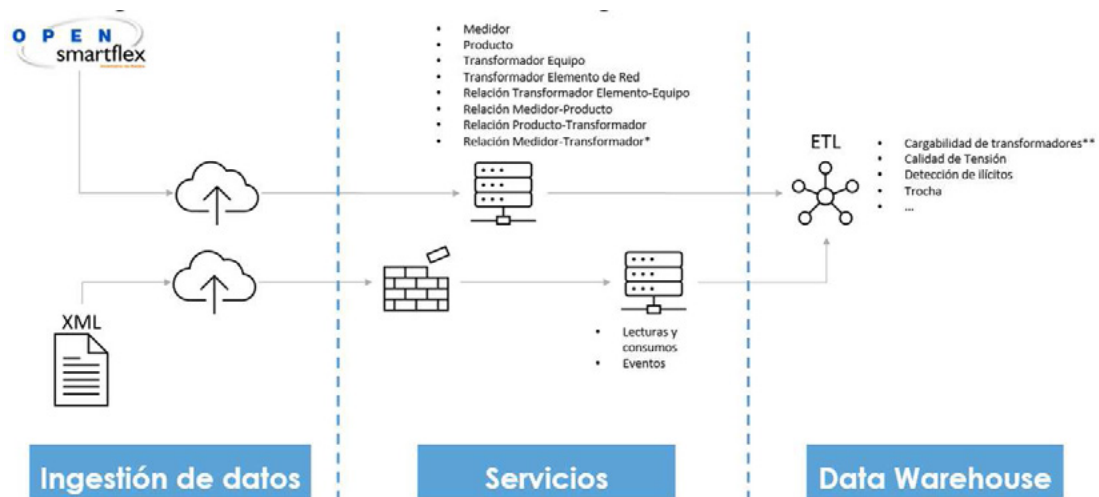


Ilustración 3. Estructura de información para uso de tecnologías Computacionales de macrodatos.

Una vez definido y construido el conjunto de tablas del modelo relacional de fuentes de datos, es posible desarrollar el Data Lake con la información relacionada y preparada para aplicar técnicas de macrodatos que permitan procesar un conjunto de datos dispuesto y definido para el caso de uso puntual de análisis de carga de transformadores.

En la **Ilustración 3.** Estructura de información para uso de tecnologías computacionales de macrodatos se muestra la estructura desarrollada para la gestión de información y la aplicación de tecnologías de macrodatos o Big Data.

Definición de método de cálculo cargabilidad de transformadores y dimensionamiento de capacidad óptima

Para la definición conceptual del método de cálculo de carga de transformadores en Coopelesca fue necesario establecer conceptos técnicos basados en Normativa comprobada y fiable, por lo que el primer documento de referencia corresponde a la Norma IEEE Std C57.91-1995 (C57.92, 1995(R2002)).

Como interpretación de esta Norma, se puede notar que los estudios de carga a transformadores se basan en la temperatura causada propiamente por las condiciones de operación, ya que la vida útil de estos equipos está ligada de manera directa con el estrés térmico al que se someten sus componentes.

No obstante, para efectos de la adaptación por parte de la cooperativa se toman conceptos más específicos, como los ciclos de carga. Partiendo de la premisa de que estos equipos operan con ciclos de carga que se repiten con un período de 24 horas.

Donde según la Norma un ciclo típico normal de carga es el que se muestra en la (C57.92, 1995(R2002)), donde se pueden observar fluctuaciones de carga a lo largo del día.

Según el documento para una carga normal o una sobrecarga planificada por encima de los valores nominales, se utiliza generalmente un ciclo de carga de múltiples etapas, lo cual permite describir el ciclo de carga del equipo como una serie de cargas constantes de corta duración, que con frecuencia se definen en ciclos de media o una hora.

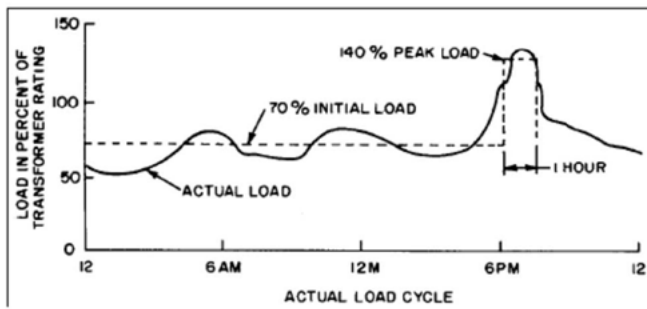


Ilustración 4. Ejemplo de ciclos de carga, tomado de (C57.92.1995(R2002)).

Como base para la definición del método se utiliza el concepto de un ciclo equivalente de dos etapas, el cual consiste básicamente en una carga previa y una carga pico. Es usual encontrar que en el ciclo de carga diario típico de un transformador se presente un período en el cual esta aumenta hasta un nivel considerablemente mayor que cualquier otro alcanzado en otro momento del día (trazo punteado de la (C57.92, 1995(R2002))).

Se dice que un transformador que suministra una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante y el efecto de esto es prácticamente el mismo que genera una carga constante promedio durante el mismo período de tiempo; por lo que con ese escenario se puede determinar una carga equivalente para todo un ciclo diario de carga, el cual se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$Carga\ Equivalente\ Diaria = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N L_i^2 * t_i}{\sum_{i=1}^N t_i}} \quad (1)$$

Donde:

L: son las diferentes etapas de carga en %, por unidad, kVA o en corriente de carga

N: es el número total de cargas consideradas en tantos períodos

t: es la duración respectiva de cada una de estas cargas en horas

Como bien se mencionó anteriormente, se adopta el método de dos etapas, por lo que las etapas de carga evaluadas corresponden al Pico equivalente de carga y al Equivalente continuo de carga previa. Los cuales se desarrollan a continuación.

Pico equivalente de carga

Corresponde a la carga eficaz (rms) obtenida por la ecuación; Error! No se encuentra el origen de la referencia. para el período limitado en el que sobreviene la mayor demanda o pico irregular. La duración estimada de este pico influye considerablemente sobre el valor de pico rms. Cuando la duración sea sobrestimada, el valor rms de pico puede considerarse por debajo de la demanda pico máxima.

Con el fin de evitar sobrecalentamientos debido a grandes y breves sobrecargas durante el pico, el valor rms para el período pico de carga no debería ser menor al 90% de la demanda máxima integral por un lapso de media hora.

Equivalente continuo de carga previa

El equivalente continuo de carga previa responde a la carga eficaz obtenida igualmente por medio de la ecuación (2) en un período elegido del día; es una buena práctica tomar períodos de 12 horas precedentes o siguientes al pico, seleccionando el mayor de estos valores así obtenidos.

Para calcular la carga previa equivalente continua de 12 horas se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N L_i^2 * t_i}{\sum_{i=1}^N t_i}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} L_i^2}{\sqrt{12}}} = 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2} \quad (2)$$

Desarrollo de conjunto de datos procesados para análisis de cargabilidad: reglas de cálculo

El primer paso para determinar la carga del transformador es la aplicación de una regla lógica, la cual evalúa el estado de los ciclos de carga de este. Cuando la cantidad de ciclos de carga sea superior a 3, el cálculo de cargabilidad se realiza utilizando la máxima potencia aparente entregada; caso contrario, si no se presenta una condición de sobrecarga en el equipo el cálculo de la cargabilidad se realiza con referencia a la potencia aparente promedio entregada por el transformador.

Una vez determinada la carga de referencia para el cálculo de cargabilidad del activo se procede a realizar el mismo según la ecuación 3 para el caso de transformadores sobrecargados y la ecuación 4 para el caso de transformadores que no presenten una condición o estado de sobrecarga.

$$Cargabilidad_{sobrecargados} = \frac{Máx(kVA_{entregados})}{kVA_{actuales}} * 100 \quad (3)$$

$$Cargabilidad_{no sobrecargados} = \frac{Prom(kVA_{entregados})}{kVA_{actuales}} * 100 \quad (4)$$

Tipificación del perfil de carga de transformadores de distribución en condición de subutilización

Dado que los transformadores en condición de sobrecarga serán evaluados según la potencia aparente máxima entregada, es necesario definir un método o referencia de carga para los equipos en condición de subutilización que no solo sea capaz de abastecer la carga promedio del perfil, sino también que contemple los valores de carga máxima presentes en los posibles picos de corta duración de este.

Es por esto que se recurre a la tipificación del perfil de carga del transformador para determinar el valor

en potencia aparente que mejor describa la condición operativa del activo. Esta tipificación del perfil de carga se calcula mediante la ecuación 5, la cual básicamente pondera la máxima potencia aparente según el promedio de la carga para cada ciclo de carga del transformador.

$$Carga\ típica_{subutilizado} = \sum_{i=1}^N \frac{Máx(kVA_{DEL_i}) * Prom(kVA_{DEL_i})}{kVA_{DEL_i}} \quad (5)$$

Margen de seguridad en capacidad de transformación por efecto de crecimiento de la demanda

Además del correcto dimensionamiento del transformador a optimizar es necesario considerar que la demanda aumentará en el futuro, por lo que el equipo final que se instale en la red no solo deberá suministrar la energía para la carga actual, sino también prever el crecimiento en número de servicios y los posibles aumentos de consumo de estos. Tomando en cuenta también que las labores de cambio de activos conllevan un costo administrativo y técnico asociado, por lo que se debe contemplar un margen de seguridad lo suficientemente amplio para que no se requiera una sustitución adicional anticipada.

Para efectos de este método se define como margen de seguridad un 40% adicional de la carga particular para cada transformador analizado.

Estimación de carga recomendada del transformador

La estimación de carga recomendada para el transformador de distribución se realiza únicamente para aquellos activos que presenten una condición de subutilización (menor al 50% de carga) o de sobrecarga (mayor al 125% de carga), por lo que igualmente deben cumplir primero alguna de estas condiciones lógicas para realizar su respectiva estimación; caso contrario, se mantiene la capacidad actual del equipo.

Cuando la cargabilidad del transformador se haya determinado en una condición de sobrecarga, la capacidad recomendada se estima según la potencia aparente máxima entregada por el equipo actual y se toma en cuenta el margen de seguridad definido; el cálculo puntual se muestra en la ecuación 6.

$$Capacidad\ recomendada_{sobrecargados} = Máx(kVA_{DEL}) * 1.4 \quad (6)$$

Para aquellos transformadores cuya cargabilidad se haya determinado en un estado de subutilización se hará el cálculo de la capacidad recomendada según la carga típica de este, igualmente se toma en cuenta el factor de seguridad definido en el método. El cálculo de dicha capacidad se muestra en la ecuación 7.

$$Capacidad\ recomendada_{subutilizados} = Carga\ típica_{kVA} * 1.4 \quad (7)$$

Capacidad de transformación de equipo a instalar

La capacidad de transformación de los equipos que se vayan a sustituir se definen según las capacidades de equipos adquiridos por Coopelesca, las cuales son: 5kVA, 10kVA, 15kVA, 25kVA, 37.5kVA y 50kVA principalmente.

Por lo que una vez estimada la capacidad recomendada esta debe responder a una capacidad disponible de activo en la cooperativa.

Resultados iniciales de análisis de carga de transformadores de distribución utilizando los datos proporcionados por el AMI

Se generó una lista de cambios recomendados, en la **Ilustración 5.** pestaña de lista de cambios recomendados, tablero de análisis de carga de transfor-

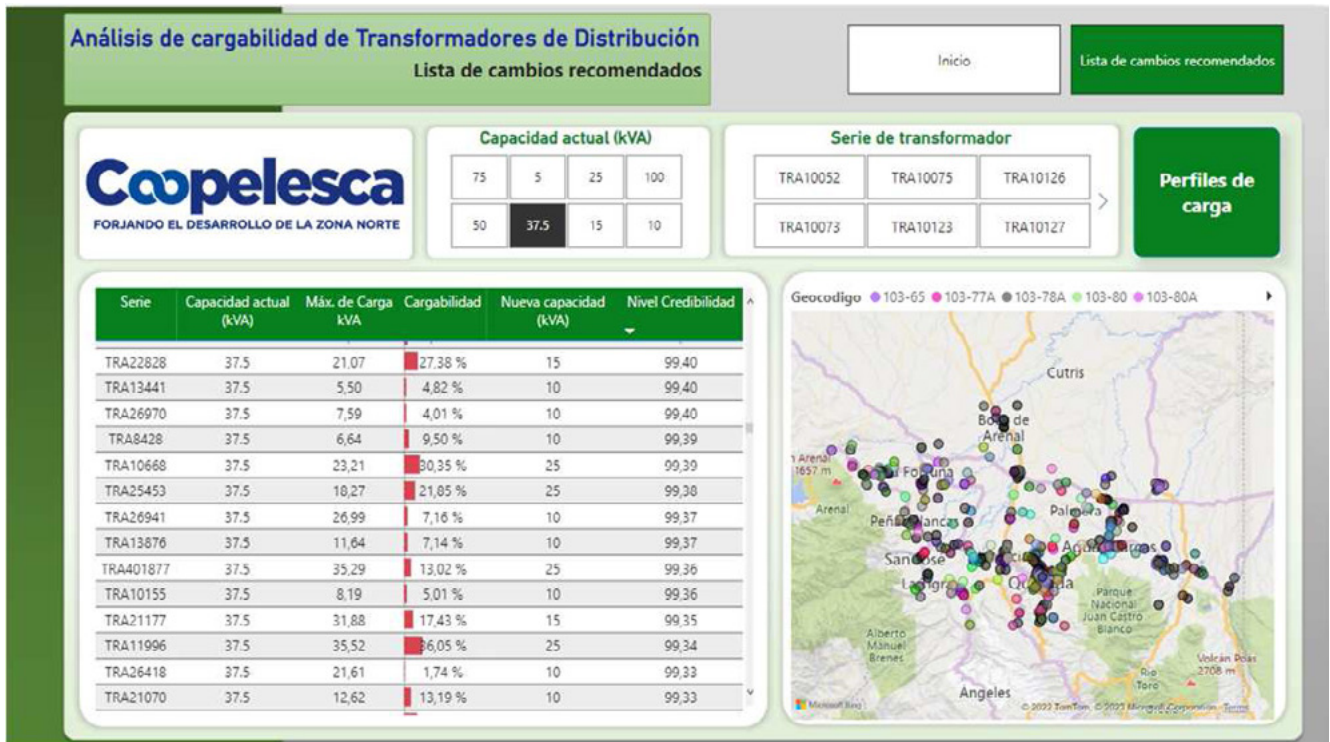


Ilustración 5. Pestaña de lista de cambios recomendados, tablero de análisis de Carga de transformadores.

madores se muestran los equipos a los que se les recomienda hacer un cambio de capacidad, por lo que aquellos equipos que se consideren en condición óptima no se incluyen en esta lista.

Ejecución de sustituciones en campo y verificación de condiciones posteriores al mismo

Con el primer barrido de análisis de carga de los transformadores instalados en la red, se extrajo y verificó una lista con más de 60 equipos a optimizar, los cuales fueron reemplazados durante el año 2022.

A continuación se muestra el análisis previo y su posterior condición una vez reemplazado para el activo instalado en el Geocódigo 158-08, ubicado en Cedral de Ciudad Quesada, San Carlos.

Las características iniciales son las siguientes:

- Serie de equipo transformador: TRA22823
- Capacidad de transformación: 37.5kVA
- Estimación de carga: 39.38%
- Condición de carga: Subutilizado
- Capacidad recomendada: 25kVA

La muestra del análisis de la herramienta de analítica desarrollada se muestra en la **Ilustración 6**. Comprobación en campo de optimización de activo, activo previo a análisis para geocódigo 158-08. Donde se evidencian tanto las características antes mencionadas, como los resultados de estimación de carga y recomendación de nueva capacidad de transformación.

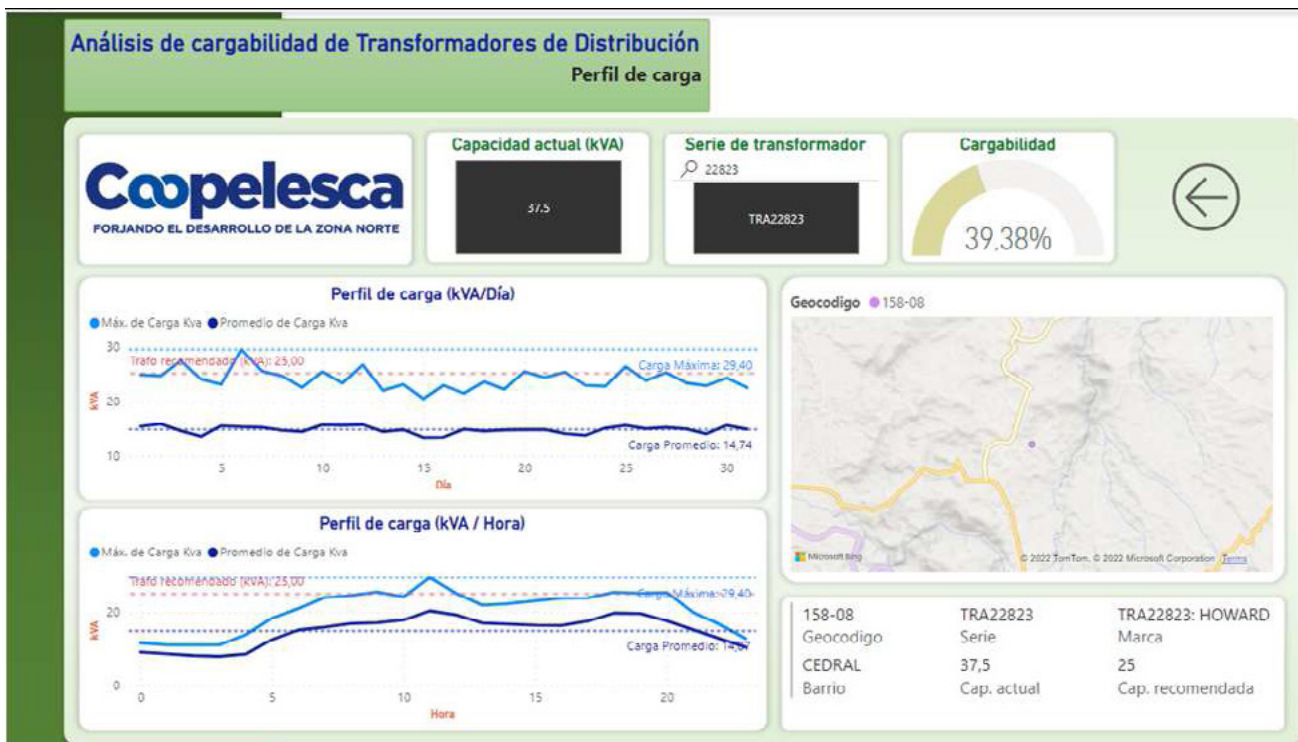


Ilustración 6. Comprobación en campo de optimización de activo, activo previo a Análisis para geocódigo 158-08.



Ilustración 7. Comprobación en campo de optimización de activo, activo posterior a análisis para geocódigo 158-08.

En la **Ilustración 7**, comprobación en campo de optimización de activo, activo posterior a análisis para geocódigo 158-08 se muestra un análisis de carga-bilidad posterior a la sustitución del activo.

Las nuevas características del punto de red son las siguientes:

- Serie de equipo transformador: TRA403516
- Capacidad de transformación: 25kVA
- Estimación de carga: 66.41%
- Condición de carga: Óptimo

Es notable que una vez realizado el análisis y ejecutado el cambio se tiene una optimización confiable del activo instalado en la red, ya que la carga del transformador está dentro de la franja declara como óptima (entre el 50% y el 80% de carga).

Proyección de sustitución de transformadores y estado actual del parque de transformadores instalados en la red de distribución

En un primer estudio de cargabilidad de equipos de transformación se analizaron 7583 activos desplegados en zona AMI de la red de distribución de Coopelesca, de donde se obtuvo como mi primer resultado una cargabilidad promedio de los transformadores del 18.89%.

Lo cual evidentemente es un estado subutilizado del parque de transformadores de la red de distribución eléctrica, mismo que actualmente representa una capacidad instalada de la muestra de 125.82MVA, y que puede llegar a optimizarse mediante la realización de 4530 cambios de transformadores monofásicos recomendados hasta una capacidad instalada de 89.22MVA. en la Ilustración 8. Resumen de transformadores monofásicos analizados se muestra un resumen de la muestra de transformadores monofásicos analizados.

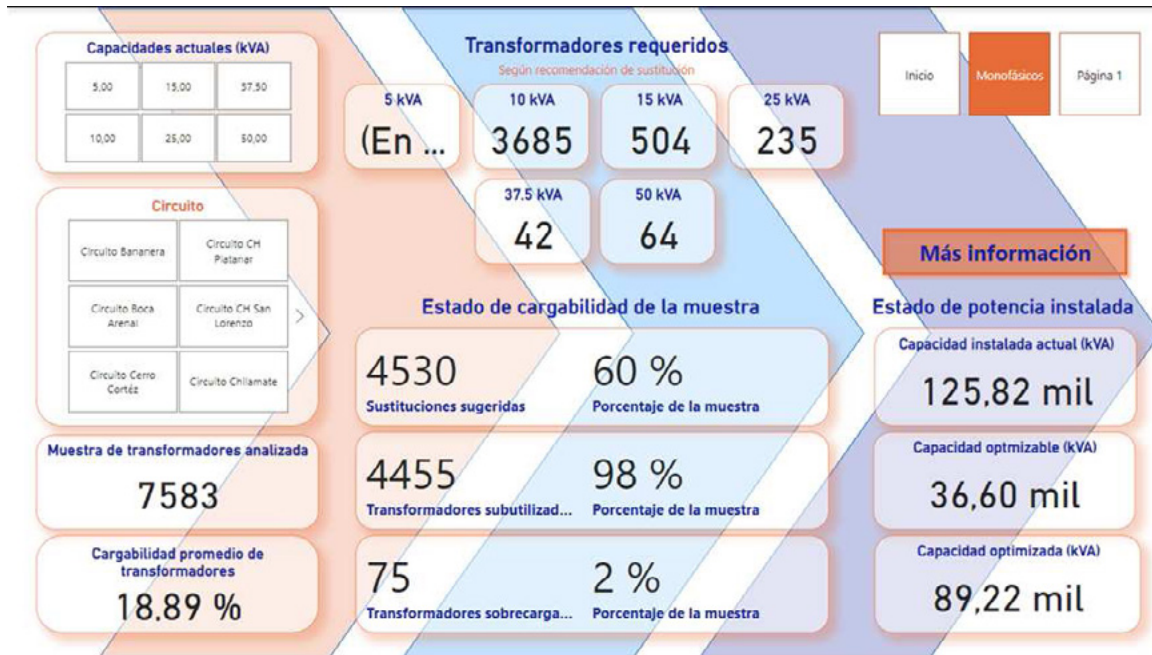


Ilustración 8. Resumen de transformadores monofásicos analizados.

Estudio de optimización de vida útil de los equipos

Para determinar el porcentaje de pérdida de vida útil respecto a la vida útil estándar de los equipos se utiliza la ecuación definida en la Norma:

$$\%Pérdida de Vida = \frac{F_{APVU} * t}{Vida\ estándar} * 100$$

Donde:

F_{APVU} : Factor de aceleración de pérdida de vida útil

t: período de carga del transformador, se asumió un período constante de 24 h.

Vida estándar: se definió en 20 años.

Al correr este análisis para los equipos sobrecargados se obtuvo una optimización promedio de vida útil de 9.9 meses; es decir, una optimización del 0.34% de su vida útil.

Lo cual da pie a determinar que si bien existe una muy ligera optimización de vida útil de los transformadores de distribución, para efecto de aportes desde el punto de vista económico es despreciable.

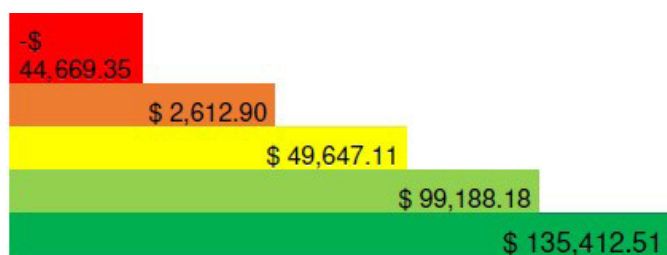
Estudio financiero de sustitución de transformadores

En la **Tabla 1. Flujo económico Escenario 2** se muestran los resultados para el estudio económico para el mejor escenario, donde se evidencia una tasa relativamente sostenida tanto en compras como en aumento de stock por liberación de activos a partir del segundo año del proyecto; manteniendo siempre por encima los montos ahorrados en compras, contra los montos de adquisición de equipos.

Montos que también contrastan con una creciente optimización de pérdidas, lo cual propicia que el flujo económico del proyecto proyecte un retorno de corto plazo.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL
Compras	-\$ 95,438.00	-\$ 175,638.00	-\$ 178,044.00	-\$ 183,658.00	-\$ 174,836.00	-\$ 807,614.00
Aumento de stock	\$ 152,763.00	\$ 324,607.00	\$ 326,131.00	\$ 333,229.00	\$ 309,505.00	\$ 1,446,235.00
Costos asociados a cambios	-\$ 120,170.46	-\$ 120,170.46	-\$ 120,170.46	-\$ 120,170.46	-\$ 120,170.46	-\$ 600,852.30
Ahorro en pérdidas	\$ 18,176.11	\$ 18,483.71	\$ 19,117.67	\$ 20,140.52	\$ 21,725.79	\$ 97,643.80
	-\$ 44,669.35	\$ 47,282.25	\$ 47,034.21	\$ 49,541.06	\$ 36,224.33	\$ 135,412.51

Tabla 1. Flujo económico escenario 2.



Bajo este escenario se alcanzaría el punto de recuperación el segundo año, que es cuando el proyecto prácticamente nivela las inversiones y los niveles de optimización económica.

Ya para el tercer año se proyectan retornos económicos importantes hasta alcanzar los \$ 135 412.51 al quinto año de estudio; esto significa que bajo la estrategia de cambios del Escenario 2 es viable tanto técnica como económicamente el proyecto de optimización de activos de transformación a partir de los datos del AMI.

Ahorros generados por optimización de procesos

La adopción de estrategias de analítica de datos sobre las variables de tensión permite identificar

desde escritorio problemas de calidad de tensión, reduciendo los costos operativos de identificación de dichos problemas y de atención de procesos de quejas y reclamos. El detalle de ahorros generados se indica a continuación:

ITEM	AHORRO
Reducción de costos por inspecciones en campo	€ 4,769,133.19
Reducción de horas de trabajo	€ 23,568,390.78
Total	€ 28,337,523.97
	\$ 52,476.90

Estudio de beneficios ambientales

Se proyectaron las reducciones en pérdidas de energía para cada caso puntual de optimización del activo, por lo que es posible calcular y proyectar la reducción de emisiones a la atmósfera producto de la ejecución del proyecto. Estos resultados se muestran en la **Tabla 2. Reducción de emisiones de CO2.**

		Toneladas CO2	
Reducción de emisiones año 1	Sobrecargados	4.92	4.93
	Subutilizados	0.01	
Reducción de emisiones año 2	Subutilizados	0.08	5.01
Reducción de emisiones año 3	Subutilizados	0.17	5.18
Reducción de emisiones año 4	Subutilizados	0.28	5.46
Reducción de emisiones año 5	Subutilizados	0.43	5.89

Tabla 2. Reducción de emisiones de CO2.

El primer resultado que salta a la vista es la importante reducción de emisiones que representa optimizar los transformadores sobrecargados, lo cual está ligado a la temperatura de operación del activo, lo cual se traduce en una mayor disipación de la energía convertida en calor.

La atención de estos equipos representa una reducción de 4.93 toneladas de CO2 que dejarían de ser emitidas a la atmósfera.

Para los años siguientes se muestra un paulatino crecimiento en la reducción de emisiones por la optimización de equipos subutilizados, hasta alcanzar al quinto año una reducción total de 5.89 toneladas de CO2.

CONCLUSIONES

- El proyecto responde a una necesidad técnica en términos de optimización de pérdidas de energía y uso eficiente de los activos.
- La medición inteligente AMI es una poderosa herramienta que permite extrapolar los beneficios a acciones de planificación y desarrollo de la red de distribución eléctrica.
- Mediante la analítica de datos y la gestión de estos en tecnologías avanzadas de macrodatos es posible detectar condiciones operativas de los activos que podrían desmejorar la calidad del servicio a los asociados, por lo que habilita una atención de los equipos de distribución de manera anticipada a las averías.
- Es posible apoyarse en herramientas digitales para la gestión de mantenimiento, diseño y planificación de la red; propiciando un despliegue del parque eléctrico óptimo y eficiente, lo cual promueve una mejora continua tanto del servicio como de la misma red de distribución eléctrica.
- Financieramente es posible obtener retornos económicos importantes en el corto plazo, siem-

- pre que se desarrolle bajo una estrategia de sustituciones controlada y enfocada en atender los casos más críticos, iniciando por las condiciones de sobrecarga y posteriormente atendiendo de manera ascendente los activos subutilizados.
- La optimización de activos impacta de manera directa a la estrategia de reducción de emisiones de CO₂, aportando reducciones de emisión de estos gases mediante la optimización de pérdidas de energía por transformación en los activos de distribución.
 - Este proyecto permite atender las necesidades de crecimiento y fortalecimiento del sistema de distribución de la cooperativa, utilizando los ahorros generados para sufragar la inversión requerida en cuanto a compra de equipos.
- Standard, A. N. (1981). *ANSI IEEE C57.92 Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers*. IEEE.
 - Vest, S. J. (1957). *Estimating kW Demand for Future Load on Rural Distribution Systems*. IEEE.

BIBLIOGRAFÍA

- C57.92, I. S. (1995(R2002)). *Guide for loading mineral oil immersed transformers*. IEEE.
- Daniel F. Martínez, A. C. (2019). *Evaluación de Modelos Térmicos usados para Estimar la Temperatura del Punto Caliente en Transformadores de Distribución*. Cali, Colombia: Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Facultad de Ingeniería, Universidad del Valle.
- Giraldo, O. (s.f.). *Nueva visión sobre carga media real de transformadores de distribución en redes latinoamericanas*. Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica.