

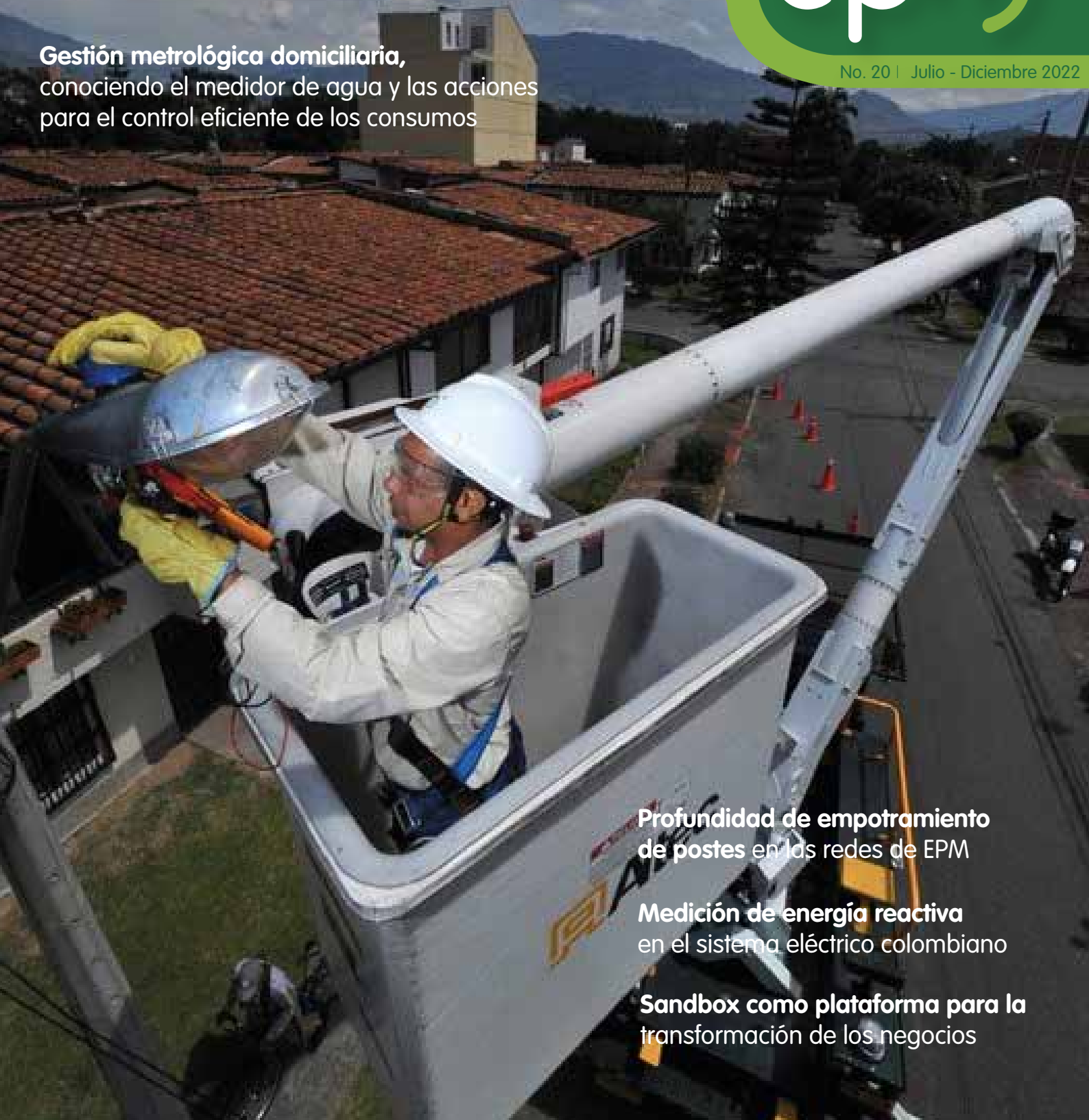
Revista

epm[®]

Publicación especializada en la gestión de servicios públicos

Gestión metrológica domiciliaria,
conociendo el medidor de agua y las acciones
para el control eficiente de los consumos

No. 20 | Julio - Diciembre 2022



**Profundidad de empotramiento
de postes en las redes de EPM**

**Medición de energía reactiva
en el sistema eléctrico colombiano**

**Sandbox como plataforma para la
transformación de los negocios**



energía | gas natural | aguas

Revista EPM No.20
Julio – Diciembre 2022
ISSN: 2145-1524

Grupo Directivo EPM:

Jorge Andrés Carrillo Cardoso

Gerente General

María Cristina Toro Restrepo

Secretaria General

Daniel Arango Ángel

Vicepresidente Ejecutivo Gestión de Negocios

Daño Amar Flórez

Vicepresidente Ejecutivo Nuevos Negocios, Innovación y Tecnología

Gabriel Jaime Betancourt Mesa

Vicepresidente Ejecutivo Proyectos e Ingeniería

Martha Lucía Durán Ortiz

Vicepresidente Ejecutivo Finanzas Corporativas e Inversiones

Carlos Israel Orduz Aguilar

Vicepresidente Generación Energía

Andrés Moreno Múnera

Vicepresidente Transmisión y Distribución Energía

Diego Humberto Montoya Mesa

Vicepresidente Gas

Santiago Ochoa Posada

Vicepresidente Agua y Saneamiento

William Giraldo Jiménez

Vicepresidente Proyectos Generación Energía

Juan Felipe Valencia Gaviria Fernández

Vicepresidente Comercial

Alejandro Jaramillo Arango

Vicepresidente Crecimiento Negocios

Adriana María Palau Ángel

Vicepresidenta Estrategia y Planeación (E)

Juliana Carolina Zapata Molina

Vicepresidenta Talento Humano y Desarrollo Organizacional

Carlos Enrique Londoño Amariles

Vicepresidenta Suministros y Servicios Compartidos

Jhonatan Villada Palacio

Vicepresidente Asuntos Legales

Mabel R. López Segura

Vicepresidente Comunicación y Relaciones Corporativas

Andrés Felipe Uribe Mesa

Vicepresidente Riesgos

Gustavo Alejandro Gallego Hernández

Vicepresidente Auditoría Corporativa

Edición y coordinación de la Revista EPM:

Carlos Mario Montoya Díaz

Dirección Desarrollo del Talento Humano

Luz Beatriz Rodas Guerrero

Dirección Desarrollo del Talento Humano

José Ignacio Murillo Arango

Gerencia Comunicación Corporativa

Paola Andrea Valencia Valencia

Gerencia Identidad Corporativa

Equipo editorial Biblioteca EPM

Amparo Elisa Peña Peña

Dahianna Elisey Moreno

Elizabeth Cristina Zuluaga Ramírez

Catalina Cardona Otálvaro

Estefanía Londoño Delgado

Alejandro Ruiz Bonilla

Diana Marcela Ramírez Betancur

Stevens Aguirre Pérez

Ana Lorena González García

Alejandra Acevedo Sánchez

Periodicidad: semestral

Solicitud de Canje a:

Biblioteca EPM

Carrera 54 No.44-48 Plaza de Cisneros

Teléfono: 3807500

Bibliotecaepm@epm.com.co

Medellín – Colombia

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Carrera 58 No. 42 – 125 Apartado 940

E-mail: epm@epm.com.co Tel: 3808080

Medellín – Colombia

www.epm.com.co

Presentación

Es de interés permanente para EPM fortalecer los vínculos con sus Grupos de Interés, en especial con la Academia y la Comunidad. La Revista EPM es el vehículo a través del cual se comparte el conocimiento producto de la implementación de los procesos relacionados con el vasto campo de la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Los artículos que se presentan en esta edición número 20 son el resultado del ejercicio diario de algunos de sus funcionarios quienes, en su deseo por transferir lo aprendido, aportan a la generación de conocimiento en bien de la sociedad.

Para abrir esta edición se presenta el artículo Gestión metrológica domiciliaria, conociendo el medidor de agua y las acciones para el control eficiente de los consumos, en el texto el autor aborda conceptos para entender la gestión metrológica domiciliaria como una estrategia para el uso eficiente del agua en acueductos urbanos.

En el artículo Profundidad de empotramiento de postes en las redes de EPM se presenta una revisión del criterio que se usa actualmente para determinar la profundidad de empotramiento de los postes que se utilizan en las redes de EPM, se analizan otras metodologías de cálculo existentes para ello, se presentan ejemplos de aplicación y se dan algunas recomendaciones prácticas para la aplicación de las metodologías analizadas en los proyectos de infraestructura que desarrolla EPM

Medición de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano. Con la introducción de las nuevas regulaciones nacionales se hace necesario la adopción de la medida de las variables energéticas en cuatro cuadrantes para así poder determinar con exactitud el valor de las energías importadas y exportadas. En este artículo el autor realiza un

acercamiento a la medida de energía reactiva, teniendo presentes las normas IEC publicadas para medidores de energía y los documentos regulatorios nacionales publicados para este tipo de energía.

En el artículo Metodología para pruebas a protecciones diferenciales de barra ante eventos de saturación empleando la herramienta de simulación y prueba Relaysimtest, los autores presentan los antecedentes asociados con la operación indeseada de las protecciones diferenciales de barra en el sistema de 13.2 kV ante fallas externas, los principios básicos de funcionamiento de la protección de barras, los fundamentos de los transformadores de corriente y la metodología propuesta para la evaluación del desempeño de las protecciones diferenciales de barra con herramientas de prueba que representen de la mejor manera las condiciones reales del sistema.

Desde otra perspectiva más organizacional, en el artículo Sandbox como plataforma para la transformación de los negocios sus autores, integrantes del Equipo Redes Inteligentes de la Gerencia Programa Trébol de EPM, cuentan cómo diversos sectores económicos, entre ellos las utilities, han venido desarrollando escenarios y ambientes de prueba que les permita habilitar nuevos negocios y servicios, los cuales a nivel mundial son denominados sandboxes o areneras; comparten la experiencia de EPM en la implementación del Sandbox el cual está diseñado para habilitar diferentes casos de uso de redes inteligentes el cual ya está a disposición del grupo empresarial.

En el artículo Conectando el campo con la oficina a través del poder de la geolocalización, su autora cuenta cómo en EPM se implementaron estas

herramientas para transformar digitalmente las operaciones de campo asociadas a la gestión ambiental y social de proyectos en 4 gestiones específicas: inventario forestal, compensaciones forestales, fauna e interventoría socioambiental. Con estas implementaciones se optimizó el flujo de trabajo de estas gestiones, ahorrando tiempo y esfuerzos de los profesionales y disminuyendo el uso del papel.

Se cierra esta edición con el artículo Aplicación de la metodología Lean Six Sigma para la optimización de procesos en EPM, en donde el autor presenta

los resultados de un piloto de aplicación de Lean Six Sigma en un proceso misional en EPM en el cual se aplicaron las diferentes etapas de la metodología DMAIC, se logró determinar el desempeño del proceso y un conjunto de alternativas de solución para aumentar la eficiencia en el mismo.

Al igual que con las anteriores ediciones de la Revista EPM, esperamos que las experiencias y aprendizajes aquí compartidos sean de utilidad en su gestión institucional y organizacional.

Comité Editorial Revista EPM



Gestión metrológica domiciliaria, conociendo el medidor de agua y las acciones para el control eficiente de los consumos

Home metrological management, knowing the water meter and the actions for efficient control of consumption

Pág. 7



Profundidad de empotramiento de postes en las redes de EPM

Pole embedment depth for EPM network

Pág. 29



Medición de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano

Measurement of reactive energy in the colombian electric system

Pág. 29



Metodología para pruebas a protecciones diferenciales de barra ante eventos de saturación empleando la herramienta de simulación y prueba Relaysimtest

Methodology for testing bus differential protection against saturation events using the simulation and test tool Relaysimtest

Pág. 43



Sandbox como plataforma para la transformación de los negocios

Sandbox as a platform for business transformation

Pág. 65



Conectando el campo con la oficina a través del poder de la geolocalización

Connecting the field with the office through the power of geolocation

Pág. 85



Aplicación de la metodología Lean Six Sigma para la optimización de procesos en EPM

Application of the Lean Six Sigma methodology for the optimization of process in EPM

Pág. 102



MEDELLIN

PROFIEDAD DE

RIDGID

Gestión metrológica domiciliaria, conociendo el medidor de agua y las acciones para el control eficiente de los consumos

Home metrological management, knowing the water meter and the actions for efficient control of consumption

Heider Jader

Isaza Ochoa

Unidad CET normalización y laboratorios, EPM

heider.isaza@epm.com.co

Resumen

Este artículo aborda conceptos para entender la gestión metrológica domiciliaria como una estrategia para el uso eficiente del agua en acueductos urbanos. Para ello se abordarán datos generales relacionados con el agua; luego se presentarán conceptos técnicos, tecnológicos y legales en cuanto al medidor de agua, los cuales permitirán conocer el medidor, su unidad de medida, múltiplos, submúltiplos y la manera

correcta de leerlo; por último se presentan las acciones que pueden llevar a lograr un uso eficiente de agua, representada en la disminución de los consumos, tales como la medición efectiva, la corrección de fugas, las restricciones legales, las campañas de información, los planes integrales de reducción, la telegestión de los consumos, el cobro por el servicio y las buenas prácticas de consumo.

Palabras clave:

Gestión metrológica, Gestión del agua, Uso eficiente del agua, Medición del agua, Protección del agua.

Keywords:

Metrological management, Water management, Efficient use of water, Water measurement, Water protection.

Introducción

El agua, el recurso natural más valioso, es quizás el que recibe menos atención. Es contaminada y desperdiciada sin reparar su importancia como fuente de vida y de sustento para cualquier ser viviente (Fuenzalida, 1991). Se encuentra en océanos, lagos, lagunas, embalses (Imagen 1), ríos; pero también en el aire, el suelo y el subsuelo. Es la fuente y el sustento de la vida, contribuye a regular el clima del mundo y con su fuerza

formidable modela la Tierra. Posee propiedades únicas que la hacen esencial para la vida. Es un material flexible: un solvente extraordinario, un reactivo ideal en muchos procesos metabólicos; tiene una gran capacidad calorífica (Fernández, 2012); además puede hallarse en tres estados físicos: líquido, sólido y gaseoso, conservando su estructura química, lo que demuestra que el agua es un recurso invaluable (Roulet, 2002).



| **Figura 1.** Embalse Guatapé.

La disponibilidad de agua dulce en todo el mundo es crítica y cada día es más compleja, debido a factores de comportamiento humano, como la contaminación, el desarrollo económico y la fuente de poder que representa para quien la posee (Agudelo, 2005).

El planeta tierra paradójicamente está cubierto o rodeado casi que por completo de agua, pero de agua salada que constituye el 97,5% del agua del planeta (figura 1), dejando así una pequeña porción

de 2.5% de agua dulce. De la porción de agua dulce disponible, el 80% se encuentra congelado y el 19% está en el subsuelo (Fernández, 2012), el agua dulce en el mundo constituye un recurso escaso, amenazado y en peligro. De acuerdo con los estudios sobre los balances hídricos del planeta solamente el 0,007% de las aguas dulces se encuentran realmente disponibles a todos los usos humanos directos. De esta pequeña porción dependen procesos sociales vitales (Toledo, 2002).

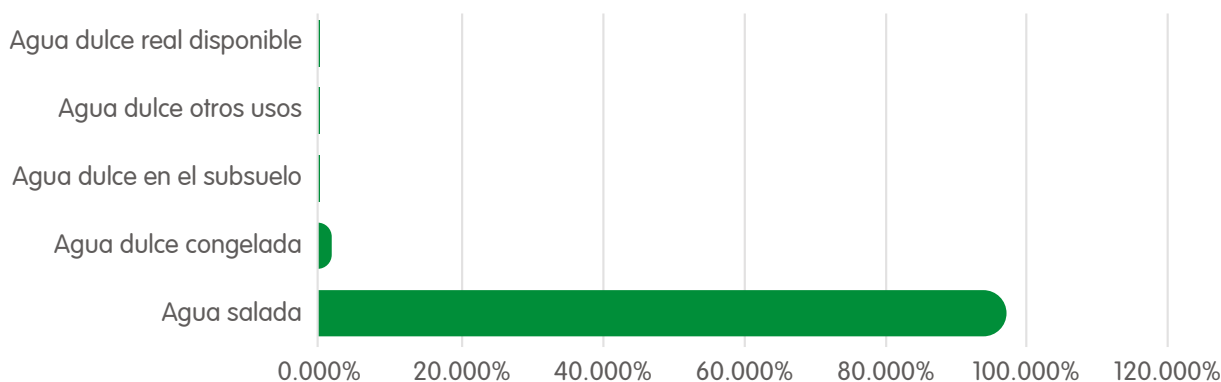


Figura 1. Agua disponible en el planeta.

Ha sido difícil conocer el valor del agua, pero no pasará mucho tiempo en el que se comience a conocer su precio, sobre todo desde que el agua se cotiza en el mercado de futuros de Wall Street, el cual busca regular su precio o cotización frente a las necesidades en un futuro cercano en California, en específico respecto al uso industrial y agrícola (Inogés, 2021).

El agua como cualquier recurso también debe ser gestionado, definiendo la gestión como la acción y efecto de administrar (Real Academia Española, s.f., a), además, definiendo la metrología como la rama de la ciencia que determina los patrones de medida y ordena los sistemas de verificación y su correcta aplicación (Real Academia Española, s.f., b). Entonces se puede decir que realizar una gestión metrológica domiciliaría al medidor de agua tiene que ver con administrar la medición de los consumos de agua en las casas.

El uso eficiente del agua trae consigo beneficios, tanto a las empresas prestadoras del servicio de agua potable y alcantarillado representado en ahorro en cuanto al desarrollo y construcción de nueva infraestructura, disminución en pérdidas comerciales, disminución de costos operativos, manejo de sequías y corte de suministro; como también a los usuarios, quienes obtienen un ahorro de dinero en el pago por la disminución en el consumo de acueducto y alcantarillado, además, trae beneficios ambientales, como la disminución de la presión en la demanda del recurso y la disminución en las descargas generadas a las fuentes hídricas receptoras (Dickinson, 2004).

Se estima que la población de América Latina se encuentra concentrada en ciudades en más de un 80%, por lo tanto, la provisión de agua es insuficiente. Más aun, el 70% de las aguas residuales no tienen tratamiento, lo cual dificulta

alcanzar el ciclo del agua, particularmente por el reúso del agua debido a su contaminación (Larios et al., 2016).

La falta de agua potable para satisfacer las necesidades diarias puede acarrear graves consecuencias para la salud. En todo el mundo, más de 2.800 millones de personas sufren la

escasez de agua potable adecuada, para consumir al menos un mes del año. Se prevé que el problema de un suministro insuficiente de agua potable segura empeore en un futuro cercano debido al cambio climático, el crecimiento de la población y el incremento de la demanda, en particular, del sector agrícola (Schindler, 2019).

1. Conociendo el medidor de agua

El medidor de agua (water meter) es un instrumento destinado a medir continuamente, memorizar y visualizar el volumen de agua que pasa a través del transductor de medición en condiciones de medición (ICONTEC, 2016). En otras palabras, es un instrumento que registra en todo momento los consumos de agua.

El medidor de agua está en contacto directo con el agua usada para todas las actividades diarias, incluso para la alimentación, por eso todas sus partes en contacto con el agua que fluye a través de él, deben estar fabricadas con materiales que se conozcan convencionalmente como no tóxicos para la salud humana, no contaminantes e inertes biológicamente (ICONTEC, 2016). Además, los medidores deben ser construidos de modo que se dificulte la realización de fraudes (ICONTEC, 2016) o lo que se conoce legalmente en Colombia como defraudación de fluidos (Córdoba, 2001).

1.1 Funcionalidad del medidor de agua

Los medidores de agua miden la variable volumen, la cual está definida como una variable física que expresa la extensión de un cuerpo en tres dimensiones, largo, ancho y alto (Real Academia Española, s.f., c), en otras palabras, la representación del volumen puede verse expresada en un cubo. El volumen es una magnitud derivada (Vocabulario Internacional de Metrología [VIM], 2004), definida en

función de la magnitud longitud, la cual es basada en el sistema internacional de unidades (International Electrotechnical Commission [IEC], 2008).

Es decir, los consumos de agua se registran y se facturan siguiendo el Sistema Internacional de Unidades (SI), adoptado por Colombia bajo la ley 33 de 1905 y con la ley 1512 de 2012, en la cual el Congreso de la República, aprobó el ingreso de Colombia como miembro pleno de la Convención del Metro, como país firmante número 84 (Superintendencia de Industria y Comercio [SIC], 2021); aclarando que a pesar de esto, un recurso como la gasolina es registrada y facturada al usuario final en volumen, pero medido en Galones, que pertenece al Sistema Anglosajón de unidades (Pérez, 2016).

1.2 La calibración del medidor de agua

El medidor de agua será entonces leído y facturado por el prestador de servicios públicos en metros cúbicos (m^3), (ICONTEC, 2016) pero un metro cúbico es mucha cantidad de agua, por eso el medidor viene con indicadores en submúltiplos de m^3 o litros, teniendo en cuenta que 1.000 litros equivalen a 1 m^3 (Pruna et al., 2017), aunque el litro no pertenece propiamente al SI, este es aceptado a título de excepción como una medida alterna de volumen, en consideración a su trayectoria histórica (Pinzón-Junca, 2021).

En el medidor de agua el indicador de metros cúbicos debe ser de color negro, los submúltiplos de metro cúbico o lo que se conoce como indicadores de litros serán de color rojo, estos indicadores siempre tendrán un movimiento siguiendo las manecillas de reloj e irán de izquierda derecha, (ICONTEC, 2016), siendo el del lado izquierdo el indicador de menor resolución, es decir aquel que es capaz de registrar mínimos volúmenes de agua, tales como 0,0001 m³, o su equivalente a 0,1 litros = (100 ml).

Cabe resaltar además que los medidores de agua son calibrados, o sometidos a ensayo de verificación del error en tres caudales Q³= Caudal permanente, Q²=Caudal de transición, Q¹= caudal mínimo (ICONTEC, 2016), el caudal es la cantidad de fluido que discurre en un determinado lugar por unidad de tiempo (Real Academia Española, s.f., d). En Colombia, los medidores de agua son calibrados en litros, teniendo en cuenta el alcance de la acreditación registrada en la página web del Organismo Nacional de Acreditación (ONAC)¹, por 26 laboratorios autorizados para la calibración de medidores de agua.

1.3 La normatividad colombiana frente al medidor de agua

La normatividad colombiana establece que el prestador de servicios está obligado a colocar medidores domiciliarios para cada uno de los suscriptores individuales del servicio de acueducto (Resolución 0330 de 2017) y que cada uno de estos medidores debe estar calibrado en laboratorios acreditados por el ONAC o por un organismo de

acreditación firmante del acuerdo multilateral de ILAC (Resolución 799 de 2021).

La definición de los intervalos de verificación o calibración de los medidores de agua debe obedecer a la especificación técnica del medidor o recomendaciones de su fabricante (Resolución 0330 de 2017).

El error máximo permitido para los medidores de agua se encuentra definido según el caudal de ensayo: para Q³= +/- 2%; Q²= +/- 2% y Q¹= +/- 5%, aunque para medidores en servicio se recomienda el doble del error, según cada caudal (ICONTEC, 2016).

1.4 Evolución normativa del medidor de agua

Los medidores de agua también han venido evolucionando, tanto en la normatividad nacional e internacional, como las especificaciones propias del medidor, pasando por la NTC 1063 de 1994, donde la clasificación de los medidores se establecía por una clase metrológica (ICONTEC, 1994), luego se presenta la NTC 1063 de 2007, donde la clasificación de los medidores se establece a través de la relación entre el caudal Q³ y el caudal Q¹ (ICONTEC, 2007), hasta llegar a la versión más actualizada NTC-ISO 4064 de 2016, con antecedente ISO 4064 y recomendación 49 de la Organización Internacional de Metrología Legal OIML donde la clasificación de los medidores se establece a través de la relación entre Q³/Q¹, pero también de Clase 1 y Clase 2, donde se evalúa diferente el túnel de error, de acuerdo a la clase seleccionada (ICONTEC, 2016).

2.

Acciones para realizar una adecuada gestión metrológica sobre los consumos de agua

Después de conocer un poco más del medidor de agua, lo siguiente es conocer las acciones que se pueden tomar para realizar una adecuada gestión metrológica sobre los consumos de agua, acciones que van desde decisiones que debe tomar el prestador de servicios públicos, el gobierno, pero

sobre todo muchas acciones que se pueden tomar desde las casas y que conllevaran a disminuir los consumos de agua, acciones que en proyectos como el de Zaragoza ciudad inteligente, han logrado ahorros muy significativos en los consumos de agua (Fernández y Viñuales, 2002).

2.1 Instalar medidores de agua

La instalación de medidores de agua en hogares o el cambio de este por tecnologías que permitan mejorar la medición y la relación metrológica (medición eficiente de caudales bajos) ha indicado una reducción en el consumo en un rango del 10% al 30% y algunas veces hasta el 50%, es decir que medir, permite que el usuario se concientice de sus consumos y tienda a mejorar sus hábitos (Terrebonne, 2005).

2.2 Cobro

El cobro de los consumos es el método más eficaz para la conservación, en comparación con otros métodos. Un aumento del 10% en el precio del agua puede ayudar a reducir en más 3.700 millones de metros cúbicos al año, tomando como referencia la ciudad de Phoenix, Estados Unidos. En hallazgos relacionados, incluir consumos de agua (a precio cero), aumenta el consumo. Esto ratifica la importancia y relación entre el precio del agua y su conservación. Todos los programas y medidas tomadas que no están relacionadas con el cobro del consumo conllevan a ahorros mínimos que van desde el 0.001% hasta 0.06%, en relación con cada instalación/mes. Se estima que el cobro del consumo real es la técnica de conservación más eficaz, eso lleva al usuario a estar consciente de sus hábitos de consumo, además de que todo lo que consuma luego lo verá reflejado en su factura (Campbell et al., 1999).

2.3 La corrección de fugas

El medidor de agua sirve para registrar en todo momento los consumos de agua, esto es provechoso a la hora de realizar una adecuada gestión de los consumos ya que permite en todo momento visualizar si hay o no hay consumos y esto ayuda a detectar y corregir fugas, ¿cómo hacerlo? – se cierran todas las llaves de la casa o unidad, se dirige al medidor de agua y se observa durante cinco minutos, y los registradores (todas las agujas o partes del medidor) deben mantenerse completamente estáticas, caso contrario se debe

comenzar a buscar esas fugas que en ocasiones son imperceptibles, tales como los goteos en sanitarios; esta acción de corrección de fugas puede llevar a un ahorro hasta de 105 litros/día en cada una de las unidades sanitarias presentes en la vivienda (Brown, 1984). Aproximadamente 6 m³ mensuales en promedio para una vivienda con dos unidades sanitarias.

2.4 Telegestión

La telegestión permite que se conozcan los consumos de agua los 365 días del año y las 24 horas del día, permite conocer en tiempo real los perfiles de consumo, la demanda por horas, los sectores donde se hace necesario aumentar las redes de distribución, la corrección temprana de fugas, pero además que el usuario se apropie de su medidor y sus consumos en tiempo real. Saber por ejemplo cuál es el día y hora donde normalmente se aumentan los consumos de agua en un hogar, si se presentan fugas o desperdicios constantes de agua. La telegestión es una herramienta de futuro que ya se viene presentando en el presente y que necesitará desarrollo, regulación y sustento tecnológico propio, pero que sin duda ayudará a la disminución de pérdidas y la gestión inteligente de los consumos de agua (Roqueta, 1997).

2.5 Dispositivos ahorradores

Por su parte, un estudio realizado en la ciudad de Zaragoza (España), muestra que instalar dispositivos ahorradores de agua ayuda en un ahorro cercano a 9,45 litros/día, mientras que una adecuada campaña de información y sensibilización pública ayuda en ahorros hasta de 13,24 litros/día (Barberán y Salvador, 2010). El uso del agua en los hogares de la ciudad de Zaragoza: investigación sobre las actitudes, la información, los equipamientos y el comportamiento de los hogares en relación con el uso del agua. Ayuntamiento de Zaragoza, Centro de Documentación del Agua y el Medio Ambiente.

En la misma ciudad se encontró un estudio que analiza el costo beneficio de la instalación de dispositivos ahorradores de agua en el

sector hotelero, concluyendo que las reformas realizadas para reducir el consumo de agua son extraordinariamente rentables. Así, con una inversión cuyo costo asciende a 14.126 € en el caso más desfavorable (y en torno a los 2.000 € en el caso más favorable) y cuya vida útil es de al menos 12 años, se obtiene un VAN (Valor Actual Neto), cuya media se sitúa en torno a los 140.000 €. En consecuencia, la tasa de rentabilidad de la inversión varía entre el 932% y el 7.022% (Barberán et al., 2012).

2.6 Las campañas de información pública

Por su parte las campañas con énfasis en la concientización en la escasez del recurso de agua, motivación y/o aprendizaje en el uso eficiente del agua y la información masiva para reducir el uso del agua tiene un porcentaje de reducción en el consumo hasta del 8% (Renwick y Green, 2000).

2.7 Planes integrales de reducción de agua

Tomando como ejemplo el Plan Integral de Ahorro de Agua (PIAA) de Cantabria, (España), plan de ahorro que tomó aspectos relevantes como los recursos locales, las redes de distribución, los medidores, las comunicaciones, revisión del sector residencial, revisión del sector comercial, revisión del sector turístico, revisión del sector industrial, revisión del sector oficial, revisión de las tarifas, creación de base de datos y normatividad.

Como resultado se logró un ahorro total estimado de más de 14.000.000 m³/año entre los años 2006 y 2008 y por consecuencia del consumo doméstico, al que se han dirigido la mayor parte de actuaciones del Plan en su vertiente comunicativa. Durante el mismo periodo, la dotación de agua por habitante pasó de 416 litros por habitante/ día en 2006 a 347 litros por habitante/ día en 2008. Es decir, se obtuvo un ahorro cercano al 20%, dado que se pasó de un consumo promedio mensual de 12.48 m³ a 10.41⁽³⁾ (Ecodes, 2012).

2.8 Las restricciones

Estudios realizados en la evaluación de programas de ahorro en California, Estados Unidos y sus efectos en el consumo de agua residencial demuestran que las restricciones como la prohibición en ciertos usos de agua, por ejemplo, lavado de aceras, riego en jardines durante horas pico de evapotranspiración, entre otros, tiene reducciones en los consumos hasta del 29% (Renwick, y Green, 2000).

El concepto de evapotranspiración fue introducido por primera vez por Charles Thornthwaite (1948), quien la definió como la máxima cantidad de agua que puede evaporarse desde un suelo completamente cubierto de vegetación, que se desarrolla en óptimas condiciones, y en el supuesto caso de no existir limitaciones en la disponibilidad de agua (Zaragozí et al., 2016). "La evaporación es el proceso por el cual el agua líquida se convierte en vapor de agua (vaporización) y se retira de la superficie evaporante (remoción de vapor). El agua se evapora de una variedad de superficies, tales como lagos, ríos, caminos, suelos y la vegetación mojada" (Gómez y Cadena, 2018, p.6), la recomendación sería que no se rieguen los jardines entre las 10 de la mañana y las 4 de la tarde que es el espacio de tiempo en el que se presenta mayor radiación (Moncada, 2003).

2.9 Buenas prácticas de consumo en los hogares

A continuación, se presentan algunas prácticas que pueden ayudar a disminuir los consumos de agua (Tabla 1) presentado en el artículo Eficiencia en el consumo de agua de uso residencial de la Revista Ingenierías de la Universidad de Medellín (Manco et al., 2012).

2.9.1 Lavamanos

- Utilizar un vaso para cepillarse los dientes o afeitarse y no dejar correr el agua mientras se realizan estas actividades.
- Cerrar bien la llave cuando se enjabona las manos y después de utilizarla.
- Instalación de aireadores, lo que permite reducir el flujo de agua.

2.9.2 Duchas

- Cerrar la llave mientras se enjabona. Tomar baños cortos (5 minutos).
- Cuando se hace uso de agua caliente, se recomienda usar un balde para recoger el agua mientras se nivela la temperatura, luego reutilizarla en otras actividades.
- Los interruptores de caudal para duchas permiten interrumpir el caudal mientras se enjabona, sin que al reanudarlo se deba regular la temperatura nuevamente.
- Instalar una regadera con reductor de caudal o cabezal ahorrador.

2.9.3 Lavaplatos

- Para lavar los alimentos se recomienda llenar un recipiente de agua en el cual se laven las frutas y verduras, siendo esta agua usada posteriormente para regar las plantas.
- Se recomienda por un lado agrupar la loza para lavar y por otro, llenar el lavaplatos para enjabonar y volver a lavar solo con agua.

- Cerrar bien la llave mientras se enjabonan los platos y después de utilizarla.
- Descongelar los alimentos ya sea en la nevera o sacándolos desde la noche anterior y no bajo el grifo.
- Usar lavavajillas con su máxima capacidad.
- Instalación de aireadores al tubo terminal, reduciendo el flujo.

2.9.4 Lavadoras

- El ahorro se consigue poniendo cargas completas de ropa y usando los niveles de agua necesarios para una correcta operación.
- El agua de descarga de la lavadora puede ser reusada actividades, como limpieza de pisos, patios, inodoros y riego de jardines.

2.9.5 Lavado de vehículos

- Se recomienda hacerlo con un balde y un trapo.
- Se recomienda NO hacer este lavado con manguera directamente.
- Lavar el auto en lavaderos automáticos, preferiblemente en los que reciclan el agua.
- Ahorro de 75 litros en relación con el lavado con manguera.

2.9.6 Lavado de la acera

- Usar escoba y un balde con agua, en lugar de una manguera para limpiar la acera.
- Aprovechar el agua lluvia para hacer esta actividad.

Punto de atención	Ahorro máximo logrado en este punto
Lavamanos	70%
Duchas	67%
Lavaplatos	86%
Lavadora	80 litros en cada uso
Lavado de vehículos	75 litros menos con respecto al uso de manguera
Lavado de acera	300 litros en cada uso

| **Tabla 1.** Ahorros máximos en puntos críticos del hogar.

Conclusión

Para el manejo adecuado del agua no hay una fórmula mágica que permita tomar una acción y determinar que con esta fue suficiente, dado que como especie y parte de un ecosistema todas las actividades naturales, sociales y económicas dependen en gran medida del uso del agua. Son necesarias acciones individuales, acciones en los hogares, en la sociedad, pero también son necesarias acciones colectivas, jurídicas y gubernamentales que lleven a disminuir los

consumos de agua y los desperdicios de esta en todos los ámbitos de la sociedad. Cada cosa que hace el ser humano tiene un impacto sobre el agua, todas las decisiones que hoy se tomen tendrán un impacto para el futuro, agua hay y todavía se tiene acceso a ella en muchas regiones, pero también puede convertirse en un recurso que se agota si precisamente no se toman esas acciones desde ahora.

Notas al final

¹ ONAC – Organismo Nacional de Acreditación (2022) Consultado el 2022-08-04 en <https://rb.gy/icjlyz>

Esquema de acreditación: Laboratorios de calibración (LAC). Magnitud o área: Volumen; Tipo de calibración: Medidores para agua.

Referencias

- Agudelo, R. M. (2005). El agua, recurso estratégico del siglo XXI. *Revista Facultad Nacional de Salud Pública*, 23(1), 91-102.
- Barberán, R., Egea, P., Salvador, M., y de Rentería, P. G. (2012). *Análisis Coste-Beneficio de la introducción de dispositivos ahorradores de agua. Estudio de un caso en el sector hotelero. Documentos de trabajo*, (4). <https://rb.gy/vl1wwk>
- Barberán, R. y Salvador, M. (2010). *El uso del agua en los hogares de la ciudad de Zaragoza:*

investigación sobre las actitudes, la información, los equipamientos y el comportamiento de los hogares en relación con el uso del agua. Ayuntamiento de Zaragoza. <https://rb.gy/tkfmpz>

- Brown, C. (1984). *Residential Water Conservation Projects: Summary Report*. United States. Division of Building Technology.
- Campbell, H. E., Larson, E. H., Johnson, R. M., y Waits, M. J. (1999). *Some best bets in residential water conservation: result of multivariate regression analysis, City of Phoenix, 1990-1996*. Morrison Institute Report.
- Córdoba, M. (2001). La defraudación de fluidos en la legislación penal colombiana. *Derecho Penal y Criminología*, 22, (73), 103–116.
- Dickinson, M. (2-4 de abril de 2004). The Multiple Benefits of Water Efficiency: Environmental Improvements to the Watershed. *En II International Conference Efficient Use and Management or Urban Water Supply*. International Water Association. Tenerife, Islas Canarias, España.
- ECODES, (2012). *Planes Integrales de Ahorro de Agua de Cantabria*. <https://rb.gy/hj20ue>
- Fernández, C., A. (2012). El agua: un recurso esencial. *Química Viva*, 11(3), 147-170. <https://rb.gy/6kce2t>
- Fernández, J. M. y Viñuales, V. (2002). Zaragoza, ciudad ahorradora de agua: 50 buenas prácticas. En: del Moral, L. *La directiva marco del agua: realidades y futuros (comunicaciones)*. (pp.571 – 581). Universidad de Sevilla
- Fuenzalida, H. L. (1991). El agua como recurso y la salud. *Boletín de la Oficina Sanitaria Panamericana (OSP)*, 111(4), 371 – 375.
- Gómez, J. y Cadena, M. (2018). Validación de las fórmulas de evapotranspiración de referencia (ET_o) para Colombia. IDEAM. <https://rb.gy/g3uf0m>
- ICONTEC (1994). Medición del flujo de agua en conductos cerrados. Medidores para agua potable fría. (NTC 1063)
- ICONTEC (2007). Medición del flujo de agua en conductos cerrados a sección llena. Medidores para agua potable fría y agua caliente. (NTC 1063)
- ICONTEC (2016). Medidores de agua potable fría y agua caliente. (NTC ISO 4064)
- Inogés, C. (2020). El agua en Wall Street. *Vida Nueva*, (3206), 7.
- International Electrotechnical Commission. (2008). Quantities and units - Part 14: Telebiometrics related to human physiology. (IEC 80000-14)
- Larios F., González, C y Morales, Y. (2016). Las aguas residuales y sus consecuencias en el Perú. *Saber y hacer*, 2(2), 8-25. <https://rb.gy/hwdr7b>
- Manco, D., Guerrero, J. y Ocampo, A. (2012). Eficiencia en el consumo de agua de uso residencial. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 11(21), 23-38.
- Moncada, J. (2003). La radiación ultravioleta y la piel del deportista. *Revista Educación*, 27(2), 165-172.
- Pérez, R. (2010). Posible origen astronómico de las unidades de longitud del sistema inglés. *Epistemus. Ciencia, tecnología y salud*, 4(9), 83-88.
- Pinzón-Junca, A. (2021). Litro. *Acta Médica Colombiana*, 46(1). <https://doi.org/10.36104/amc.2021.2118>
- Pruna, E., Andaluz, V., Molina, C., Lara, R., Naranjo, C., y Escobar, I. (2017). Medidor digital de agua potable con comunicación inalámbrica. *UTCiencia*, 3(2), 85-94. <https://rb.gy/pfkz4h>
- Real Academia Española. (s.f. a). Gestión. En *Diccionario de la lengua española*. Recuperado el 25 de octubre de 2021, de Tomado de: <https://dle.rae.es/gesti%C3%B3n>

- Real Academia Española. (s.f. b). Metrología. En Diccionario de la lengua española. Recuperado el 25 de octubre de 2021, Tomado de: <https://dpej.rae.es/lema/metrolog%C3%ADa>
- Real Academia Española. (s.f. c). Volumen. En Diccionario de la lengua española. Recuperado el 25 de octubre de 2021, Tomada de: <https://dle.rae.es/volumen>
- Real Academia Española. (s.f. d). Caudal. En Diccionario de la lengua española. Recuperado el 25 de octubre de 2021, Tomado de: <https://dle.rae.es/caudal>
- Renwick, M. E., y Green, R. D. (2000). Do residential water demand side management policies measure up? An analysis of eight California water agencies. *Journal of environmental economics and management*, 40(1), 37-55. <https://doi.org/10.1006/jeem.1999.1102>
- Resolución 0330 de 2017. (8 de junio de 2017). Ministerio de vivienda ciudad y territorio. <https://rb.gy/k7h2dn>
- Resolución 799 de 2021. (9 de diciembre de 2021). Ministerio de vivienda ciudad y territorio. <https://rb.gy/ifvn1p>
- Roqueta, M. (1997). Telegestión de datos para control de redes de agua potable. *Tecnología del Agua*, (161), 84-89.
- Roulet, E. (2009). El acceso al agua. Derecho humano primordial. *Revista Aportes*, (24), 39-50. <https://rb.gy/jpkdxy>
- Schindler, D. W. (2019) Desafíos pasados, presentes y futuros para la gestión de la calidad del agua dulce en Canadá. En Unesco, *Calidad del Agua en las Américas* (135-155). <https://rb.gy/17uikx>
- Superintendencia de Industria y Comercio. (2021). *Sistema Internacional de Unidades*. <https://rb.gy/v7kudc>
- Terrebonne, P. (2005). *Residential Water Demand Management Programs: A Selected Review of Literature*. Environmental Policy Group at the Andrew Young School of Policy Studies.
- Toledo, A. (2002). El agua en México y el mundo. *Gaceta Ecológica*, (64), 9-18.
- Vocabulario Internacional de Metrología - VIM, ISO (2004). *International vocabulary of basic and general terms in metrology*. VIM.
- Zaragoza, B., Morte, A. y Olcina, J. (2016). Aplicación de un modelo geográfico con información climática para el cálculo del balance hídrico de la comarca de la Marina Baja (Alicante). *Documents d'anàlisi geogràfica*, 62(1), 207-233. <https://rb.gy/ddvaw1>

Cómo citar este artículo:

Isaza, H. (2022). Gestión metrológica domiciliaria, conociendo el medidor de agua y las acciones para el control eficiente de los consumos. *Revista EPM*, (20). 8 - 18.



Profundidad de empotramiento de postes en las redes de EPM

Pole embedment depth for EPM network

**Sergio Andrés
Otálvaro Velásquez**

Unidad CET Normalización y
Laboratorios, EPM

sergio.otalvaro@epm.com.co

Resumen

En este artículo se presenta una revisión del criterio que se usa actualmente para determinar la profundidad de empotramiento de los postes que se utilizan en las redes de EPM. Dicho criterio considera únicamente la longitud del poste y no tiene en cuenta los factores que inciden directamente en el cálculo de la profundidad de empotramiento de estos elementos, tales como las cargas mecánicas que se le imponen a los postes y las propiedades

geotécnicas del suelo donde están cimentados. Adicionalmente, se analizan otras metodologías de cálculo existentes sobre la profundidad de empotramiento de los postes, considerando los factores anteriormente mencionados y se presentan ejemplos de aplicación. Finalmente, se dan algunas recomendaciones prácticas para la aplicación de las metodologías analizadas en los proyectos de infraestructura que desarrolla EPM.

Palabras clave:

Profundidad de empotramiento de postes, Parámetros geotécnicos, Cargas mecánicas, Estabilidad.

Keywords:

Pole embedment depth, Geotechnical parameters, Mechanical loads, Stability.

Introducción

Los postes son estructuras que se utilizan para soportar diferentes elementos que hacen parte de la infraestructura de EPM: cables, herrajes, transformadores de potencia, inclusive en los últimos años se han utilizado postes para sostener tuberías de acueducto y alcantarillado que no pueden instalarse de forma enterrada por condiciones topográficas, problemas geotécnicos o limitantes de espacio en las ciudades.

Los postes pueden ser de concreto reforzado, acero, poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) e inclusive madera. Su método de instalación se encuentra estandarizado por EPM y se acoge a los requerimientos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el cual establece que la profundidad de empotramiento de los postes debe ser igual al 10% de la longitud total del poste, más 0.60 m. Como puede observarse, este criterio no considera ni las propiedades del

suelo de cimentación, ni tampoco las magnitudes de las cargas mecánicas que se le imponen a los postes por el tensionado de los conductores, o por las cargas ejercidas por los pesos de los herrajes, cables o conductores, transformadores o equipos, tuberías, entre otros. Al no tenerse en cuenta, la magnitud de las cargas ni los parámetros geotécnicos del terreno, se genera un grado de incertidumbre que puede traer inconvenientes en la estabilidad del poste.

Por ello, se hace necesario analizar metodologías y criterios de cálculo que permitan incorporar tanto las cargas mecánicas como los parámetros geotécnicos del terreno, tales como el ángulo de fricción, la cohesión, la resistencia al corte y la densidad del suelo de cimentación; contrastándolas con el criterio convencional para determinar la profundidad de empotramiento en postes, para poder llegar así, a un cálculo más preciso.

1. Criterio según RETIE para determinar la profundidad de empotramiento del poste

El actual Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2013), en su numeral 20.17.2, inciso d, menciona:

El poste debe ser empotrado a una profundidad igual a 60 cm más el 10% de la longitud del poste y siempre se debe verificar que no presente peligro de volcamiento. El productor debe marcar con

pintura permanente la sección transversal donde se localice esta distancia. (p. 192)

Este criterio se puede escribir de la siguiente forma:

$$L_e = 0.10 \cdot L_p + 0.60m$$

Dónde:

Le: Longitud de empotramiento del poste (m)

Lp: Longitud total del poste (m)

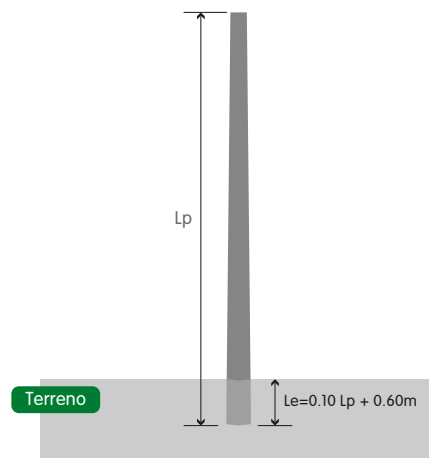


Figura 1. Criterio según RETIE para definir la profundidad de empotramiento de un poste.

El origen de este criterio proviene del Rural Utility Service (RUS, 2004) del departamento de agricultura de Estados Unidos, el cual establece el mismo parámetro mencionado anteriormente ($L_e = 10\% L_p + 2\text{ ft}$) y fue adoptado por el RETIE en Colombia, haciendo la salvedad de que este, es adecuado para postes de madera instalados en suelos buenos y que no estén sujetos a cargas pesadas.

Este criterio ha sido utilizado durante años para realizar la instalación de redes de distribución de energía y en términos generales ha funcionado adecuadamente, sin embargo, esto implica que no se realicen estudios de suelos en la ubicación donde se vaya a instalar cada poste para conocer sus parámetros geotécnicos. Adicionalmente, las cargas mecánicas que se aplican a los postes en las redes eléctricas de distribución usualmente no

exceden el 40% de su capacidad, con lo cual es poco común que se presenten esfuerzos excesivos y deflexiones¹ que excedan los límites establecidos por el RETIE.

Sin embargo, a raíz de la necesidad de usar postes en otras aplicaciones diferentes a las redes eléctricas, se han venido utilizando estos elementos para soportar cargas de tuberías y accesorios en redes aéreas de acueducto y alcantarillado o para estructuras que soporten uno o varios equipos, como transformadores de potencia sumados a las cargas de los cables. Estas condiciones hacen que los postes se vean sometidos a unas características donde se tiene incertidumbre acerca de la validez del criterio establecido por RETIE en cuanto a la estabilidad del poste.

2. Criterio para determinar la profundidad de empotramiento del poste considerando los parámetros geotécnicos y las cargas mecánicas

Gajan y McNames (2010), realizaron una revisión de diferentes metodologías para el cálculo de pilas sometidas a cargas laterales, encontrando investigaciones relacionadas hechas por Matlock y Reese (1960); Broms (1964); Reese (1970); Poulos y Davis (1980); Fleming et al. (1992); Prasad y Chari

(1999). Los resultados de su investigación sugieren que los métodos propuestos por (Broms, 1964) y por Fleming et al. (1992) brindan resultados confiables y que pueden aplicarse en el caso del cálculo del empotramiento de los postes.

En los planteamientos de Broms (1964) y Fleming et al. (1992), se considera que la porción que queda directamente enterrada en el terreno, se comporta como una pila corta y se asume que la rigidez del poste es superior a la del suelo, con lo cual este se deforma primero que el poste.

En la siguiente figura se presentan los planteamientos de Broms (1964) y Fleming et al. (1992) con respecto a la distribución de presiones en el suelo en el caso de una pila corta:

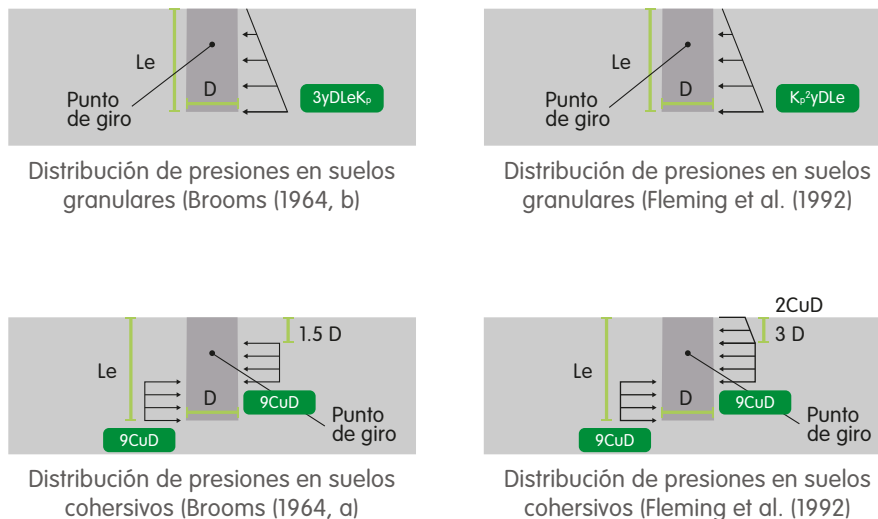


Figura 2. Distribución de presiones del suelo alrededor del empotramiento de un poste.

Dónde:

Cu: Resistencia al corte no drenada para suelos cohesivos (análisis en esfuerzos totales)

γ : Peso unitario efectivo del suelo

Kp: Coeficiente de presión pasiva del suelo,

$$K_p = \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right)$$

Φ : Angulo de fricción interna del suelo (para suelos granulares)

D: Diámetro del poste

Le: Longitud de empotramiento del poste

Gajan y McNamers (2010), basándose en la distribución de esfuerzos planteados en la figura 2, propusieron las siguientes expresiones para calcular la longitud de empotramiento de los postes:

En suelos cohesivos:

$$L_e = a \cdot L_p \cdot \left[\frac{C_u \cdot D \cdot L_p^2}{M} \right]^b$$

En suelos granulares:

$$L_e = a \cdot L_p \cdot \left[\frac{D \cdot L_p^3 \cdot \gamma \cdot [\tan(\phi)]^{1.5}}{M} \right]^b$$

Dónde:

a, b: Coeficientes que dependen del método de cálculo usado (por el método de Broms para suelos cohesivos $a=0.8$ y $b = -0.46$, y para suelos granulares se tiene $a = 0.73$ y $b = -0.34$).

En el caso del método de Fleming et al. (1992) en suelos cohesivos $a = 0.73$ y $b = -0.48$, y para suelos granulares $a = 0.86$ y $b = -0.38$

Lp: Longitud total del poste

Le: Longitud de empotramiento del poste

D: Diámetro del poste

Cu: Resistencia al corte no drenada para suelos cohesivos

Φ : Angulo de fricción interna del suelo (para suelos granulares)

M: Momento flector en la base del poste

P: Carga en la cima del poste

3. Ejemplo de aplicación y comparación de resultados

Con el fin de ver la diferencia entre los resultados que se obtienen utilizando los métodos descritos en los puntos 1 y 2, se presenta a continuación un

ejemplo de la instalación de un poste en un suelo cohesivo y en un suelo granular, aplicándole la misma carga de trabajo en la cima:

Poste instalado en suelo cohesivo

Referencia del poste	14m-750 kgf		
Carga de rotura del poste	7500	N	
Material del poste	PRFV (resina reforzada con fibra de vidrio)		
Diámetro en la base del poste	D	0.44	m
Longitud total del poste	Lp	14	m
Carga aplicada en la cima del poste (carga de trabajo 40% de rotura del poste)	P	3000	N
Momento flector en la base del poste	M	42000	N-m
Resistencia al corte no drenado del suelo	Cu	10	kPa
Longitud de empotramiento requerida			
Criterio establecido por RETIE	Le	2.00	m
Usando el método de Broms (1964)	Le	2.80	m
Usando el método de Fleming et al. (1992)	Le	2.40	m

Tabla 1. Ejemplo del cálculo de la longitud de empotramiento en suelo cohesivo.

En la tabla 1, se aprecia la diferencia en los resultados de la longitud de empotramiento con los diferentes métodos, es claro que el criterio usado por el RETIE solo considera la longitud total del poste y calcula el empotramiento como una fracción de dicha longitud sumándole 0.60 m adicionales, sin tener

en cuenta las condiciones de instalación (cargas mecánicas y propiedades de suelo).

Por otra parte, los valores calculados difieren respecto al método establecido por RETIE (implementado por EPM) con los métodos de Broms en un 40% y con el de Fleming en un 20%.

La diferencia entre los métodos de Broms (1964) y Fleming et al. (1992) obedece a las hipótesis en la distribución de las presiones en el suelo (ver figura 2), donde el método de Broms arroja resultados más conservadores que el de Fleming para suelos cohesivos. En la siguiente figura se presenta la

variación de la longitud de empotramiento con los diferentes métodos, para el mismo poste de la tabla 1, la misma carga mecánica (3000 N) pero instalado en suelos cohesivos con diferentes resistencias al corte.

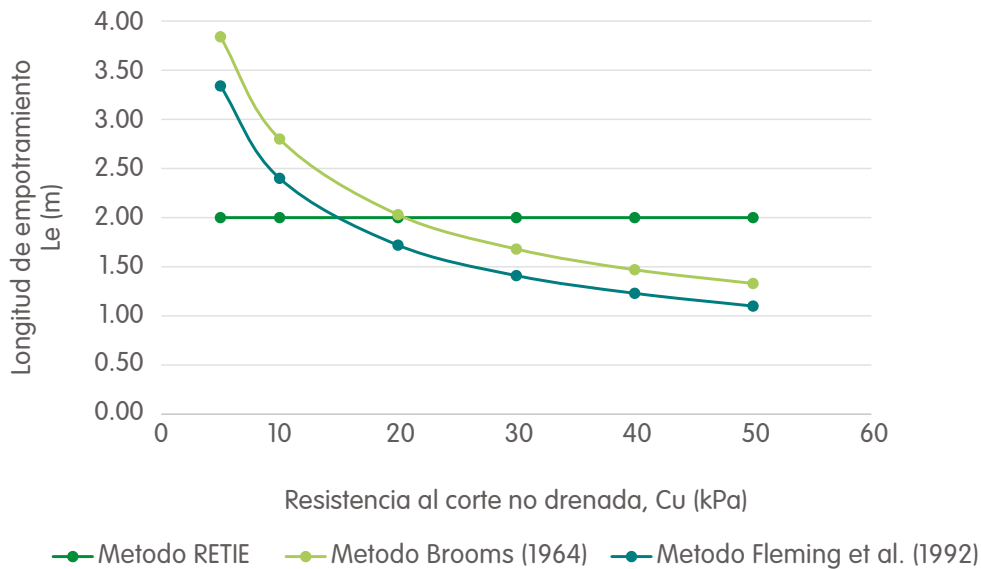


Figura 3. Longitud de empotramiento para un poste (14-750 kgf) con carga de trabajo, instalado en suelos cohesivos.

Como se observa en la figura 3, el método RETIE tiende a subestimar la longitud de empotramiento para suelos cohesivos débiles con resistencias al corte bajas, mientras que sobredimensiona el empotramiento en suelos fuertes con resistencias al corte más elevadas.

Como segundo ejemplo se realizará el cálculo del empotramiento del mismo tipo de poste y la misma carga en la cima, pero instalado en un suelo granular con un ángulo de fricción de 30° (ver tabla 2).

Poste instalado en suelo granular

Referencia del poste	14m-750 kgf		
Carga de rotura del poste	7500	N	
Material del poste	PRFV (resina reforzada con fibra de vidrio)		
Diámetro en la base del poste	D	0.44	m
Longitud total del poste	Lp	14	m
Carga aplicada en la cima del poste (carga de trabajo 40% de rotura del poste)	P	3000	N
Momento flector en la base del poste	M	42000	N-m
Angulo de fricción interna del suelo	ϕ	30	°
Coefficiente de presión pasiva del suelo	Kp	3.00	-
Peso unitario del suelo	γ	14000	N/m ²
Longitud de empotramiento requerida			
Criterio establecido por RETIE	Le	2.00	m
Usando el método de Broms (1964)	Le	1.76	m
Usando el método de Fleming et al. (1992)	Le	1.69	m

Tabla 2. Ejemplo del cálculo de la longitud de empotramiento en suelo granular.

De acuerdo con los resultados de la tabla 2, se observa que el criterio usado por RETIE sobredimensiona la longitud de empotramiento, tanto en el método de Broms (1964) como en el de Fleming et al. (1992) se obtienen valores inferiores a los 2.00 m.

En la figura 4, se presenta la variación de la longitud de empotramiento con respecto al ángulo de

fricción interna del suelo (para suelos granulares), para el poste de referencia (14- 750 kgf) con una carga de trabajo de 3000 N aplicados en la cima. Figura 4. Longitud de empotramiento para un poste (14-750 kgf) con carga de trabajo, instalado en suelos granulares.

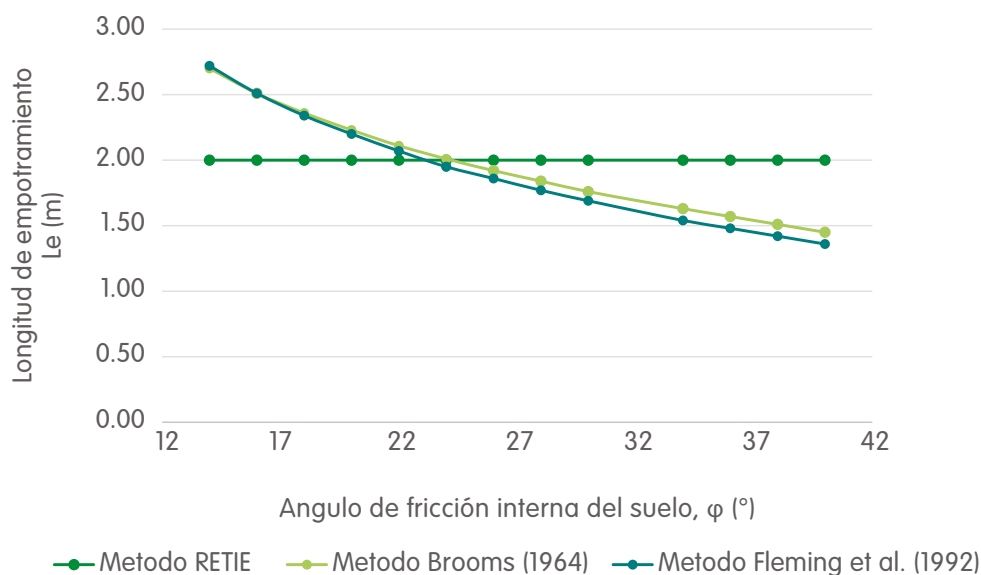


Figura 4. Longitud de empotramiento para un poste (14-750 kgf) con carga de trabajo, instalado en suelos granulares.

De la figura 4 se observa que para suelos granulares con ángulos de fricción por encima de los 24°, el criterio de RETIE tiende a sobreestimar la longitud

de empotramiento requerida, mientras que para ángulos inferiores se subestima este valor.

Conclusiones

Como se pudo constar en los ejemplos de instalación de un poste en suelos granulares y cohesivos, los parámetros geotécnicos influyen considerablemente en el cálculo de la longitud de empotramiento, con lo cual es importante que los ingenieros tengan en cuenta estos parámetros para sus proyectos, y no se limiten únicamente al criterio establecido por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el cual, en algunos casos, tiende a subestimar la longitud de empotramiento requerida y generar la posibilidad de que se tengan deflexiones excesivas de los postes o en casos extremos el volcamiento de estas estructuras.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que no es práctico tener un estudio de suelos para

todos los puntos donde se instalan postes en las redes de EPM; el criterio del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) puede seguir utilizándose, a la luz de otras metodologías como la de Brooms (1964) y Fleming et al. (1992), con el fin de calcular y tener un mayor grado de certeza de la longitud que se requiere para empotrar el poste, garantizando su estabilidad, sobre todo en casos donde se tengan suelos con condiciones no deseables, como por ejemplo: suelos cohesivos (arcillas), suelos con niveles freáticos altos, zonas cercanas a laderas o cuando el tipo de estructura que se vaya a instalar vaya a resistir cargas mecánicas que puedan llegar a exceder las cargas de trabajo de los postes, esto es, cargas superiores al 40% de la carga de rotura del poste.

Notas al final

¹ Deflexión: Desplazamiento horizontal relativo entre dos puntos colocados en la misma línea vertical, entre la parte superior e inferior del poste.

Referencias

- Broms, B. (1964a). Lateral resistance of piles in cohesive soils. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, 90(2), 27-64. <https://doi.org/10.1061/JSFEAQ.0000611>
- Broms, B. (1964b). Lateral resistance of piles in cohesionless soils. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, 90(3), 123-156. <https://doi.org/10.1061/JSFEAQ.0000614>
- Fleming, W. G., Weltman, A. J., Randolph, M. F., y Elson, W. K. (1992). *Piling engineering*. Blackie & Son.
- Gajan, S., y McNames, C. (2010). Improved design of embedment depths for transmission pole foundations subject to lateral loading. *Practice periodical on structural design and construction ASCE*, 15(1), 73-81. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)SC.1943-5576.0000025](https://doi.org/10.1061/(ASCE)SC.1943-5576.0000025)
- Matlock, H. A. (1960). Generalized solutions for laterally loaded piles. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, 86(5), 63-92. <https://doi.org/10.1061/JSFEAQ.0000303>
- Poulos, H. G. (1980). *Section 7: Ultimate lateral resistance of piles. Pile foundation analysis and design*. Wiley.
- Prasad, Y., y Chari, T. R. (1999). Lateral capacity of model rigid piles in cohesionless soils. *Soils and foundation Journal*, 39(2), 21-29. https://doi.org/10.3208/sandf.39.2_21
- Reese, L. C. (1970). Lateral load test on piles—Arkansas River project. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, 96(5), 1583-1604. <https://doi.org/10.1061/JSFEAQ.0001456>
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. <https://rb.gy/alyqdy>
- Rural utility service. (2004). *Design manual for high voltage transmission lines*. Department of agriculture of United States.

Cómo citar este artículo:

Otálvaro, S. (2022). Profundidad de empotramiento de postes en las redes de EPM. *Revista EPM*, (20). 20 - 28.



E.P.M.
Control 50A-3431-E
kWh 64758.8
INSTRUMENTAL Y REPRESENTACIONES
kWh 1
1000V 15 100A 50 Hz
Date 2.01.2010

FLUKE 324
True RMS CLAMP METER
16
OFF
V
A
+
-
HOLD

Medición de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano

Measurement of reactive energy in the colombian electric system

John Jairo

Tamayo Arenas

Unidad CET Normalización y Laboratorios, EPM

John.tamayo@epm.com.co

Resumen

Con este artículo se pretende realizar un acercamiento a la medida de energía reactiva, teniendo presentes las normas IEC publicadas para medidores de energía y los documentos regulatorios nacionales publicados para este tipo de energía.

Teniendo presente los cambios tecnológicos actuales, los cuales han originado variaciones en la forma como se consume la energía, al pasar de equipos con consumos lineales que solamente consumían energía activa o, en algunos casos,

energía reactiva inductiva a dispositivos modernos que en su gran mayoría tienen un alto consumo de energía reactiva capacitiva, se hace importante determinar correctamente y con una buena exactitud los valores de esta variable.

Con la introducción de las nuevas regulaciones nacionales se hace necesario la adopción de la medida de las variables energéticas en cuatro cuadrantes y así, poder determinar con exactitud el valor de las energías importadas y exportadas.

Palabras clave:

Sistema eléctrico colombiano, Energía activa, Energía reactiva, Medidores de energía, Índice de clases, Regulación nacional.

Keywords:

Colombian electric system, Active energy, Reactive energy, Electricity meters, Class index, National regulation.

Introducción

La correcta medición y facturación del suministro y consumo de la energía eléctrica activa y reactiva es una necesidad fundamental tanto para las empresas comercializadoras y sus operadores de red como para los clientes. Teniendo presentes las nuevas regulaciones publicadas y las nuevas maneras de comercializar la energía con los clientes, se da la necesidad de comprender cómo es la correcta programación de los medidores de energía con el objetivo de que estos nos puedan dar la información correcta y necesaria para la aplicación de las exigencias regulatorias, especialmente en lo relacionado a la facturación de la energía reactiva.

En el año 2018 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 030 y en

2021 publicó la resolución CREG 174, en las cuales se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Estas resoluciones aplican a los autogeneradores a pequeña escala o (AGPE) y a los generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y a los transmisores nacionales. También aplican a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 MW y menores o iguales a 5 MW. No aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos.

Resolución CREG 015:2018

En el año 2018, la CREG publicó la Resolución 015:2018, por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Mediante esta se adopta la metodología, las fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. Esta resolución aplica a los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio. En esta regulación, entre otros aspectos, se regula cómo debe ser el cobro de la energía reactiva a los clientes. En el capítulo 12 se indican las condiciones en las cuales el Operador de Red

(OR) y el usuario final deben cumplir para poder realizar este cobro.

Teniendo presentes las resoluciones citadas y las normas de fabricación IEC de los medidores de energía, se pretende realizar un análisis de cómo debe ser la correcta interpretación para que los valores registrados y facturados de energía reactiva queden bien registrados y aplicados, y así, facturar correctamente dando una idea clara al cliente de cómo es el comportamiento de sus cargas en lo referente a la energía reactiva importada o exportada.

Medida de energía en el sistema eléctrico colombiano

La medición de energía en nuestro sistema está regida por la resolución CREG 038:2014 (Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes), también conocida como código de medida.

Este código de medida se desarrolla con base en los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad de la prestación del servicio de energía eléctrica establecidos por las leyes 142 y 143 de 1994. En este se establecen las condiciones técnicas y procedimientos

que se aplican a la medición de energía de los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios.

La resolución está orientada, entre otros, a definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para el registro de flujos de energía, así como también establece los requerimientos que deben cumplir sus componentes en relación con la exactitud, la certificación, la instalación, las pruebas, la operación y el mantenimiento. Además, la resolución determina las responsabilidades de los agentes y usuarios, así como también indica los parámetros para la realización de las verificaciones.

Para dar cumplimiento a la resolución 038:2014 en lo relacionado a medidores de energía, se exigen dos documentos principales, como son:

Certificación de conformidad de producto para los elementos del Sistema de Medición

A partir de la entrada en vigor de la presente resolución, los medidores de energía deben contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).

Las normas técnicas de referencia que deben emplearse para la certificación de conformidad son las indicadas en esta resolución o, en ausencia, las normas técnicas internacionales aplicables al elemento del sistema de medición o las Normas Técnicas colombianas expedidas por el ICONTEC.

Calibración de los elementos del Sistema de Medición

Los medidores de energía activa y/o reactiva deben someterse a calibración antes de su puesta en servicio. La calibración debe realizarse en laboratorios acreditados por el (ONAC), con base en los requisitos contenidos en la norma técnica NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para la calibración de los medidores, los laboratorios nacionales están acreditados bajo la norma ISO/NTC 17025, y las pruebas de calibración se realizan cumpliendo con la norma NTC 4856:2018. Esta es una norma nacional y es elaborada en el comité 144 de medidores de energía de ICONTEC, usando como referencias normas internacionales IEC de medidores de energía.

En el país solamente existe un laboratorio acreditado por el ONAC para la calibración de medidores de energía con norma American National Standards Institute (ANSI): esto debido a la poca demanda que se tiene de solicitudes de este servicio y al desconocimiento técnico, regulatorio y normativo que se tiene sobre el funcionamiento, la calibración y la normatividad asociada a estos medidores.

Con lo anteriormente expuesto, queda claro que la gran mayoría de medidores instalados en el sistema nacional cumplen con normas IEC. Se tiene una cantidad muy pequeña de medidores bajo norma ANSI, pero estos no serán incluidos en el alcance de este documento.

Sistemas de medida de energía

Los medidores de energía son los encargados de registrar y almacenar los consumos de energía de las instalaciones eléctricas. Con el paso del tiempo han evolucionado a medidores electrónicos

y actualmente ya son muy pocos los medidores de inducción que se encuentran instalados en el sistema. Adicionalmente, con los medidores inductivos no se pueden tener los datos de energías

con las exactitudes exigidas en la actualidad por el regulador y tampoco es posible almacenar los datos de consumos horarios consumidos. Es por esta situación que, para los medidores instalados en los clientes que actúan como prosumidores, es necesaria la instalación de medidores de energía electrónicos que tengan la capacidad de registrar en forma horaria los registros de energía activa y reactiva y, además, deben tener la opción de almacenar estos datos y también tener un sistema de comunicación para la lectura remota de datos. Los medidores de energía más utilizados para clientes prosumidores (que importan y exportan energía) cumplen con las clases de exactitud según normas IEC.

Para la medición de energía reactiva, se utilizan medidores con clase de exactitud 2, esta exactitud es la que cumple todos los medidores instalados hasta el momento en el sistema eléctrico nacional, en cumplimiento de la norma IEC 62053-23 (energía reactiva clases 2 y 3); se debe tener presente que, en el año 2020 la IEC publicó la norma 62053-24:2020 (energía reactiva clases 0,5S, 1S, 1, 2 y 3). Actualmente, en el sistema eléctrico colombiano no hay medidores instalados con clase de exactitud mejor que clase 2. El ICONTEC publicó en junio de 2022 nuevas versiones de estas normas, las cuales son adopciones idénticas de las normas IEC de 2020.

Normas referentes a medidores de energía

En lo relacionado con requisitos metrológicos de medidores de energía, las normas IEC y sus

equivalentes NTC que actualmente se tienen publicadas se muestran en la tabla 1.

Norma IEC	Alcance	Norma NTC
IEC 62052-11	Electricity metering equipment - General requirements, tests and test conditions - part 11: Metering equipment	NTC 5226
IEC 62053-21	Electricity metering equipment (a.c.) - particular requirements - part 21: static meters for active energy (classes 1 and 2)	NTC 4052
IEC 62053-22	Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - part 22: static meters for active energy (classes 0,2 s and 0,5 s)	NTC 2147
IEC 62053-23	Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)	NTC 4569
IEC 62053-24	Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 24: Static meters for fundamental component reactive energy (classes 0,5S, 1S, 1, 2 and 3)	NTC 6232
No existe antecedente en IEC	Verificación inicial y posterior de medidores de energía	NTC 4856

Tabla 1. Normas IEC y NTC Referentes a Medidores de Energía.

En el comité 144 de ICONTEC se realiza la traducción idéntica de las normas IEC antes relacionadas.

Con respecto a la norma NTC 4856, esta es una norma nacional que se desarrolló en el comité 144 de ICONTEC con el objetivo de contar con una norma para verificación inicial y posterior de medidores de energía; esta está en continua actualización dependiendo de los cambios en la normatividad

IEC. En la IEC no existe norma para calibración y verificación inicial y posterior de medidores de energía. Todas las normas referenciadas IEC son para pruebas tipo de medidores; es decir, se utilizan para demostrar la conformidad de un medidor con su respectiva norma de fabricación. Es por esta razón que en el comité de ICONTEC se vio la necesidad de elaborar una norma técnica nacional para la verificación de medidores.

Medida de energía reactiva

Los medidores instalados actualmente en las redes de energía en el país están fabricados bajo la

norma NTC 4569, la cual es idéntica en traducción a la norma IEC 62053-23.

Norma IEC	Alcance	Norma NTC
IEC 62053-23	Electricity metering equipment – Particular requirements – Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)	NTC 4569

Tabla 2. Normas IEC y NTC Referentes a Medida de Energía Reactiva.

Los medidores de energía reactiva que se tienen instalados en el sistema eléctrico nacional están fabricados con referencia a la norma IEC 62053-23, lo cual garantiza un índice de clase de exactitud de 2 o 3. Este índice es un poco alto si se tiene en cuenta que los mismos medidores en energía activa cumplen clases de exactitud de 0,2S, 0,5S, 0,5, 1 y 2.

Es de resaltar que la medida de energía activa y reactiva se realiza en el mismo medidor de energía, es decir, existe un único medidor de energía para las dos variables así sean fabricados cumpliendo con diferentes clases de exactitud. También se pueden encontrar por separado medidores de energía activa y reactiva, pero esto ya no es muy usual en nuestro medio. Hasta el momento no se tienen instalados en el país medidores de

energía reactiva cumpliendo con las nuevas clases de exactitud 0,5S, 1S y 1 que introdujo la norma IEC 62053-24.

Se debe tener presente que para poder cumplir con los requisitos de calibración exigidos en la resolución CREG 038:2014 para los medidores de energía reactiva de la nueva norma IEC, primero el comité 144 de ICONTEC debe realizar los ajustes y actualizaciones necesarias en la norma de calibración inicial y posterior NTC 4856 y, una vez se tenga esto, los laboratorios deberán solicitar ampliación del alcance de la acreditación ante el ONAC para poder prestar el servicio de calibración para estos nuevos medidores de energía reactiva con clases de exactitud contempladas en la nueva norma IEC.

Cuadrantes de medida en energía activa y reactiva

Para la correcta visualización de las energías registradas por el medidor bidireccional, es necesario tener clara la definición de energía importada y exportada. también, se debe aclarar que se trata del mismo medidor para los dos tipos de energía, es decir, el mismo medidor registra energía activa y reactiva. de acuerdo con la guía técnica colombiana GTC 300:2019 publicada por ICONTEC se tienen las siguientes definiciones:

- **Energía importada.** La recibida en el punto de medición.
- **Energía exportada.** La generada en el punto de medición.

Estos conceptos de energía importada y exportada se pueden identificar claramente en el siguiente diagrama de energías para normas IEC y normas ANSI publicados en el Handbook for electricity metering, publicado por Edison Electric Institute.

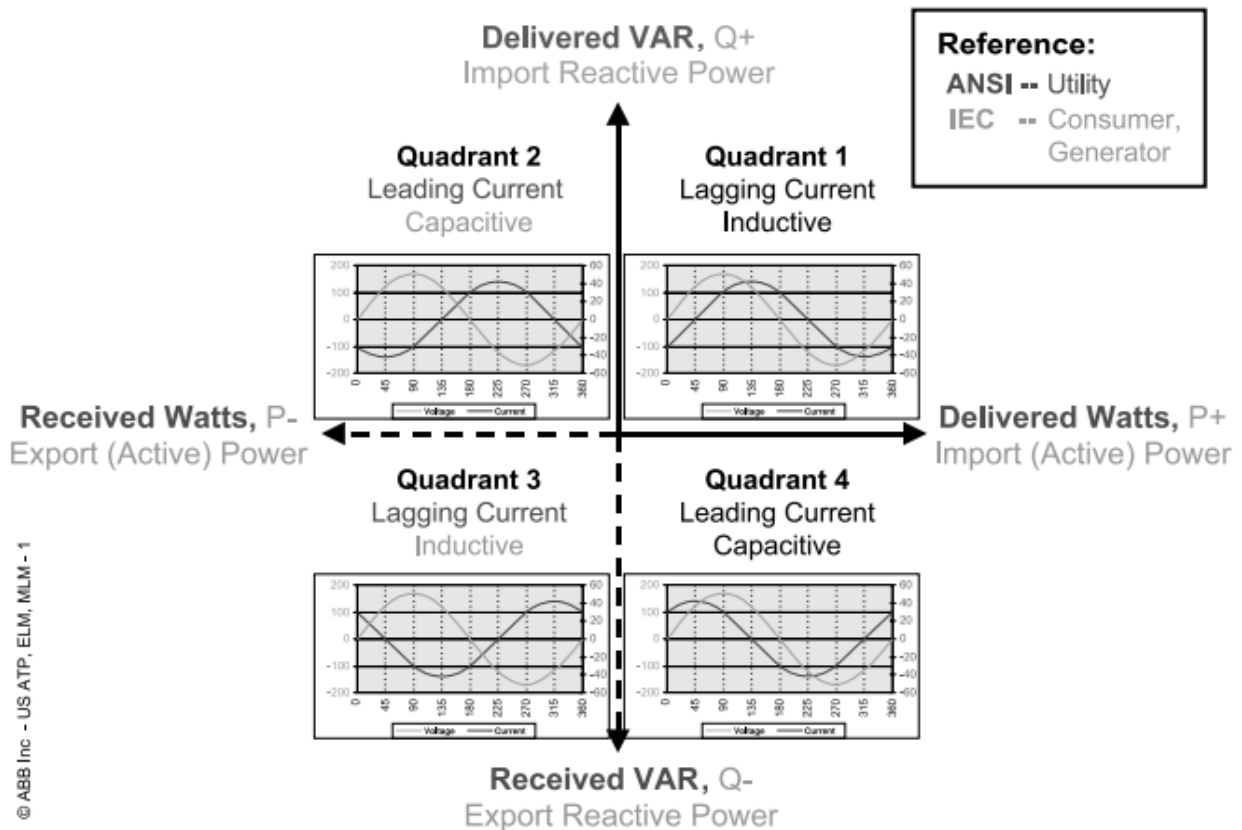


Figura 1. Cuatro cuadrantes de potencia. Recuperado de: (EEI, 2002).

En esta figura se puede identificar que, tanto en la norma IEC como en la norma ANSI, los cuadrantes de medida de energía de los medidores son iguales, solamente varía el nombre y el punto de vista de cada una de las normas. Para el caso que

estamos planteando solamente vamos a tener en cuenta el punto de vista de la norma IEC, quien los determina desde el punto de vista del cliente como Import (importación) y Export (exportación).

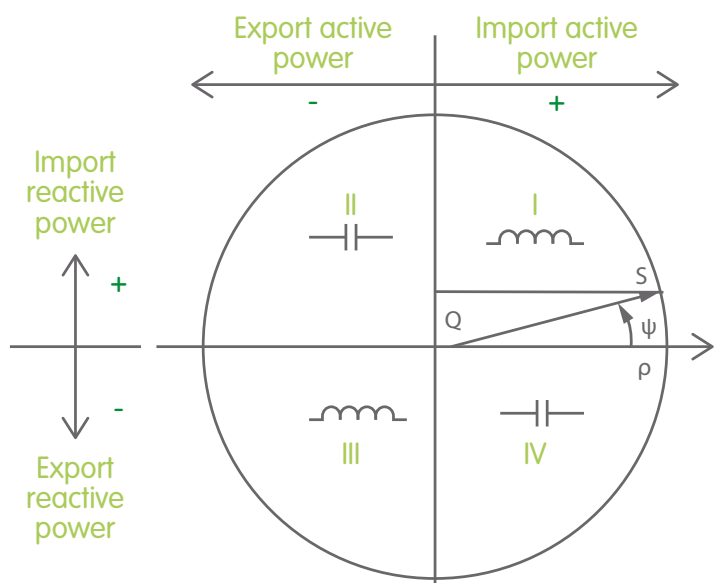
Las normas IEC 62053-24:2020, y 62053-23:2020 aplican a medidores de energía reactiva y definen cuál es el comportamiento de los medidores de energía fabricados bajo estas normas.

Para los medidores utilizados en los clientes prosumidores de energía, o clientes AGPE, es decir los que importan y exportan energía, el medidor debe tener la característica de ser un medidor bidireccional, esto quiere decir que el mismo medidor debe contar con los recursos suficientes para medir la energía activa y reactiva en sentido de importación y de exportación separadamente. Esto se logra siempre y cuando el medidor haya sido fabricado con esta característica y la programación del medidor también se haga cumpliendo con esta condición.

Algo importante a destacar es que la calibración del medidor se debe hacer para las cuatro variables a facturar, es decir, energía activa importada, energía activa exportada, energía reactiva importada y energía reactiva exportada. Esta es una condición necesaria para poder cumplir con la exigencia regulatoria de la resolución CREG 015:2018. En Colombia la calibración de estos medidores se hace cumpliendo con lo exigido en la norma NTC 4856.

Las energías registradas por los medidores bidireccionales en importación y en exportación se representan en cuadrantes de medida. El diagrama de los diferentes cuadrantes de medida de un medidor de energía fabricado bajo normas IEC es el siguiente:

Geometric representation of active and reactive power



NOTE 1 Diagram in accordance with Clauses 12 and 14 of IEC 60375:2018.

NOTE 2 Reference of this diagram is the current vector (fixed on right-hand line).

NOTE 3 The voltage vector V varies its direction according to the phase angle ϕ

NOTE 4 The phase angle ϕ between voltage V and current I is taken positive in the mathematical sense (counterclock wise)

Figura 2. Representación Geométrica de Potencia Activa y Reactiva. Recuperado de: (IEC 62053-24, 2020).

Como se puede observar en este gráfico, el límite entre la energía activa importada y exportada es el eje Y, y el límite entre la energía reactiva importada y exportada es el eje X.

Para simplificar un poco el análisis, tomemos como referencia los ejes con colores. El eje Y, de color verde, representa el límite entre la energía activa importada y la energía activa exportada. El eje X, de color azul, representa el límite entre la energía reactiva importada y la energía reactiva exportada.

Geometric representation of active and reactive power

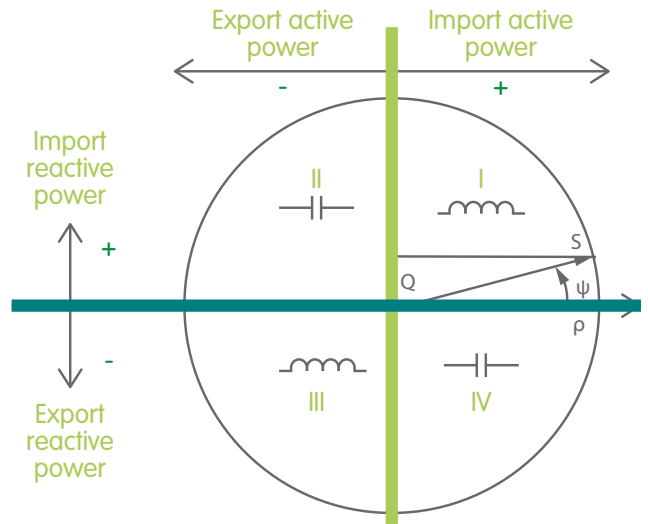


Figura 3. Representación Geométrica de la Potencia Activa y Reactiva - Adaptada. Recuperado de: (IEC 62053-24, 2020).

Para el caso de la energía activa es fácil identificar que lo que esté a la derecha del eje Y corresponde a la energía activa importada y lo que esté a la

izquierda del eje Y corresponde a la energía activa exportada.

Geometric representation of active and reactive power

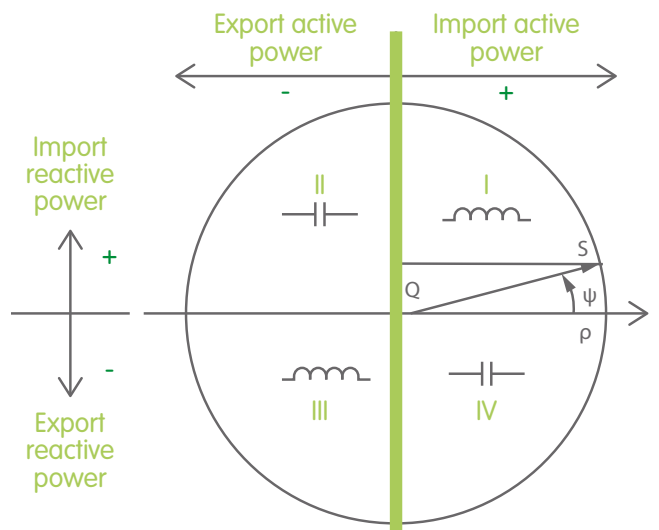


Figura 4. Representación Geométrica de la Potencia Activa y Reactiva- Editada. Recuperado de: (IEC 62053-24, 2020).

Para el caso de la energía reactiva es un poco más complejo el análisis, teniendo presente que esta se puede descomponer en dos tipos de energías.

Estas son la energía reactiva inductiva y la energía reactiva capacitiva.

Geometric representation of active and reactive power

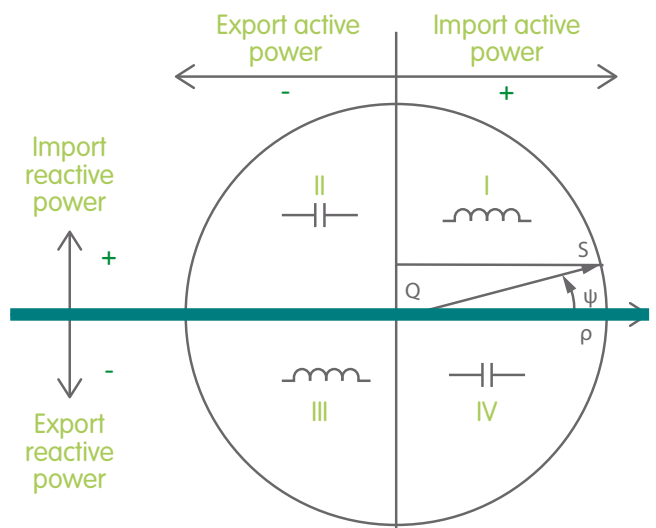


Figura 5. Representación Geométrica de la potencia Activa y Reactiva - Editada. Recuperado de: (IEC 62053-24, 2020).

Los medidores de energía bidireccionales deben estar programados para la medida de energía reactiva en cuatro cuadrantes, los cuales vienen identificados con números romanos (I, II, III, IV) y usualmente se grafican con el tipo de energía reactiva que representan. Para el caso de la energía reactiva inductiva está representado por una bobina (—m—) y para la energía reactiva capacitiva está representado por un capacitor (—||—).

Quiere decir esto que la definición para cada uno de los cuadrantes de medida de energía reactiva según la norma IEC es la siguiente:

- **Cuadrante I:** Energía reactiva inductiva importada. (—m—)

- **Cuadrante II:** Energía reactiva capacitiva importada. (—||—)
- **Cuadrante III:** Energía reactiva inductiva exportada. (—m—)
- **Cuadrante IV:** Energía reactiva capacitiva exportada. (—||—)

Esta es una definición muy importante para tener presente a la hora de determinar la forma como se aplicará la facturación a un cliente, bien sea un cliente que solamente importa energía o un cliente que solamente exporta energía o uno que hace las dos funciones, es decir, un prosumidor.

Resolución CREG 015:2018

La CREG en el año 2018 con la publicación de la resolución 015, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía; además de fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.

En el capítulo 12 de esta resolución se definió cómo debe ser el cobro del costo del transporte de la energía reactiva. En el apéndice b, se tiene lo siguiente:

Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En caso de que la energía activa sea igual a cero en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo del transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía reactiva registrada en dicho periodo. (Resolución 015, 2018, p. 180)

Como se indica en este apéndice, la energía reactiva inductiva que se le debe facturar al usuario final es la energía inductiva importada y, de acuerdo con el diagrama de los cuadrantes de medida, esta energía corresponde al cuadrante I (Energía inductiva importada (-m-)).

De acuerdo con lo indicado en la resolución, esta energía reactiva inductiva importada se deberá cobrar cuando el consumo sea superior al 50 % de la energía activa importada por ese consumidor en el periodo de facturación. Además, aclara que, si en el periodo de facturación no se tiene registro de energía activa, el transporte de energía reactiva se cobrará sobre la totalidad de la reactiva en dicho periodo.

En el apéndice c, se tiene lo siguiente:

“Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada”. (Resolución 015, 2018, p.180).

De acuerdo con lo anteriormente indicado, se debe cobrar el transporte de energía reactiva capacitiva desde 0 kvarh en adelante.

Con esta redacción de la resolución no se puede identificar claramente a cuál de las energías reactivas capacitivas se refiere, si a la importada (cuadrante II) o a la exportada (cuadrante IV). Tampoco es claro definir si se deberían sumar estos dos valores en un solo cobro.

Por esta razón, un agente particular envió la consulta a la CREG solicitando aclaración de este párrafo y en respuesta recibida (CREG, Comunicación, 28 de marzo de 2022), la respuesta fue la siguiente:

A lo que se refiere la norma es que, cuando se transporta energía reactiva capacitiva en alguna dirección, el cobro se debe realizar sobre la totalidad de la energía reactiva capacitiva registrada en una dirección determinada, y no considera ningún nivel de “tolerancia”, como se realiza con la energía reactiva inductiva, donde el transporte de energía reactiva no es susceptible de cobro cuando se presente un factor de potencia en el rango entre 1 y 0,9. Con base en lo anterior, para el cobro de energía reactiva capacitiva, en caso de que existan registros en dos direcciones de la energía reactiva capacitiva, no se deben sumar las cantidades registradas en las dos direcciones, sino que, para efectos de su cobro, deben ser tratadas de manera independiente.

Con la anterior respuesta de la CREG, queda claro que la energía reactiva capacitiva se debe cobrar sobre la totalidad de la energía reactiva capacitiva registrada y que las cantidades de energía reactiva capacitiva de cada cuadrante no se deben sumar, sino que, para efectos de cobro, deben ser tratadas de forma independiente; esto es, se debe reportar por separado la energía reactiva capacitiva importada (cuadrante II) y la energía reactiva capacitiva exportada (cuadrante IV).

Guía técnica colombiana GTC 300: 2022

Para el año 2022 esta guía (Programación de medidores de energía eléctrica multifunción) se encuentra en fase de primera actualización en el comité 144 de ICONTEC. Esta actualización ya pasó la primera revisión y la etapa de consulta pública y está próxima a ser emitida como publicación oficial de ICONTEC. En esta se incluye la programación de medidores bidireccionales y se define la forma como se deberían programar los canales de la curva de carga y el visualizador (display) tanto en energía activa como en energía reactiva.

Es de anotar que el documento es publicado como una guía técnica y no es una obligación regulatoria su cumplimiento al menos hasta que un organismo nacional así lo indique. Por el momento es solamente una recomendación.

En la tabla 3 se muestra la configuración del visualizador (display) con sus respectivos códigos OBIS, propuestas en el documento de actualización de la guía GTC 300 para medidores bidireccionales.

Ítem	Descripción	Código OBIS
1	Fecha	0.9.2
2	Hora	0.9.1
3	Energía activa total importada	1.8.0
4	Energía activa total exportada	2.8.0
5	Energía reactiva total importada	3.8.0
6	Energía reactiva total exportada	4.8.0
7	Energía reactiva inductiva importada (Q1)	5.8.0
8	Energía reactiva capacitiva importada (Q2)	6.8.0
9	Energía reactiva inductiva exportada (Q3)	7.8.0
10	Energía reactiva capacitiva exportada (Q4)	8.8.0

Tabla 3. Configuración del visualizador (display) del Medidor de Energía Bidireccional. Recuperado de: (GTC 300).

En la tabla 4 se muestra la configuración de la memoria del medidor con sus respectivos códigos

OBIS, propuestas en el documento de actualización de la guía GTC 300.

Canal	Descripción	Unidad de medida	
1	Energía activa importada	kWh +	
2	Energía activa exportada	kWh -	
3	Energía reactiva del cuadrante I (Q1)	kvarh I (Q1)	kvarh +
4	Energía reactiva del cuadrante II (Q2)	kvarh II (Q2)	kvarh +
5	Energía reactiva del cuadrante III (Q3)	kvarh III (Q3)	kvarh -
6	Energía reactiva del cuadrante IV (Q4)	kvarh IV (Q4)	kvarh -

Tabla 4. Configuración de los Canales del Medidor de Energía Bidireccional. Adaptada de: (GTC 300:2022).

Conclusiones

- Las características de las cargas eléctricas actuales están cambiando con la llegada de elementos con condiciones de consumo diferentes; esto conlleva a que el registro de energía reactiva pase a ser una variable energética muy importante en la facturación y el cobro de energía.
- Con los cambios regulatorios que se han efectuado los clientes tienen la opción de importar y exportar energía; esto conlleva también a que deben contar con un equipo de medición diferente que les de más opciones para poder conocer los consumos de energía activa y reactiva.
- La facturación y cobro de energía reactiva se debe hacer teniendo en cuenta la norma de fabricación de los medidores utilizados. Para el caso de los medidores instalados en el sistema colombiano estos son fabricados con referencia a normas IEC.
- Teniendo presente que las normas para la fabricación de medidores de energía son normas internacionales y son desarrolladas por comités técnicos, el regulador nacional en sus planes tarifarios debería hacer referencia directa a los términos y definiciones utilizados en estas normas para no generar ambigüedad en los clientes y empresas de energía en el momento de la facturación.
- Los laboratorios nacionales que se encuentren acreditados para la verificación de medidores de energía reactiva con índice de clase 2 y 3 deben actualizar sus acreditaciones ante el ONAC para incluir en ellas los medidores de energía reactiva con clases de exactitud, 0.5S, 1S y 1.
- El comité 144 de ICONTEC deberá actualizar la norma NTC 4856 para dar cumplimiento a todo lo expuesto en este documento.

Referencias

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (28 de marzo de 2022). Concepto 1064 DE 2022: Comunicación GRC-22-003 con radicado CREG E-2022-002056 y E-2022-002039. <https://rb.gy/hns0ra>
- EEI. (2002). *Edison Electric Institute*. <https://www.eei.org/>
- ICONTEC. (2022). *Programación de medidores de energía eléctrica multifunción*. (GTC 300: 2022).
- Resolución CREG 015 de 2018. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Enero 29 de 2018.
- Resolución CREG 038 de 2014. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Marzo 29 de 2014.

Como citar este artículo:

Tamayo, J. (2022) Medición de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano. *Revista EPM*, (20). 30 - 42.



Metodología para pruebas a protecciones diferenciales de barra ante eventos de saturación empleando la herramienta de simulación y prueba Relaysimtest

Methodology for testing bus differential protection against saturation events using the simulation and test tool Relaysimtest

**John Esteban
Valencia Cosme**
Dirección Montajes, EPM

john.esteban.valencia@epm.com.co

**Juan Jair
Jiménez Ramírez**
Unidad Subestaciones y Líneas
T&D, EPM

juan.jimenez@epm.com.co

Resumen

Los altos niveles de cortocircuito en el sistema de EPM, el tiempo de servicio de los equipos de potencia (transformadores de corriente) de las subestaciones, el cambio tecnológico de los equipos de protección de barras a tecnología digital y la utilización de herramientas de prueba tradicionales para la evaluación de su comportamiento, son factores que han contribuido a que el desempeño de las protecciones digitales diferenciales de barra no sea el mejor, siendo necesario utilizar nuevas herramientas de prueba que permitan simular las condiciones reales del sistema para la evaluación de su desempeño.

En este artículo se presentan los antecedentes respecto a la operación indeseada de las protecciones diferenciales de barra en el sistema de 13.2 kV ante fallas externas, los principios básicos de funcionamiento de la protección de barras, los fundamentos de los transformadores de corriente, y la metodología propuesta para la evaluación del desempeño de las protecciones diferenciales de barra con herramientas de prueba que representen de la mejor manera las condiciones reales del sistema.

Palabras clave:

Esquema de protección, Diferencial de Barras, Saturación, Tiempo de falla, IED (Intelligent electronic Device)

Keywords:

Protection scheme, Busbar protection, Saturation, Fault time, IED (Intelligent electronic Device)

Introducción

En el sistema de potencia de Empresas Públicas de Medellín las fallas en los barrajes de 13.2 kV son ocasionales, pero sus consecuencias pueden llegar a ser importantes desde el punto de vista de seguridad de las personas, daños a los equipos, tiempos de restablecimiento y desatención de la demanda.

Normalmente una falla en el barraje de 13.2 kV es despejada por la protección diferencial de barras, la cual garantiza rapidez en su operación contribuyendo a que la afectación a personas y equipos sea mínima y por tanto los tiempos de reparación sean menores.

No obstante, cuando estas protecciones operan de manera indeseada se tiene un efecto contrario

a lo esperado, pues las consecuencias de una mala operación afectan la calidad del servicio que EPM presta a sus usuarios, y que es medida por medio de los indicadores de calidad del servicio SAIDI (System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado).

El sistema de potencia de EPM, principalmente en el área metropolitana, se caracteriza por los altos niveles de cortocircuito. En la figura 1 se presentan los niveles de corto para la subestación Belén, donde se observan niveles superiores a los 12 kA.

Valores de Cortocircuito y Equivalentes X/R en nodos de EPPM

✕

REACTANCIA

Trans (X'd)

Subtrans (X''d)

SUBESTACIÓN BELÉN

VALORES MÁXIMOS DE I_{cc} y EQUIV.

I _{cc} y MVA CORTOCIRCUITO						EQUIVALENTES R y X				
BARRAJE	V PREF	LLL [kA]	LLL [MVA]	LG [kA]	LG [MVA]	R1 [OHM]	X1 [OHM]	X/R	RO [OHM]	X0 [OHM]
44_T1	44.68	2.48	188	2.43	185	1.291	10.3618	8.0264	0.4757	10.9458
13.2_T1	13.46	13.13	300	12.75	291	0.0928	0.5849	6.3042	0.0341	0.6459
44_T2	43.92	2.74	209	0.00	0.000	0.8428	9.199	10.9148		
13.2_T2	13.54	16.35	373	20.63	471	0.0629	0.4736	7.533	0.0068	0.1811
110	112.64	17.19	3275	14.33	2731	0.7253	3.7133	5.1199	1.0279	5.9569

Figura 1. Niveles de cortocircuito en subestación Belén.

Recuperado de: (Márquez,2022)

Bajo este panorama, y teniendo en consideración las nuevas herramientas de prueba disponible, se ha implementado una metodología para evaluar

el desempeño de las protecciones diferenciales de barra ante condiciones de saturación de los transformadores de corriente.

1. Antecedentes

En el sistema de potencia de EPM, particularmente en el nivel de 13.2 kV, las fallas de alto nivel de cortocircuito son habituales y se presentan por fallas cercanas a la subestación, fallas en los pararrayos a la salida de las celdas, fallas en los afloramientos de los cables o ingreso de animales a los barrajes de 13.2 kV. En este último aspecto la empresa, bajo la dirección de la unidad Subestaciones y Líneas T&D, ha realizado un gran trabajo interviniendo todos los posibles puntos de acceso de animales. No obstante, las fallas por pararrayos, por descargas atmosféricas propias del sistema, continúan presentándose y las fallas al interior de los barrajes también, aunque con menor frecuencia.

Las protecciones diferenciales de barra instaladas anteriormente eran protecciones del tipo electrónico sin posibilidad de obtener información de oscilografías y registro de eventos que permitieran validar su desempeño. En varias de las subestaciones del área metropolitana este tipo de protecciones ha demostrado tener una gran confiabilidad en su operación, presentando estabilidad ante fallas externas con un alto nivel de cortocircuito y disparos ante fallas internas en los barrajes o en los compartimientos de celdas.

Con la entrada en operación de nuevas protecciones diferenciales de barra del tipo digital se ha obtenido un gran beneficio, en el sentido de contar con información disponible para el análisis de eventos (registros oscilográficos y registro de eventos). No obstante, el desempeño de estas no ha sido el mejor, pues se han presentado disparos indeseados de barrajes de 13.2 kV ante fallas externas con alto nivel de cortocircuito y saturación de los transformadores de corriente.

La diferencia entre las protecciones anteriores y las nuevas es que las primeras basaban su diseño en la física de los elementos, los principios de la electricidad y electromagnetismo y en la electrónica; mientras que las nuevas basan su funcionamiento en el desarrollo de algoritmos y ecuaciones que pueden emular un tipo de protección, por ejemplo, una protección

diferencial, a partir del procesamiento digital de las señales eléctricas del proceso.

El desarrollo de las protecciones digitales ha permitido que en un solo IED se puedan tener múltiples funciones. Las protecciones anteriores tanto análogas como de relés estáticos solamente permitían un único tipo de función (sobrecorriente, distancia, diferencial, entre otros).

Teniendo en cuenta lo anterior, surge la pregunta, ¿cuál es la diferencia entre los dos tipos de tecnología que hace que la operación de las electrónicas haya demostrado ser más confiable que la digital?, ¿si ambas están construidas bajo el mismo principio? La respuesta puede estar en tener herramientas de prueba que permitan evaluar el desempeño de las protecciones ante condiciones reales del sistema: altos niveles de cortocircuito, saturación de transformadores de corriente, carga de los transformadores de corriente, condiciones de prefalla, entre otros.

Hoy en día, el impacto de las fallas que ocasionan la salida de barras de 13.2 kV representa, además de una mala imagen para EPM por las afectaciones a los usuarios, altos costos por la afectación que tienen a los indicadores de calidad del servicio, los cuales son reconocidos a los usuarios mediante compensaciones.

En la tabla 1 se hace una relación de varios disparos indeseados de barrajes de 13.2 kV indicando tiempo de indisponibilidad del barraje, clientes afectados y costos asociados a compensaciones por afectación en los indicadores de calidad del servicio. Para la elaboración de esta tabla se utilizó la información operativa disponible en el aplicativo Diagram y en SharePoint, donde reposan los informes diarios de operación elaborados por la Unidad Operación Integrada T&D. Para la determinación de los valores de compensación se utilizó el valor hora-cliente (\$4184 – año 2021), obtenido del aplicativo de riesgos. Para efectos de valoración de los eventos, se ha considerado como punto de referencia el año 2021.

Subestación	Activo	Fecha	Evento	Duración	Clientes Afectados	Horas-Cliente	Costo
Central	Transformador 1	20/03/2020	Apertura por prot dif barras 13.2 kv ante falla en CTO R2-26	0:43:00	22484	16113.53	\$ 67,419,023
Central	Transformador 2	14/05/2018	Apertura automatica por prot dif barras 13.2 kv por falla en el CTO R02-05	0:40:00	16529	11019.33	\$ 46,104,891
Central	Transformador 3	15/05/2013	Apertura automatica por proteccion diferencial de barras 13.2kv simultanea con falla en el CTO R02-11	0:36:00	40522	24313.20	\$ 101,726,429
Central	Transformador 3	21/08/2018	Apertura por prot dif barras	0:50:00	19217	16014.17	\$ 67,003,273
San Diego	Transformador 1	8/12/2018	Apertura simultanea con falla en el CTO R15-27 operando dif barras 13.2 kv	0:38:00	32628	20664.40	\$ 86,459,850
San Diego	Transformador 1	9/08/2021	Apertura por dif barras 13.2 kv por falla en el CTO 23	0:23:00	33332	12777.27	\$ 53,460,084
Poblado	Transformador 1	5/01/2010	Apertura automatica del general de 13.2 kv por prot dif de barras con el recierre no exitoso del CTO R26-10	0:28:00	No Disponible	11666.67	\$ 48,813,333
							\$ 470,986,883

Tabla 1. Registro de apertura de barras de 13.2 kV por operación indeseada de la protección diferencial de barras.

La Unidad Estudios y Asimilación Tecnológica, EPM (2018) realizó el estudio: Análisis de saturación de los transformadores de corriente en el sistema de EPM, este estudio efectuó un diagnóstico de saturación de los transformadores de corriente en los niveles

de tensión de 220 kV / 110 kV / 44 kV / 13.2 kV. De dicho estudio se extraen los resultados obtenidos para algunas de las subestaciones en el nivel de 13.2 kV, los cuales se muestran en la tabla 2.

Subestación	Subestación Transformador de corriente para la bahía:	Voltaje de Saturación nominal Eal [V]	EAL 1F Ciclo Sencillo [V]	EAL 1F Ciclo Doble [V]	EAL 3F Ciclo Sencillo [V]	EAL 3F Ciclo Doble [V]	Se requiere cambio?
Ancón Sur	Trafo 1 110/44/13,2	708	303	No Aplica	237	No Aplica	No
Ancón Sur	Celdas Siemens	215	1510	573	967	452	Sí
Ancón Sur	Trafo 2 110/44/13,2	708	303	No Aplica	237	No Aplica	No
Ancón Sur	Celdas Siemens	215	1510	573	967	452	Sí
Ancón Sur	Celdas ABB	77	1760	668	1084	507	Sí
Guatapé	Transformador T21 110/13,8 kV	75	105	No Aplica	87	No Aplica	Sí
Guatapé	Celdas Siemens	52	589	344	463	271	Sí
Guatapé	Transformador T11 110/13,8 kV	75	105	No Aplica	87	No Aplica	Sí
Guatapé	Celdas Siemens	52	589	344	463	271	Sí
Miraflores	Transformador de potencia 110/44/13,2	323	302	No Aplica	235	No Aplica	No
Miraflores	Celdas Merlin Gerin	137	1381	548	850	416	Sí
Castilla	Transformador 1 110/44/13,2 kV	176	258	No Aplica	198	No Aplica	Sí
Castilla	Celdas	62	1316	561	866	469	Sí
Castilla	Transformador 2 110/44/13,2 kV	176	258	No Aplica	198	No Aplica	Sí
Castilla	Celdas	62	1316	561	866	469	Sí
San Diego	Transformador de potencia 110/44/13,2 kV 1	415	186	No Aplica	134	No Aplica	No
San Diego	Celdas ABB	46	893	587	496	426	Sí
San Diego	Transformador de potencia 110/44/13,2 kV 2	415	186	No Aplica	134	No Aplica	No
San Diego	Celdas ABB	46	893	587	496	426	Sí
Central	Transformador 1 110/44/13,2 kV	352	213	No Aplica	261	No Aplica	No
Central	Transformador 2 110/44/13,2 kV	352	213	No Aplica	261	No Aplica	No
Central	Transformador 3 110/44/13,2 kV	352	213	No Aplica	261	No Aplica	No
Central	Celdas ABB	52	1180	615	1208	499	Sí
Central	Celdas ABB	143	1180	615	1208	499	Sí
Central	Celdas ABB	137	1000	521	1074	444	Sí

Tabla 2. Resultados estado transitorio de cortocircuito máxima relación de transformación - TC's con riesgo de saturación nivel 13.2 KV.

Los transformadores de corriente, señalados en verde en las tablas anteriores, presentan riesgo de saturación ante cortocircuito trifásico y monofásico en estado transitorio de falla sin posibilidad de tomar

medidas operativas para mitigar esta condición. Los riesgos que pueden traer son disparos no deseados en protecciones diferenciales de barra.

2. Marco Teórico

2.1 Principio de operación protección diferencial de barras

La protección diferencial de barras tiene como objetivo despejar de manera instantánea fallas que se puedan presentar en barras de una subestación. La operación segura y estable de esta función de protección es de gran relevancia, ya que la desconexión total de una barra por una operación inadecuada conlleva a una inminente pérdida de servicio, y la no operación de esta ante fallas reales en barras puede ocasionar incluso la pérdida en cadena de varias subestaciones, llevando el sistema de potencia a un punto de estrés que podría desencadenar en un daño de energía a nivel regional o, peor aún, nacional.

El principio de funcionamiento de las protecciones diferenciales de barra es en esencia el mismo sin importar el fabricante del dispositivo de protección. Su operación sigue la ley de corriente de Kirchhoff, la cual establece que la suma de corrientes que entran a un nodo debe ser igual a la suma de corrientes que salen del mismo.

De acuerdo con la distribución de corrientes que se presenta en la figura 2 se debe cumplir:

$$\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 + \dots + \vec{I}_N = 0 \quad (1)$$

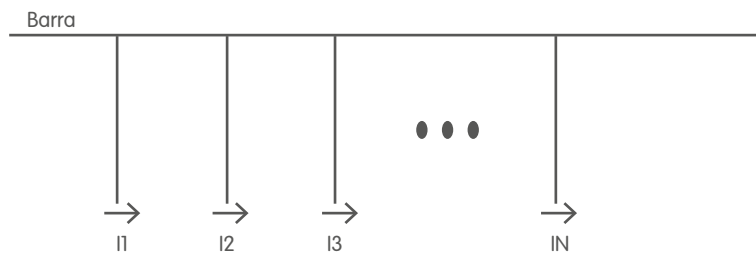


Figura 2. Ley de corrientes de Kirchhoff.

Los relés fabricados como equipos de protección para fallas en barras calculan dos variables, las cuales son graficadas en un plano X – Y, que se denomina comúnmente característica de operación de la protección diferencial. En el eje Y se calcula la corriente diferencial (I_{diff}) la cual se establece como la magnitud de la suma fasorial de las corrientes que entran a la barra, como se muestra en (2).

$$I_{Diff} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 + \dots + \vec{I}_N| \quad (2)$$

En el eje X se estima la corriente de restricción (I_{Rest}) y su cálculo varía según el fabricante del dispositivo de protección. En (3) se presenta la corriente de

restricción para un relé Siemens o SEL, que consiste en la suma de las magnitudes de las corrientes que entran a la barra.

$$I_{Rest} = |\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + |\vec{I}_3| + \dots + |\vec{I}_N| \quad (3)$$

En (4) se muestra la corriente de restricción para un relé ABB, el cual se obtiene como la máxima corriente que entra a la barra.

$$I_{Rest} = MAX \{I_{in}\} \quad (4)$$

En condiciones normales de operación, la corriente diferencial debe ser cero y la corriente de restricción debe tomar algún valor según el fabricante del

dispositivo de protección. Bajo condiciones de falla interna, la corriente diferencial es diferente de cero y debe permitir la operación de la protección diferencial.

En la figura 3 se muestra la característica de operación típica de una protección diferencial de barras. El eje Y corresponde a la corriente diferencial y el eje X a la corriente de restricción.

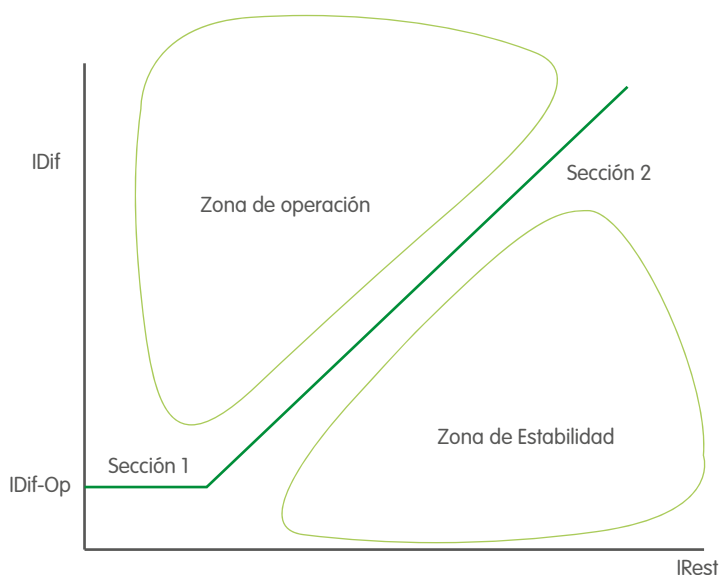


Figura 3. Característica de operación protección diferencial de barras. Recuperado de: (ABB, 2007)

La característica de operación se compone de dos secciones; sección 1: definida por un ajuste de corriente mínima diferencial de operación ($IDif-op$) el cual se calcula para evitar disparos indeseados de la protección diferencial en estado estable, debido a errores de medida en los transformadores de instrumentación; sección 2: característica tipo pendiente que se ajusta según recomendaciones dadas por el fabricante (50%-70%), y tiene como objetivo evitar disparos indeseados ante fallas externas y presencia del fenómeno de saturación que veremos más adelante.

Ante condiciones de estabilidad, es decir, condiciones normales de operación o fallas externas, se espera que la corriente diferencial sea muy cercana a cero y la corriente de restricción tome algún valor que dependerá de las corrientes que circulan por la barra. Para este escenario, el punto de operación de la protección diferencial será situado en la región denominada como zona

de estabilidad en la figura 3 y la protección no emitirá disparo.

Bajo condiciones de falla interna, la corriente diferencial incrementará su valor y el punto de operación será localizado en la región denominada como zona de operación y la protección deberá emitir disparo sobre todos los interruptores asociados a la barra.

2.2 Saturación en transformadores de corriente

Como se mencionó anteriormente, el principio básico de funcionamiento de las protecciones diferenciales de barra se rige bajo la ley de corrientes de Kirchhoff. Estas medidas de corriente no se realizan de manera primaria, sino que se utilizan equipos de medida como lo son los transformadores de corriente, los cuales reflejan los valores primarios en valores secundarios que son procesados por los equipos de protección.

Las medidas secundarias deben reproducir con suficiente exactitud todos los fenómenos eléctricos que se presenten del lado primario para garantizar la estabilidad de la protección diferencial. Si los valores secundarios son alterados la protección diferencial será desbalanceada y comandará disparo a todos los interruptores asociados a la barra.

Para entender las posibles fuentes que pueden alterar la medida secundaria en los transformadores de corriente, debemos entender el modelo eléctrico de los transformadores de corriente, que se presenta en la figura 4.

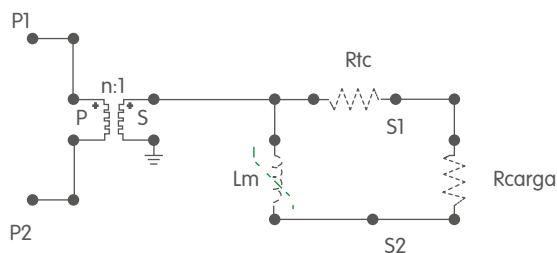


Figura 4. Modelo transformador de corriente.

El modelo eléctrico consiste en un lado primario definido por medio de los bornes P1-P2, que es conectado a la parte primaria de la subestación. Posteriormente se contempla un transformador de corriente ideal de relación $n:1$ seguido de la rama de magnetización L_m que es conectada en paralelo. Luego se establece la resistencia interna asociada a los devanados del transformador de corriente R_{tc} que llegan hasta los bornes secundarios S1-S2. Allí se conecta la carga del transformador de corriente R_{carga} que típicamente se compone de la resistencia del cable entre el patio y la sala

de control, la resistencia de contacto asociadas a borneras que se encuentren en el circuito eléctrico, más la carga de la protección diferencial conectada en este núcleo de corriente.

En este modelo eléctrico existe un elemento no lineal como es la rama de magnetización que puede alterar la forma de onda de la corriente medida por el transformador de corriente. En la figura 5 se muestra el comportamiento eléctrico de la rama de magnetización.

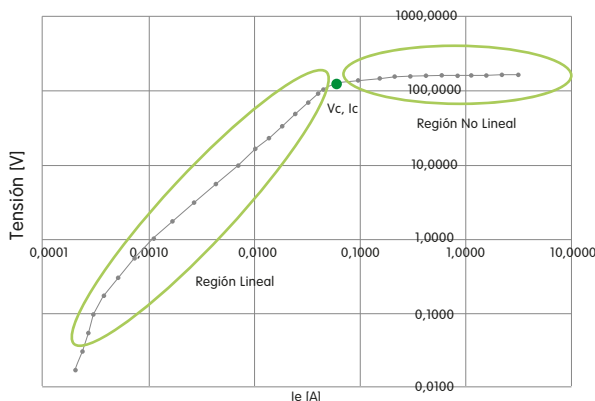
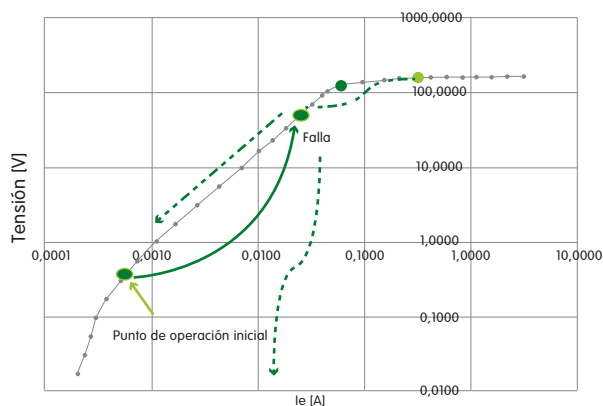


Figura 5. Caracterización rama de magnetización L_m .

La rama de magnetización se encuentra definida por dos regiones: región lineal y región no lineal. La región lineal se caracteriza porque los cambios en la tensión no generan diferencias significativas en la corriente de la rama de magnetización, y ante esta condición la corriente por el lado secundario del transformador circula principalmente por la R_{carga}, es decir, el relé reproduce con precisión todos los fenómenos eléctricos que se generan del lado primario. La región no lineal tiene un efecto inverso, cambios pequeños en la tensión producen cambios significativos en la corriente de la rama de magnetización y bajo esta condición la corriente es drenada por la rama de magnetización, lo cual a su vez no permite que la corriente circule por la R_{carga}. Por lo anterior, la protección diferencial no tendrá la capacidad de reproducir adecuadamente las corrientes del lado primario y se pueden generar disparos indeseados.

El punto de inflexión entre la región lineal y la no lineal es llamado voltaje de codo y corriente de codo. Para el caso de la figura 5 $V_c=129,09$ V, $I_c=0,064$ A, que corresponde a la característica de saturación de un TC de relación 400 A/5 A, 10P20, 15 VA.

La operación del transformador de corriente en la región no lineal depende de varios factores: características técnicas del transformador de corriente, carga conectada, nivel de cortocircuito, nivel de magnetización, relación R/X del sistema de potencia, etc. Por ejemplo, podría darse la siguiente situación: curva de magnetización en estado estable sobre un punto de la curva que corresponde a la región lineal, presentarse una falla y pasar a otro punto sobre la misma región lineal. En este punto se pueden presentar tres comportamientos: (1) el TC se va desmagnetizando lentamente hasta llegar al estado de operación inicial (tiempo que dura segundos o inclusive minutos); (2) después de la falla inicial, iniciar ciclo de recierre y cerrar bajo falla, pero la corriente iniciando en su semiciclo negativo, lo cual ayudaría a desmagnetizar el núcleo y trabajar en la parte negativa de la curva permaneciendo aún en la región lineal; (3) ciclo de recierre bajo falla, pero la corriente iniciando en su semiciclo positivo, que llevaría el punto de operación del transformador de corriente a la región no lineal y una respuesta saturada del transformador de corriente. En la figura 6 se muestra el comportamiento, antes descrito, sobre la curva de magnetización del transformador de corriente.



| **Figura 6.** Respuesta del transformador de corriente ante situaciones de falla.

La respuesta del transformador de corriente ante eventos de saturación depende de los factores mencionados anteriormente, y la forma de onda leída por la protección diferencial de barras cambia significativamente cuando alguno de los factores se altera en algún grado.

A continuación, se muestra diferentes comportamientos de un transformador de corriente real según el grado de saturación durante el

fenómeno transitorio que se presenta en medio de una falla en el sistema eléctrico de potencia. La gráfica en color verde hace referencia a la respuesta de un transformador de corriente ideal y la de color naranja a un TC real.

En la figura 7 se muestra el comportamiento cuando no se presenta el fenómeno de saturación. Para este caso la respuesta ideal y real del transformador de corriente se superponen.

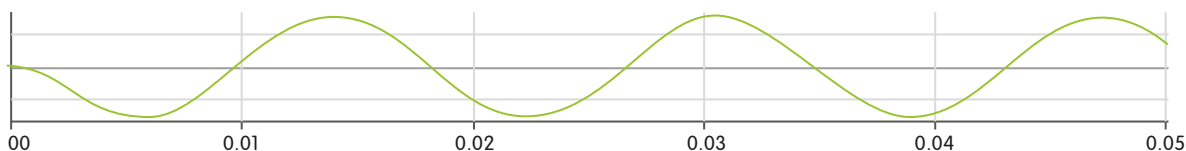


Figura 7. Transformador de corriente sin saturación.

En la figura 8 se presenta la respuesta con una leve saturación en la parte transitoria de la falla. Para este caso, la respuesta del TC ideal sigue al real hasta los 8 ms del primer semiciclo. En este instante, el punto de operación del transformador de corriente

ingresa a la zona no lineal de la característica de magnetización, pero sale rápidamente ya que la corriente es amortiguada por la repuesta subtransitoria de la falla.

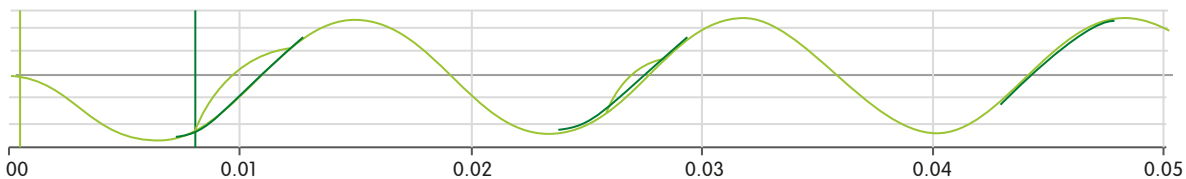


Figura 8. Transformador de corriente saturación 8ms.

En la figura 9 se presenta la respuesta del transformador de corriente para un nivel de saturación que inicia a los 7 ms después del inicio

de la falla. La saturación continua presente, pero en menor grado para los siguientes semiciclos.

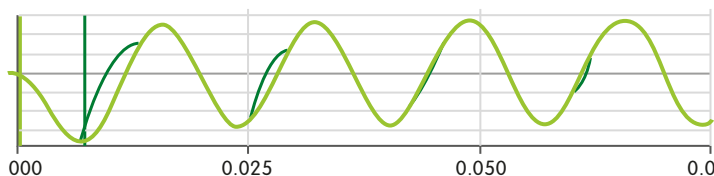


Figura 9. Transformador de corriente saturación 7 ms.

En la figura 10 y figura 11 se presenta la respuesta del transformador de corriente real ante niveles de saturación más fuertes. Para el caso de la figura

11 la saturación permanece incluso en el estado estable de la falla.

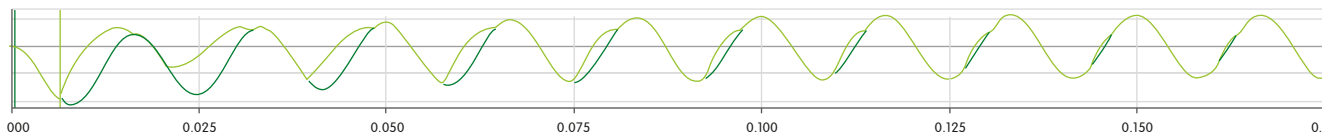


Figura 10. Transformador de corriente saturación 6 ms.

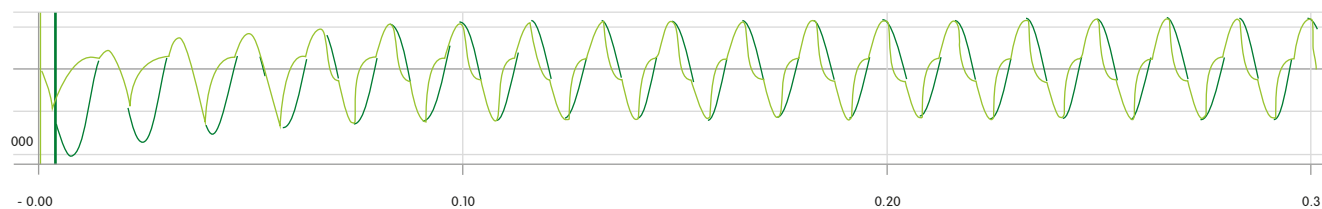


Figura 11. Transformador de corriente saturación 3,9 ms.

2.3 Efecto del fenómeno de saturación en la respuesta de la protección diferencial de barras

En este numeral se analiza la respuesta de una protección diferencial de barras al presentarse el fenómeno de saturación en uno de los transformadores de corriente asociados a la barra. Para este análisis, se tomará como referencia el caso de saturación presentado en la figura 10, donde se tiene un comportamiento sin saturación desde el estado estable hasta 6 ms después de

ocurrido el evento, posteriormente se presenta el fenómeno de saturación, el cual va desapareciendo lentamente durante la falla.

El comportamiento dinámico del fenómeno transitorio ocasionado por la saturación del transformador de corriente es reflejado en la característica de operación (figura 3) de una protección diferencial de barras. En la figura 12 se muestra el comportamiento de la protección.

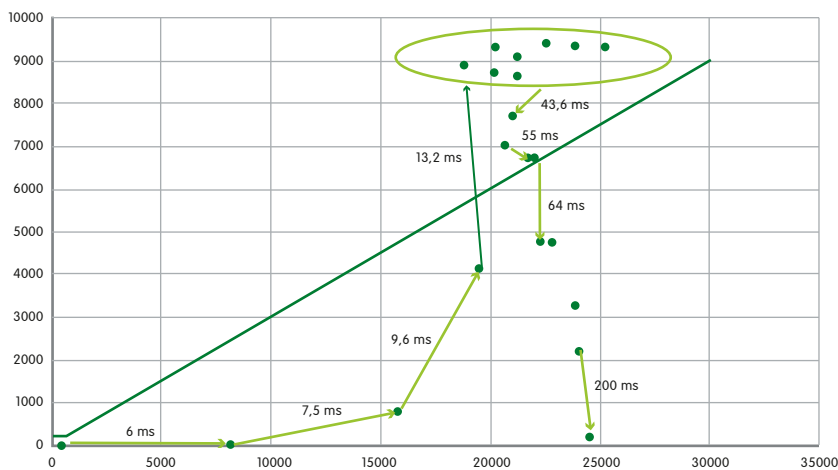


Figura 12. Respuesta protección diferencial de barras ante fenómeno de saturación.

Antes de la falla, la protección permanece estable con una corriente diferencial igual a 0 A y una corriente de restricción de 466 A. Cuando ocurre la falla, el transformador de corriente opera adecuadamente hasta los 6 ms, lo cual permite que la protección permanezca estable, con una corriente diferencial igual a 0 A y una corriente de restricción de 8191 A.

A partir de los 6 ms inicia el fenómeno de saturación donde la corriente diferencial ya no es cero, sino que toma algún valor dependiendo del grado de saturación. Así, a los 7,5 ms se presenta una corriente diferencial de 800 A. En este punto, aunque se tiene un grado de desbalance importante, el punto de operación permanece en la zona de estabilidad y la protección no emitirá un falso disparo. Sin embargo, el nivel de saturación sigue aumentando a tal punto que a los 13,2 ms se ingresa a la región de disparo de la protección, donde la corriente diferencial toma un valor de

9000 A. Allí se emitirá un disparo erróneo sobre todos los interruptores asociados a la barra.

El punto de operación permanece en la región de operación hasta los 64 ms después de ocurrido el evento. A partir de este punto, el efecto de saturación empieza a disminuir y por ende la corriente diferencial. A los 200 ms se tiene una corriente diferencial de 193 A.

Evaluar el comportamiento de una protección diferencial de barras requiere de una visión holística del sistema, lo cual conlleva a utilizar herramientas tecnológicas que permitan realizar pruebas, de tal manera que se pueda emular el comportamiento real de la protección e incluir factores como: nivel de cortocircuito en el punto de instalación de la protección, característica de saturación de los transformadores de corriente, carga conectada en los secundarios de los transformadores de corriente, etc.

3. Metodología propuesta

Las metodologías de prueba tradicionales están enfocadas en validar el desempeño de los equipos de protección mediante la verificación de la característica de operación. Por ejemplo, para un relé de sobrecorriente las pruebas buscan verificar la característica de operación de acuerdo con los ajustes de curva y dial de tiempo del relé. De la misma manera para las protecciones diferenciales de barra, las pruebas buscan verificar la característica de operación de esta. A pesar de que este tipo de pruebas permiten verificar el desempeño de los relés de acuerdo con sus características de operación, estas no validan su desempeño bajo las condiciones operativas del sistema de potencia en donde serán instalados.

La instalación de protecciones diferenciales de barra digitales en EPM ha representado un reto, pues debido al impacto de esta protección en el sistema de potencia, es necesario validar su desempeño,

previo a su entrada en operación. La historia ha demostrado que la utilización de herramientas de prueba tradicionales no es suficiente por dos razones: la primera es que estas herramientas no permiten validar el desempeño de las protecciones ante condiciones de saturación y, la segunda, es que el desempeño de las protecciones cambia de acuerdo con el sistema de potencia donde estas serán instaladas.

3.1 Metodología de prueba con base en las condiciones del sistema

A partir del trabajo realizado en la subestación Belén, en donde se instaló una protección diferencial digital cuyo algoritmo se basa en el mismo principio de operación de la protección diferencial electrónica que reemplazó, se presenta a continuación la metodología propuesta:

- Tomar datos para el modelo del sistema de potencia:
- Niveles de cortocircuito monofásico y trifásico en la barra de 13.2 kV donde se ubicará la protección diferencial de barras
- Determinar los equivalentes de red en la barra de 13.2 kV.
- Registrar los parámetros de los transformadores de corriente de la celda de llegada y de los circuitos de salida
- Ubicar diagrama unifilar de la subestación
- Realizar pruebas de caracterización de los transformadores de corriente
- Implementar el modelo en programa
- Definir casos de prueba
- Validar resultados

3.2 Elaboración del modelo

Para validar el desempeño de la protección diferencial se utilizó el software RelaySimTest (RST) de OMICRON[®], con el cual se pretende verificar la operación de la protección diferencial de barras en el punto de instalación, validando su comportamiento ante condiciones de saturación.

El RST permite validar el desempeño de la protección diferencial ante condiciones más reales, modelando el sistema de potencia a través de un equivalente de red (nivel de cortocircuito real), el transformador de potencia (se evalúa si es necesario) y los transformadores de corriente de la celda de llegada y los circuitos de salida. En este modelo se puede incluir, además, la característica de saturación del transformador de corriente. En la figura 13 se presenta el modelo del sistema de potencia considerado en la herramienta de simulación.

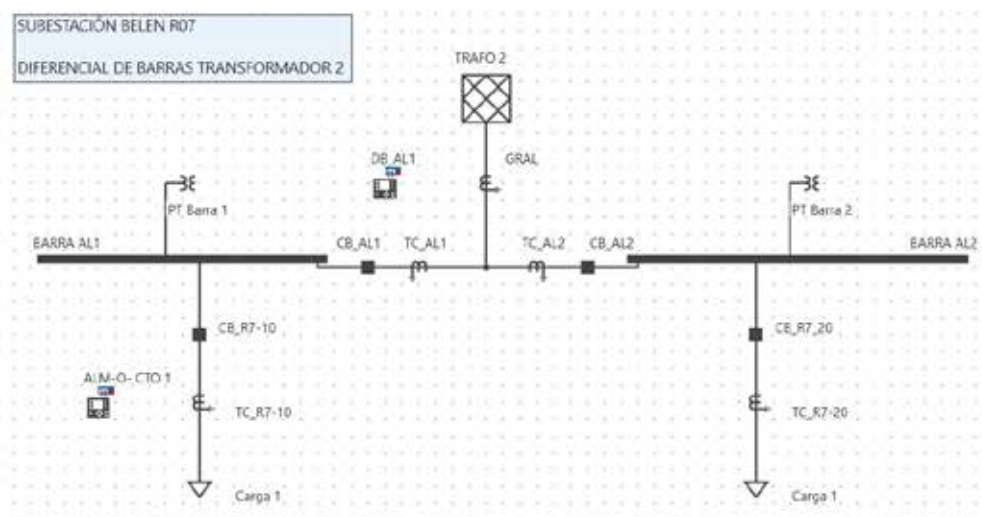


Figura 13. Modelo del sistema de potencia en RST.

Para simular la saturación del transformador de corriente se utilizan los resultados de las pruebas obtenidas del equipo CT Analyzer, el cual permite obtener un modelo detallado del transformador de corriente que incluye las características de saturación y las características de la carga conectadas a él, de esta manera entrega datos más reales de respuesta del transformador de corriente

en el punto donde será instalado. En la figura 14 se puede observar una hoja de cálculo con los resultados de la prueba; y entre otras cosas, que el modelo muestra cómo el factor límite de precisión del transformador de corriente cambia de acuerdo con la carga secundaria conectada a este. A medida que la carga secundaria es menor, el factor límite de precisión aumenta, lo que redundará en una

mejor respuesta del transformador de corriente (ALF nominal 20, ALF real 35).

El factor límite de precisión (ALF) es un parámetro que indica la corriente a la cual se empieza a

saturar el transformador de corriente. Por ejemplo, un factor límite de precisión de 10P20, significa que el transformador de corriente opera en la región lineal hasta 20 veces su corriente nominal.

Dispositivo de prueba		Fecha/hora	
Dispositivo de prueba	CT-Analyzer	N° de serie del dispositivo	PC232N
Nombre del archivo	C:\Users\ASUS2\Desktop\PRUEBA PARA SIMULACION\FASE T_9119024148_2_09_2019_9_44 a. m._151-152.xml		
Evaluación general	Correcto		
Activo			
Ipn	400.0 A	Equipo	Ubicación
Isn	5.0 A	Fabricante	ABB
Carga nominal	15.0 VA /0.80	Tipo	LZZBJ9-12/150b/4
Carga funcional	15.0 VA /0.80	Número de serie	9119024148
Norma	IEC 61869-2	Núcleo	251-252
Aplicación	Protección	Toma	PROTECCION
Clase	10P	Opcional	IEC-ID
Frecuencia	60.0 Hz	Comment	61869-2
Rct máx.	0.371 Ω	?	
ALF	20.0		
Ts			
Resistencia del devanado secundario		Resistencia del devanado primario	
R-meas (25,0 °C)	0.311 Ω	R-meas (25,0 °C)+Rcabl	0.311 Ω
R-ref (75,0 °C)	0.371 Ω	R-ref (75,0 °C)+Rcabl	0.371 Ω
Carga		Excitación	
Carga	cos φ:	Z	
V-meas	I-meas		
Excitación		Resultados en carga nominal (15,00 VA)	
Ls	0.000639 H	Lm	5.782185 H
Kr	94.45 %	Resultados en carga funcional (15,00 VA)	
Norma	IEC 61869-2	ALF	> 35,09
V-kn	129.09 V	ALFi	> 35,07
I-kn	0.0640 A	ccci (@ ALF=20)	0,278 %
		Ts	6.793 s
		ccci (@ ALF=20)	0,278 %
		Ts	6.793 s

Figura 14. Resultados prueba de transformador de corriente con CT ANALYZER.

3.3 Definición de casos de prueba

Una vez listo el modelo, se procede a definir los casos de prueba, con el fin de validar la estabilidad de la protección de barras y el desempeño del

algoritmo de detección de saturación, los casos de prueba se definen para generar la mayor saturación del transformador de corriente del circuito ante fallas externas. Los casos definidos fueron los presentados en la tabla 3.

Caso	Descripción	Observaciones
1	Falla monofásica fase R franca externa (burden 1 ohm).	Se presenta saturación a los 4 milisegundos.
2	Falla monofásica fase R externa de 5 ohm (burden 1 ohm).	Con la resistencia de falla la corriente disminuye considerablemente y no se presenta saturación.
3	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms (burden 1 ohm)	Se presenta saturación a los 4 milisegundos. La falla se deja más tiempo para validar si la protección diferencial dispara en un tiempo mayor.
4	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube 2 ohm.	Se aumenta el burden para disminuir la respuesta del TC. Se presenta saturación a los 3 milisegundos.
5	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube 10 ohm Falla monofásica fase S franca externa. La falla dura 120 ms y luego evoluciona a interna. Burden 1 ohmio.	Se aumenta el burden para disminuir la respuesta del TC. Se presenta saturación a los 2 milisegundos. Se busca validar respuesta de la protección ante falla evolutiva.
6	Falla monofásica fase T franca externa. La falla dura 80 ms y luego evoluciona a interna. Burden 1 ohmio.	Se busca validar respuesta de la protección ante Falla evolutiva con un despeje más rápido de la falla externa.
7	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 80 ms y recierra a los 500 ms. Burden 1 ohmio.	Se evalúa desempeño de la protección diferencial ante ciclo de recierre.
8	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 80 ms y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	Se evalúa desempeño de la protección diferencial ante recierre con cruce por cero de la onda de voltaje.
9	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 54 ms, Se interrumpe corriente en semiciclo positivo y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	Se evalúa desempeño ante condiciones más adversas para la saturación del transformador de corriente.
10	Falla monofásica fase R con resistencia de falla de 0.9 ohmios para generar 8 kA de falla. La falla dura 54 ms, Se interrumpe corriente en semiciclo positivo y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	Se busca obtener una corriente de 8 kiloamperios que corresponde a estándar de elemento instantáneo de sobrecorriente para validar si en ese valor de corriente hay saturación del transformador.
11	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube para obtener una saturación a los 2 milisegundos.	Se busca verificar si el algoritmo de saturación funciona para tiempos de saturación por debajo de 3 milisegundos

Tabla 3. Casos de prueba definidos para evaluar desempeño de protección diferencial de barras.

Una vez definidos los casos de prueba se procede a realizar la inyección de cada uno de ellos y a registrar los resultados obtenidos.

El monitoreo de la respuesta de la protección diferencial se hace de varias maneras:

- En el equipo de prueba se cablean los contactos de salida de disparo de la protección diferencial.
- Para cada caso de prueba, después de la

inyección, se descarga la oscilografía capturada por el relé diferencial y se evalúa para verificar comportamiento.

En la figura 15 se presenta a manera de ejemplo el caso de prueba número 4. Se puede apreciar la forma de onda de las corrientes que se inyectarán para el general (alimentador) y el circuito de salida. Se aprecia la alta saturación en el circuito de salida.

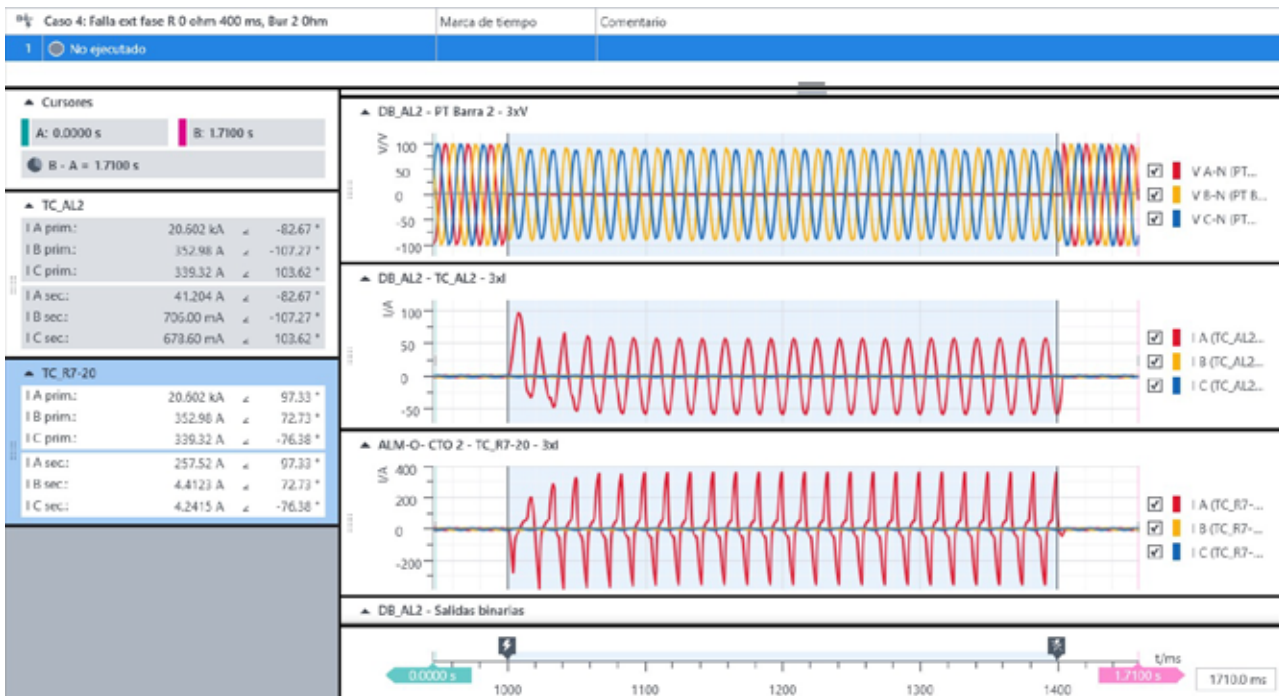


Figura 15. Caso de prueba número 4.

3.4 Resultados obtenidos

Para cada uno de los casos se registra en una tabla resumen la evaluación general de los resultados.

En la figura 16 se presenta la oscilografía capturada en el relé para el caso de prueba número 6.

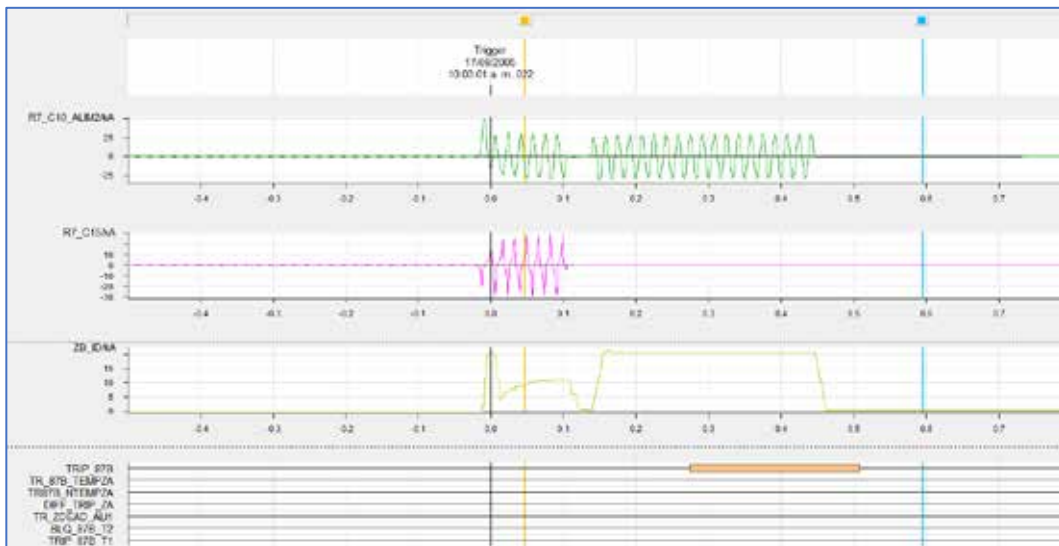


Figura 16. Oscilografía capturada del relé para caso de prueba número 6.

En la tabla 4 se muestran los resultados obtenidos para cada una de las pruebas.

Caso	Descripción	Resultados	VBO
1	Falla monofásica fase R franca externa (burden 1 ohm).	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
2	Falla monofásica fase R de 5 ohm (burden 1 ohm).	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
3	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms (burden 1 ohm)	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
4	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube 2 ohm.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
5	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube 10 ohm.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
6	Falla monofásica fase S franca externa. La falla dura 120 ms y luego evoluciona a interna. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación de la protección diferencial de barras en el primer evento, en el segundo evento, ante falla interna la protección opera.	Ok
7	Falla monofásica fase T franca externa. La falla dura 80 ms y luego evoluciona a interna. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación de la protección diferencial de barras en el primer evento, en el segundo evento, ante falla interna la protección opera.	Ok
8	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 80 ms y recierra a los 500 ms. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
9	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 80 ms y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
10	Falla monofásica fase R franca externa. La falla dura 54 ms, Se interrumpe corriente en semiciclo positivo y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
11	Falla monofásica fase R con resistencia de falla de 0.9 ohmios para generar 8kA de falla. La falla dura 54 ms, Se interrumpe corriente en semiciclo positivo y recierra a los 500 ms, cruce por cero de la tensión. Burden 1 ohmio.	No se presenta operación indeseada de la protección diferencial de barras.	Ok
12	Falla monofásica fase R franca externa, duración de la falla de 400 ms. La carga conectada al TC se sube para obtener una saturación a los 2 milisegundos.	Se presenta operación de la protección diferencial de barras	No

Tabla 4. Registro de resultados obtenidos casos simulados.

Con la evaluación de los resultados obtenidos se observó un comportamiento adecuado de la protección diferencial de barras cuando la saturación de los transformadores de corriente inicia después de los 3 milisegundos; en este margen de tiempo el algoritmo del relé detecta el fenómeno de saturación, evalúa la falla como externa y mantiene su estabilidad. Para el caso 12, donde el fenómeno de saturación inicia a los 2 milisegundos, la protección diferencial no tiene la capacidad de declarar la falla como externa, presentando disparo.

3.5 Prueba de desempeño con casos reales

Se procedió a evaluar el desempeño de la protección diferencial de barras ante casos reales ocurridos en el sistema en donde este mismo tipo de protección ha operado de manera indeseada ante fallas externas. Se identificaron 5 eventos de aperturas de barra de 13.2 kV, cuatro en subestación Central y uno en subestación San Diego. Para cada uno de estos casos se cuenta con el registro oscilográfico en formato Comtrade. Los resultados de las pruebas realizadas se presentan en la tabla 5.

Caso	Evento	Resultado
1	Evento ocurrido en subestación Central e inyectado en diferencial de barras de 13.2 kV.	Operó diferencial de barras
2	Evento fase R 20/03/2020 Disparo barra T1 subestación Central ante falla circuito R02-26	Operó diferencial de barras
3	Evento fase T 21/08/2018 Disparo barra T3 subestación Central ante falla circuito R02-21	No operó diferencial de barras
4	Evento fase T 18/11/2021 Disparo barra T3 subestación Central ante falla evolutiva fases R-S en circuito R02-Emergencia 12	No operó diferencial de barras
5	Evento fase S 09/08/2021 Disparo barra T1 subestación San Diego ante falla circuito R15-23	No operó diferencial de barras

Tabla 5. Registro de resultados obtenidos casos reales.

En los casos 1 y 2 se obtuvo operación de la protección diferencial, para los casos 3, 4 y 5 la protección fue estable.

Para los casos 1 y 2 en los cuales operó de manera indeseada, se observó en la oscilografía inyectada que la saturación se presenta antes de los 3 milisegundos, lo cual no permite que la protección

declare la falla como externa y opere de manera indeseada. En la figura 17 se presenta la oscilografía capturada por el relé para el caso número 1, donde la saturación inicia a los 2.1 milisegundos. En la figura 18 se presenta la oscilografía capturada por el relé para el caso número 2, donde la saturación inicia a los 2.4 milisegundos.

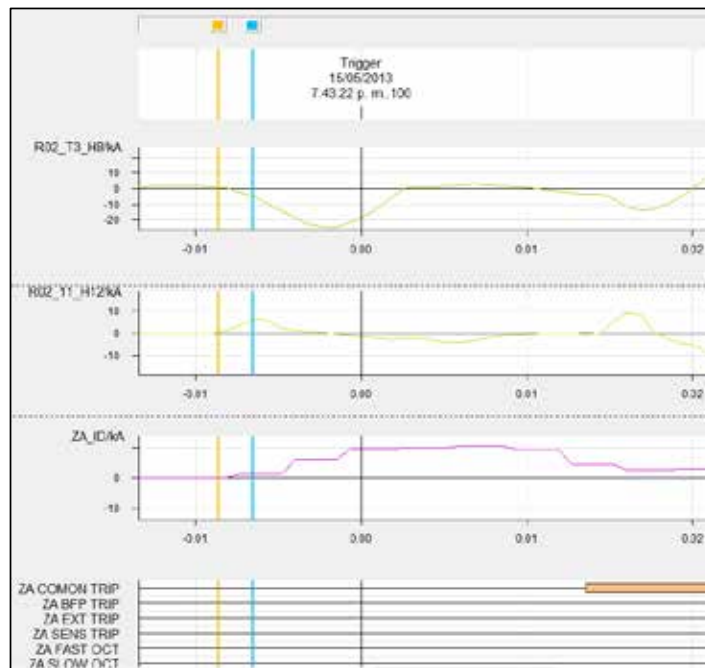


Figura 17. Oscilografía capturada del relé para caso de prueba número 1.

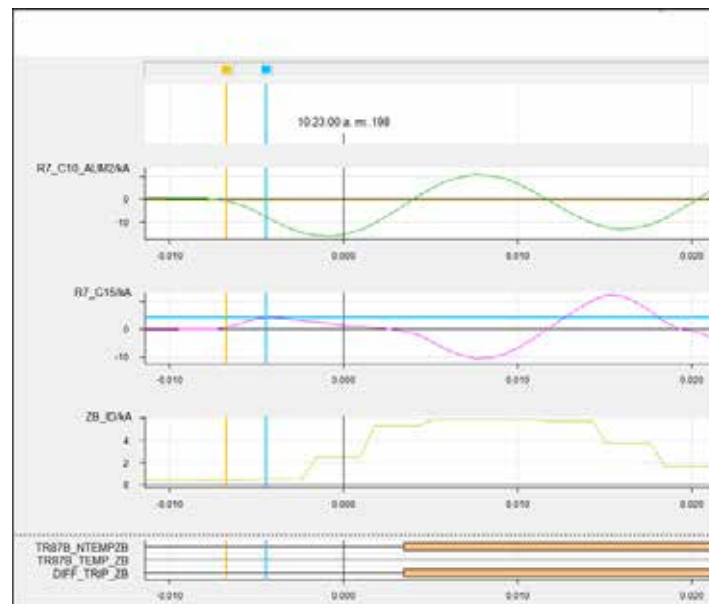


Figura 18. Oscilografía capturada del relé para caso de prueba número 2.

Conclusiones

La utilización de herramientas de prueba tradicionales es adecuada para validar que la programación de un relé sea coherente con la ingeniería y con los ajustes determinados por el estudio de coordinación de protecciones. Sin embargo, estas no evalúan el desempeño de la protección ante las condiciones reales del sistema en el punto donde serán instaladas.

Dado el impacto que tienen las protecciones diferenciales de barra en el sistema de potencia, la evaluación de su desempeño requiere tener en cuenta las condiciones reales del sistema donde estas serán instaladas. Las nuevas herramientas de prueba que consideran el modelo del sistema de potencia en el punto de instalación, así como la característica de los transformadores de corriente, permiten realizar una verificación más confiable de la respuesta de la protección.

Durante las pruebas se evidenció que los algoritmos disponibles en las protecciones diferenciales permiten la detección del fenómeno de saturación ante fallas externas, evitando disparos indeseados. Sin embargo, dichos algoritmos requieren que el transformador de corriente no se sature en los primeros milisegundos; para el caso de la protección bajo estudio, dicho tiempo es de 3 milisegundos. Para los tiempos de saturación por encima de los 3 milisegundos y ante fallas externas, la protección es estable. Para los tiempos de saturación por debajo, la protección opera.

En el dimensionamiento de las características técnicas de los transformadores de corriente se debe considerar los requerimientos mínimos

de los relés de protección para su adecuado funcionamiento ante fenómenos de saturación. Esta recomendación se hace más relevante para proyectos en donde hay un cambio o modernización de protecciones diferenciales y los transformadores de corriente son existentes.

La metodología propuesta permite validar la respuesta esperada de las protecciones diferenciales de barra bajo las condiciones particulares de cada subestación y en caso de evidenciar disparos, ante fallas externas, por fenómenos de saturación, tomar acciones preventivas que eviten esta condición pero que sigan garantizando la operación ante fallas internas. Dichas acciones preventivas se pueden enfocar a modificar ajustes en el relé como la pendiente de operación, la temporización del disparo o la implementación de lógicas adicionales.

La herramienta de prueba RST se puede utilizar para evaluar otros esquemas de protección considerando las condiciones reales del sistema en el punto de instalación. Para el caso de protecciones diferenciales de transformador permite evaluar el desempeño ante condiciones de energización en vacío o bajo carga, filtrado de corrientes de secuencia cero, saturación en transformadores de corriente, entre otros. Para el caso de protecciones de líneas (distancia, diferencial) permite evaluar los algoritmos de protección para diferentes tipos de fallas, variando parámetros como la resistencia de falla y localización, ayudando a identificar problemas en los algoritmos asociados a la identificación de la fase fallada.

Notas al final

¹ OMICRON es una empresa internacional que ofrece soluciones innovadoras de pruebas y diagnóstico para la industria de la energía eléctrica.

Referencias

- ABB. (2007). *Busbar protection REB670 Technical reference manual*. <https://rb.gy/bokpha>
- Unidad Estudios y Asimilación Tecnológica, EPM. (2018). *Análisis de saturación de transformadores de corriente en el sistema de EPM - Subestaciones donde se han presentado casos de saturación en la operación*. Documento disponible en la intranet corporativa.
- Márquez, J. H. (2022). *DIAGRAM Aplicativo para consulta de información del sistema de potencia de EPM v5 2022. E*

Cómo citar este artículo:

Valencia, J. y Jiménez, J. (2022). Metodología para pruebas a protecciones diferenciales de barra ante eventos de saturación empleando la herramienta de simulación y prueba Relaysimtest. *Revista EPM*, (20), 44 - 64.



Bus 100% eléctrico

Bus 100% eléctrico

epm

Por un aire más limpio
vehículo cero emisi

epm

Sandbox como plataforma para la transformación de los negocios

Sandbox as a platform for business transformation

Equipo Redes Inteligentes*
Gerencia Programa Trébol,
EPM

programatrebol@epm.com.co

Resumen

Diversos sectores económicos, entre ellos las utilities, han venido desarrollando escenarios y ambientes de prueba que les permita habilitar nuevos negocios y servicios, los cuales a nivel mundial son denominados sandboxes o areneras. Estos ambientes controlados de prueba permiten resolver problemas o aprovechar oportunidades. EPM implementó el proceso del Sandbox, el cual está diseñado para habilitar diferentes casos de uso de redes inteligentes y ya está a disposición del grupo empresarial.

Actualmente, en el Sandbox se vienen implementando y ejecutando pruebas a diferentes casos de uso relacionadas con temáticas como cobertura, renovables, movilidad eléctrica y gestión inteligente de la red de aguas, entre otros, donde se consideran drivers como la interoperabilidad, la convergencia TI/TO y la armonización de arquitecturas a partir de metodologías y estándares de industria. Este Sandbox servirá como semilla para la estructuración de un Centro de Gestión orientado a garantizar la infraestructura de telegestión asociada y la gobernanza de datos e información que permitirán la operación y sostenibilidad de los actuales y nuevos negocios y/o servicios.

Palabras clave:

Casos de uso, Convergencia TI/TO, Interoperabilidad, Redes inteligentes, Sandbox, SGAM.

Keywords:

Use Cases, IT/OT Convergence, Interoperability, Smart grids, Sandbox, SGAM.

Introducción

Las utilities a nivel mundial, al igual que EPM, han venido enfrentándose a nuevos retos técnicos y económicos, propiciados por el avance continuo y acelerado de la tecnología. Para atender a estos cambios incrementales y disruptivos, las empresas deben encontrar mecanismos ágiles y eficaces para poder probar dichas tecnologías, con el fin de compararlas y evaluar su rendimiento. Adicionalmente, las entidades públicas, que tienen marcos rigurosos de contratación y de lineamientos internos, hacen que muchas veces no se pueda ir a la velocidad de desarrollo de las tecnologías emergentes, ya que cada implementación conlleva un desgaste administrativo elevado.

Por lo anterior, en EPM se viene adelantando un proceso denominado Sandbox, el cual permite a la organización probar e implementar de forma práctica y dinámica diversos casos de uso de Redes Inteligentes (Smart Grids), pero siempre

asegurando la rigurosidad técnica por medio de metodologías estándar y de industria en cada uno de los casos de uso.

Las redes inteligentes se basan en la aplicación de tecnologías y telecomunicaciones para asegurar un sistema económicamente sostenible, con pérdidas bajas, altos niveles de calidad de suministro y seguridad de los que la operan, con el objetivo continuo de permitir la toma de decisiones a nivel organizacional y la integración de las acciones de todos sus agentes. Este concepto está presente también en los negocios de aguas y gas, algunas veces denominados Gas/Water Smart Grid o simplemente Smart Water/Gas. El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica de Estados Unidos (Electric Power Research Institute - EPRI) tiene documentados y listados más de 180 casos de uso para el sector eléctrico en materia de redes inteligentes.

1. Definición de sandbox

Sandbox es una palabra anglosajona que significa caja de arena o arenero, la cual es una zona que contiene arena destinada a juegos infantiles en la que los niños pueden jugar y experimentar sin el riesgo de lastimarse. Este concepto se ha adoptado de forma análoga en el ámbito del desarrollo de software y/o de la innovación como un espacio físico o virtual de experimentación que permite a empresas operar temporalmente, bajo ciertas reglas que limitan aspectos como el número de usuarios o el período de tiempo en que se puede ofrecer un bien o servicio, es decir, bajo un entorno controlado. De esta forma, las empresas pueden probar productos, servicios y soluciones originales para conocer aspectos técnicos, tecnológicos, comerciales, operativos, entre otros (Herrera y Vadillo, 2018, p. 5). Sin embargo, este concepto se ha implementado ampliamente en otros sectores

como el sector de las telecomunicaciones y el eléctrico, de allí su importancia para las utilities como EPM.

Los sandboxes se han concebido como entornos controlados y delimitados de pruebas experimentales o ensayos de un proyecto piloto de innovación de base tecnológica. Se considera a esta última aquella que puede dar lugar a nuevas aplicaciones, procesos, productos o modelos de negocio. Se busca que estos proyectos piloto agreguen valor a la organización, en el sentido de mejorar la eficiencia de procesos o mercados, beneficiar a los usuarios o dar señales para mejorar la regulación y el cumplimiento normativo. De estos últimos, nace el concepto de sandbox regulatorio, que es de los conceptos más difundidos mundialmente.

2. Contexto mundial del sandbox para el sector eléctrico

Aunque los sandboxes sirven para diversos sectores económicos y para varios casos de uso (use case), tales como los vehículos autónomos, drones, embarcaciones, nuevas soluciones para telemedicina y la administración pública (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy [BMWi], 2020; Federal Ministry for Economic Affairs And Climate Action [BMWK], 2020), en el sector eléctrico permiten realizar avances relevantes en la estabilidad de la red eléctrica y en nuevos negocios por medio de respuesta a la demanda (DR, por sus siglas en inglés) y, adicionalmente, ayudan a reducir las brechas en términos de funcionalidad, interoperabilidad y ciberseguridad de cada uno de los componentes del stack tecnológico de diversos casos de uso.

Los casos de uso son una técnica para la especificación de requerimientos funcionales propuesta inicialmente en (Jacobson, 1992) y que actualmente forma parte de la propuesta de Unified Modeling Language (UML) (Booch et al., 1999). Un caso de uso sirve para documentar aplicaciones y procesos con el fin de definir requisitos, además son un enfoque bien probado en la ingeniería de sistemas y se utilizan en todo el mundo para obtener una comprensión común de las redes inteligentes (European Committee for Standardization [CEN] et al., 2014; Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2020).

El EPRI define la Smart Grid como “una red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia” (como se citó en Banco Interamericano de Desarrollo [BID], 2016, p. 10). En términos generales se puede definir como una convergencia en materia de avances

tecnológicos de automatización, contadores inteligentes, sistemas en tiempo real, big data, analítica de datos y comunicaciones en las redes eléctricas.

En los últimos años se han realizado avances importantes en la consolidación de los sandboxes a nivel internacional con el desarrollo de proyectos que implementan casos de uso que pueden ser de un gran impacto e interés para la región de Latinoamérica.

Reino Unido es uno de los países que tiene más experiencia en la implementación de sandboxes como instrumento para el desarrollo tecnológico. Por ejemplo, el proyecto Ofgem’s Innovation Link, es un programa desarrollado para toda la cadena del sector energético del Reino Unido donde se incluye la generación, transmisión y distribución enfocado siempre a los beneficios del cliente final. Algunos de los sandboxes que se han trabajado a nivel de programa contemplan: plataforma de comercio de energía local entre pares para permitir a los residentes comerciar ésta con sus vecinos, utilizando tecnología blockchain, proyecto para desarrollar diferentes formas de generar y suministrar calor y electricidad generados localmente a viviendas y edificios comerciales, y desarrollo de herramientas para hacer coincidir la oferta y la demanda de electricidad (BID, 2022).

Por otra parte, en Alemania se encuentra el programa Smart Energy Showcases (SINTEG), el cual busca utilizar la tecnología para impulsar la transición energética y desarrollar soluciones para abordar los desafíos técnicos y legales del negocio de la energía, algunos de los temas que están desarrollando son: digitalización, flexibilidad, acoplamiento de sectores, operación de red, estabilidad del sistema, estandarización, marco legal y redes internacionales (BMWK, s.f.).

En los países bajos se creó el programa Experimental projects in the Dutch energy legislation que busca evaluar las nuevas tecnologías enfocada en la prestación del servicio de energía eléctrica para incorporar nuevos productos y servicios o

nuevos modelos de tarifas con demanda variable (International Smart Grid Action Network [ISGAN], 2019), cuyos resultados se evalúan para crear o modificar regulaciones.

3. El rol del sandbox en los esquemas regulatorios

Un sandbox regulatorio hace alusión a una flexibilización del marco regulatorio o a un conjunto limitado de exenciones regulatorias que se otorgan a un proyecto, empresa o sector económico, con el fin de probar nuevas iniciativas o modelos de negocio, los cuales no podrían validarse en un contexto convencional (Comisión de Regulación de Comunicaciones [CRCOM], 2021). Dentro de sus principales objetivos está conocer la pertinencia, beneficio e impacto que podría presentar la modificación, adición y/o supresión de medidas regulatorias vigentes frente a los nuevos modelos de negocio y/o incursión de nuevas soluciones tecnológicas.

Estos sandboxes regulatorios permiten un entorno de prueba para productos, procesos, servicios y modelos de negocio innovadores para actuar bajo diferentes marcos de referencia, tales como: leyes energéticas, resoluciones del sector, exenciones, derogaciones, tarificación, reglas de zonificación y creación de mecanismos que faciliten la participación activa de distintos stakeholders.

Para el sector eléctrico y dentro del ámbito de las Smart Grids, los Sandboxes regulatorios necesitan

de políticas y acciones que combinen instrumentos de desarrollo e innovación, medidas legislativas e instrumentos de política energética. A su vez, estos permitirán lograr desarrollos para la estabilidad de las redes y su flexibilización, reducción de impacto en el medio ambiente, sector coupling (conectar el sector energía con otros sectores como la industria y el transporte), integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) y gestión energética de comunidades, entre otros aspectos (ISGAN, 2019).

La figura 1 muestra las fases y las acciones que son llevadas a cabo por dos de los actores principales en los sandboxes regulatorios, es decir, por el regulador y por el innovador. El innovador es aquel que propone el caso de uso y que desea emplear el sandbox como vehículo para concretar en la realidad su necesidad y poder probar los beneficios de su solución o caso de negocio ante el regulador. Las fases inician en la aplicación del proyecto y finaliza con la innovación regulatoria y/o la introducción del producto o servicio al mercado.

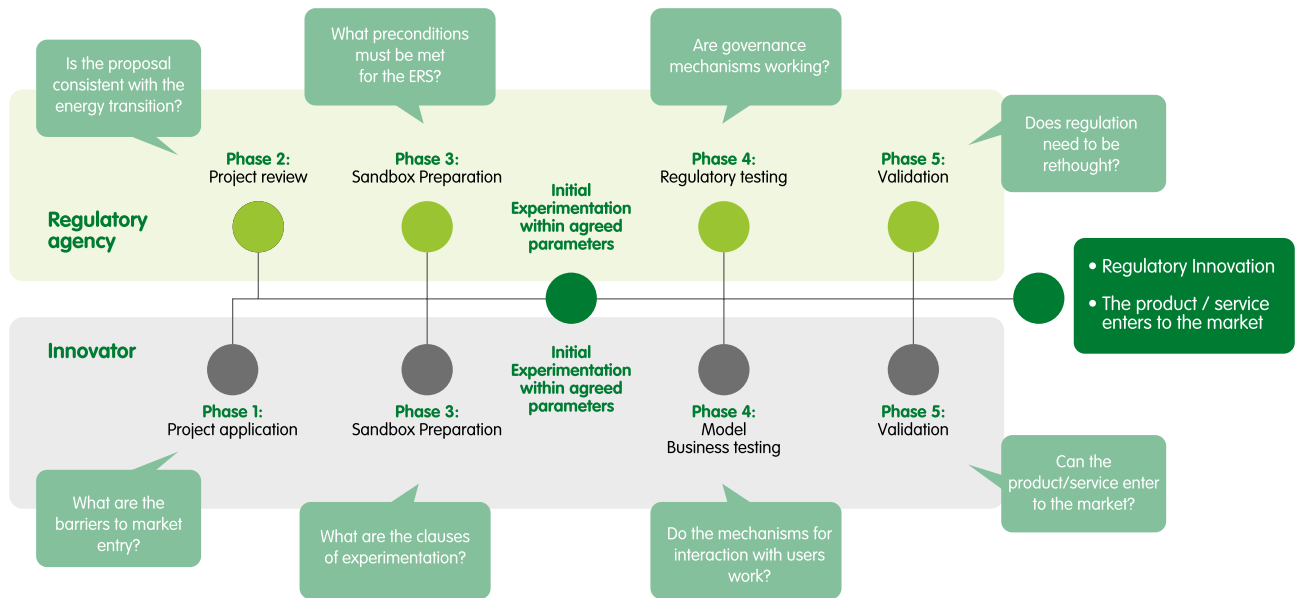


Figura 1. Ejemplo de fases de sandboxes regulatorios.
Recuperado de: (Batalla-Bejarano, 2022).

A nivel mundial, existe un cúmulo importante de iniciativas tipo sandbox regulatorio en el sector eléctrico, sin embargo, para citar un ejemplo relevante, en Italia, The Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) ha tenido una participación activa al promover

la innovación del sector. En la figura 2 se ilustran algunos de los experimentos que se han fomentado. Actualmente en Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha venido adelantando acciones encaminadas a introducir los sandboxes regulatorios.

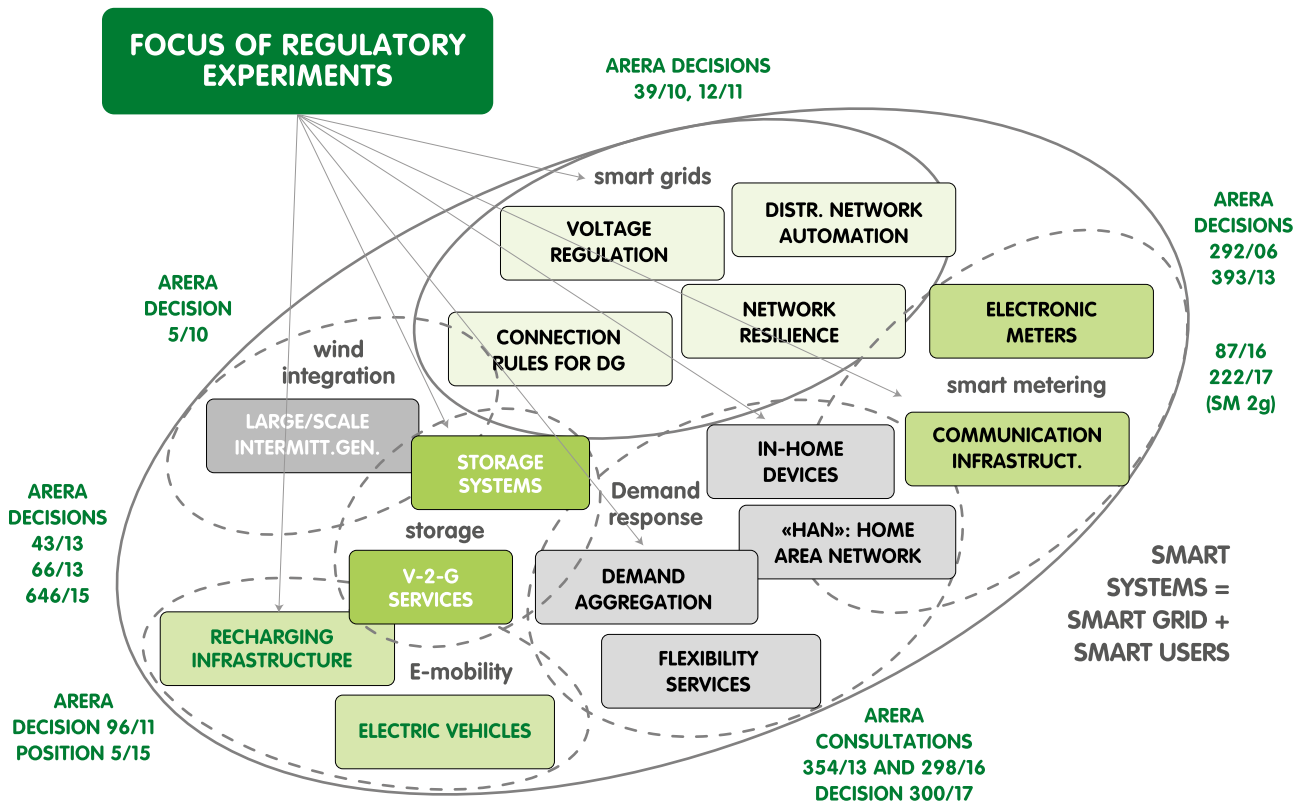


Figura 2. Sandbox de innovación en el sistema de potencia fomentados por ARERA. Recuperado de: (ISGAN, 2019).

Los sandboxes también pueden considerarse una alternativa a la dinámica de realizar pilotos y proyectos de prueba tradicional, ya que buscan acelerar la introducción de nuevas soluciones tecnológicas en la organización, previamente pasando por un entorno controlado. Los sandboxes regulatorios también brindan una oportunidad de experimentar a pequeña escala o en vivo de las potenciales innovaciones (McDonnell et al., 2022).

En Colombia, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (MINCIT, 2021) con el Decreto 1732 de 2021 reglamentó los mecanismos exploratorios de

regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y los ambientes especiales de vigilancia y control o sandbox regulatorio. Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía (MINENERGIA, s.f.) desde su proyecto de decreto sobre los lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de areneras regulatorias, ha venido abordando la necesidad de poder contar con este tipo de escenarios para facilitar la realización de pilotos de diferentes productos, mecanismos, esquemas de remuneración y modelos de negocio, entre otros.

4. El Sandbox de EPM

El Grupo EPM debe prepararse para afrontar los retos de la industria 4.0 y las nuevas tecnologías, gestionando adecuadamente estos nuevos conceptos a través de decisiones asertivas que generen valor, garanticen desempeño y rentabilidad en los negocios y tengan estabilidad y vigencia en el tiempo.

Ante la necesidad de adoptar adecuadamente estas tecnologías y teniendo como prioridad la reducción de riesgos e incertidumbres, se implementó el Sandbox en EPM, cuyo propósito es establecer un ambiente de pruebas controlado que esté a disposición del grupo empresarial, para apoyar la toma de decisiones en el desarrollo de diversos casos de uso y/o soportar algunos proyectos como Redes Inteligentes, AMI y Red de Acceso para los negocios actuales (energía, agua y gas) y/o los nuevos servicios/negocios.

En aras de lograr la sostenibilidad de las soluciones definidas e implementadas en el Sandbox, se

establecieron los siguientes impulsores (drivers): Interoperabilidad, metodologías y estándares de industria, metodologías ágiles, convergencia TI/TO y la armonización de arquitecturas, entre otros. Para llevar a cabo la implementación de casos de uso con rigurosidad técnica y cumplir con los drivers definidos para el Sandbox, se han adoptado metodologías y marcos de referencias internacionales como Intelligrid y SGAM (Smart Grid Architecture Model).

La sede principal del Sandbox está ubicada en la sede del Almacén General de EPM, tal como se muestra en la figura 3. Este es un espacio facilitado por la Unidad CET Normalización y Laboratorios y se encuentra al lado del proceso de calibración de medidores. Adicionalmente, se cuenta con el apoyo de la Unidad Control Pérdidas Energía quienes facilitan espacios adicionales para reuniones y capacitaciones.



| Figura 3. Ubicación Sandbox EPM.

La implementación del Sandbox en el Grupo EPM se desarrolla inicialmente en dos fases, las cuales se ilustran en la figura 4. Sin embargo, este proceso

deberá ser un ciclo continuo para la habilitación de cada uno de los casos de uso.

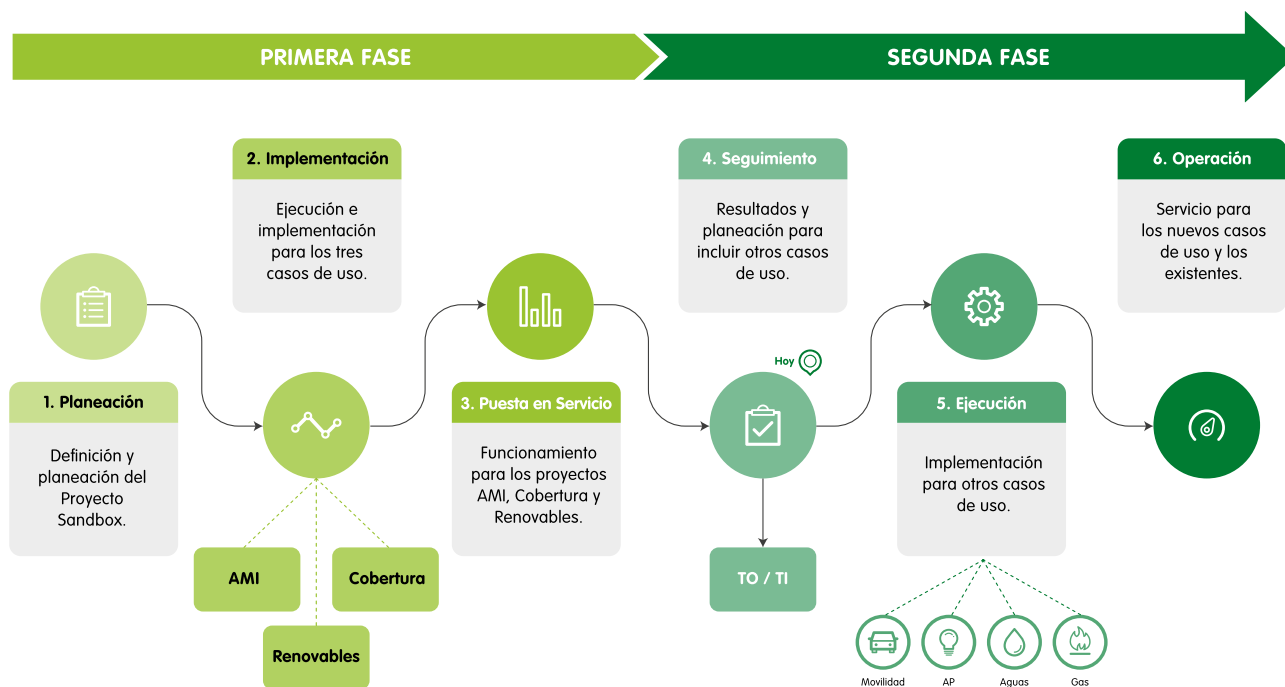


Figura 4. Fases de implementación del Sandbox en EPM.

En la primera fase, se formularon las iniciativas, se definió el lugar de diseño e implementación, se ejecutó un plan de adquisiciones de herramientas, equipos y accesorios, y se realizaron las adecuaciones físicas necesarias. Luego se inició con la implementación de tres casos de uso (AMI, Cobertura y Renovables), donde se hicieron las gestiones de contratación de equipos, elementos y servicios necesarios para su desarrollo y, por último, se inició con la implementación de cada uno de ellos para el desarrollo de pruebas.

En una segunda fase, se prevé realizar el seguimiento y análisis de resultados de los casos de uso inicialmente priorizados e incluir la ejecución de

otros casos de uso, tales como: Movilidad eléctrica, telegestión de alumbrado público, aguas y gas.

4.1 El Sandbox como un proceso para el Grupo EPM

En la figura 5 se muestra parte del alcance técnico y de innovación que pueden representar el Sandbox en el Grupo EPM. Dado que el Sandbox en EPM es multiservicio, es necesario diseñar un proceso o modelo operativo, con el fin de lograr obtener los beneficios esperados para cada uno de los casos de uso que los negocios de energía, agua y gas se planteen.

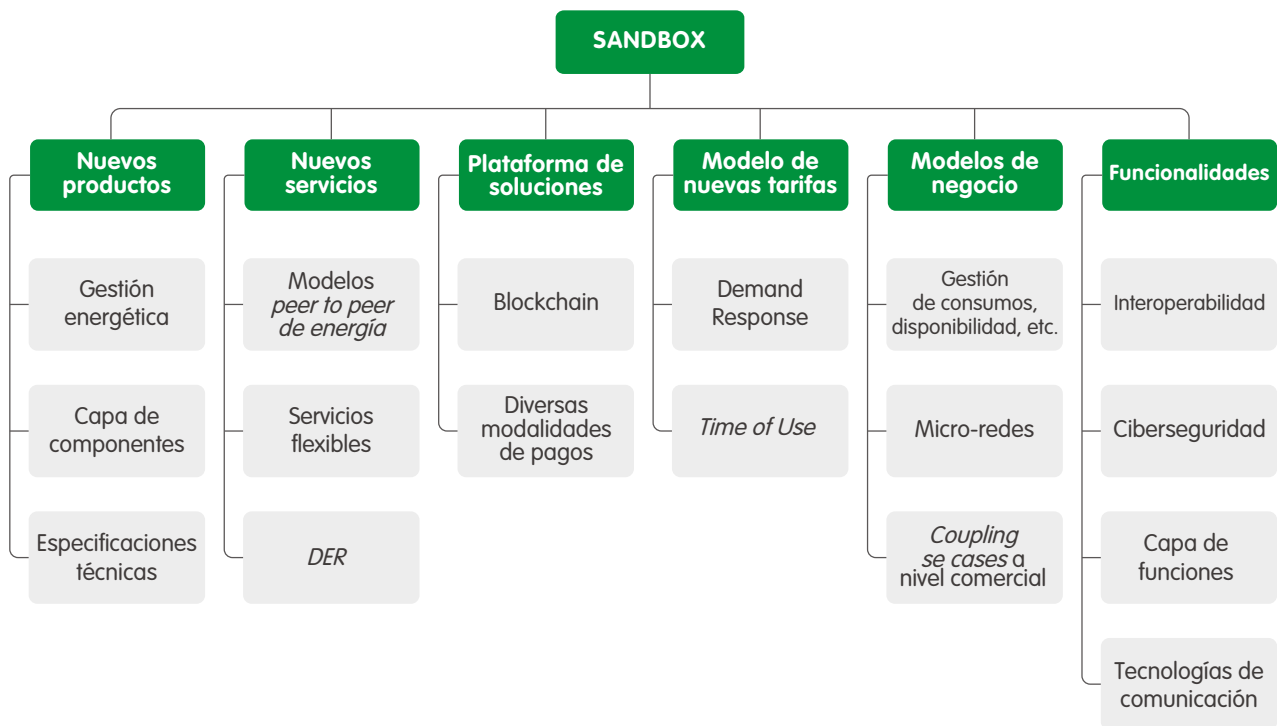


Figura 5. Algunos objetivos generales del Sandbox de EPM.
Adaptado de: (ISGAN, 2019).

El Sandbox, más allá de un espacio físico que contiene equipos, herramientas y software, se ha concebido como un proceso completo desde la concepción e identificación de la necesidad (oportunidad/problema) hasta la materialización de las pruebas en el entorno controlado, en el cual se obtienen conclusiones de valor agregado para la organización. Por lo anterior, de forma colaborativa, las dependencias de Diseño Organizacional (DO) y la Gerencia Trébol han logrado adelantar un esquema general del modelo operativo del Sandbox.

En la figura 6 se muestra una visión general de algunas de las actividades que se ejecutan dentro

del modelo operativo del Sandbox. Sin embargo, se debe tener en cuenta que este modelo operativo, al tratarse de temas de nuevas soluciones tecnológicas y algunas con alto impacto innovador, está en constante revisión y ajuste. Una de las principales ventajas del Sandbox para el Grupo EPM es la forma en que se conciben y se ejecutan los casos de uso, ya que se requiere agilidad y practicidad para cada una de las fases, tales como el diseño de las soluciones, el abastecimiento, la implementación y ejecución de las pruebas que finalizarán con un test report técnico y sus respectivas conclusiones.

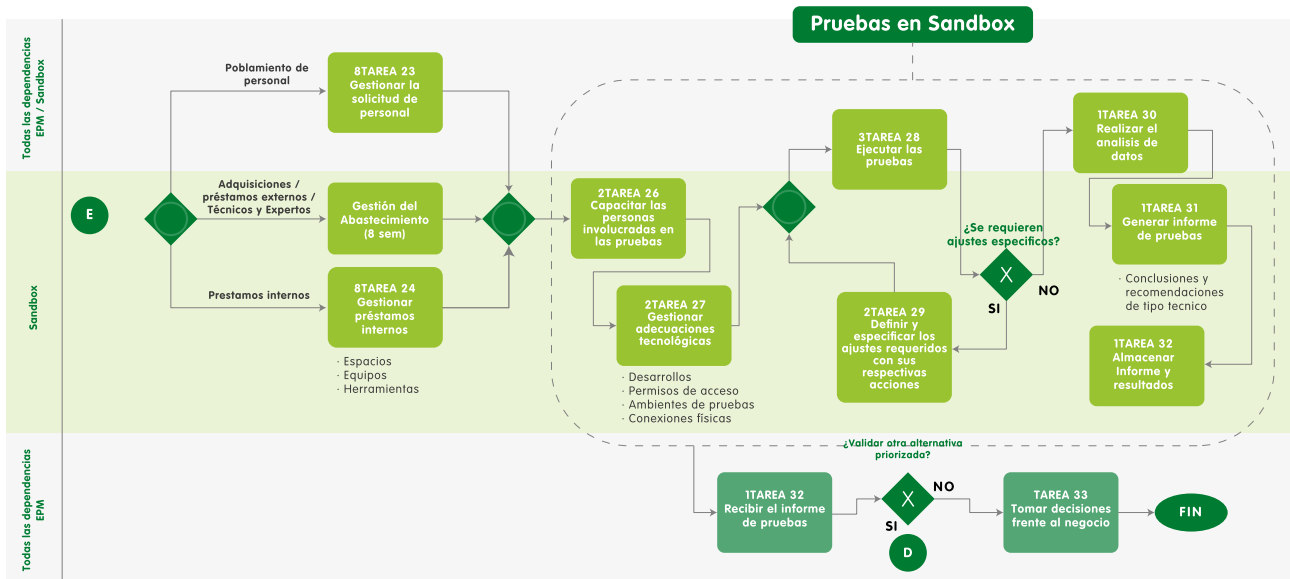


Figura 6. Algunas actividades que se ejecutan dentro del proceso del Sandbox de EPM.

4.2 Beneficios del Sandbox

A continuación, se describen algunos de los beneficios del Sandbox para el Grupo EPM:

- Experimentar con tecnologías disruptivas, funcionamiento e interoperabilidad.
- Obtener conocimiento, identificar oportunidades y amenazas potenciales a nivel técnico o en otra dimensión, estratégico, comercial y operativo, entre otras.
- Validar casos de negocios, disminuir incertidumbres y reducir los riesgos.
- Identificar y generar sinergias entre diferentes proyectos y/o áreas de negocio.
- Generar datos para el aprovechamiento desde otras iniciativas empresariales.
- Generar propuestas de valor para la organización una vez se realicen las pruebas.
- Dar señales al regulador, negocios y/o proveedores, en cuanto al uso y operación de nuevas tecnologías para habilitar nuevos negocios o servicios.
- Validar y usar metodologías y estándares de industria para definir cuál se ajusta más a las necesidades del proyecto, considerando a su vez al cliente que siempre estará en el centro de los análisis.
- Emplear y adaptar tecnologías, protocolos, software y procesos, usando metodologías de industria como IntelliGrid, que permite hacer un análisis top-down donde inicialmente se realiza un análisis de necesidades de negocio, después estratégico y táctico y, por último, se materializan los proyectos a partir de estándares (EPRI, 2006).
- Uso de modelos como el SGAM y estándares de industria para el diseño de arquitecturas de los diferentes casos de uso.

4.3 Casos de uso aplicados en el Sandbox de EPM

En el Sandbox de EPM hay algunos casos de uso que se vienen implementando para los negocios actuales, nuevos servicios y/o nuevos negocios con el objetivo de probar el potencial de tecnologías disruptivas teniendo como prioridad la reducción de riesgos e incertidumbres que puedan afectar su caso de negocio actual, basado en el desarrollo de

Temáticas	Objetivos de casos de uso	Estado de Desarrollo
Cobertura	Desarrollar pruebas de concepto en el marco del <i>Sandbox</i> tecnológico con miras a la verificación del cubrimiento de la oferta comercial en desarrollo para los usuarios de las ZNI, así como también propiciar los desarrollos necesarios para la implementación exitosa del proyecto según los requerimientos regulatorios.	Finalización pruebas con diferentes topologías, datáfono y sistemas Desarrollo de especificaciones (Sistema solar, medida, sistemas TI).
Renovables	Supervisión remota de sistemas fotovoltaicos a través de SCADA y otras aplicaciones. Captura y administración de la data a través del portal de usuario.	Implementación de un sistema de telemetría para una instalación fotovoltaica Interconectados a la Red Eléctrica (GRID-TIE). Inicio pruebas en fábrica FAT al sistema de control y comunicaciones.
Alumbrado público	Implementar soluciones de telegestión con diferentes tecnologías de comunicaciones. Contribuir en la definición del <i>stack</i> tecnológico para Ofertas de Gobierno.	Abastecimiento de muestra comercial de controladores para pruebas de luminarias en el <i>Sandbox</i> e inicio de pruebas de dimerización y control.
Movilidad eléctrica	Identificar, describir y habilitar casos de uso y de prueba en movilidad eléctrica que permitan agregar valor al negocio tanto para la operación y gestión tecnológica como también en la habilitación de nuevas ofertas comerciales en el ámbito del <i>Smart Charging</i> .	<i>Referenciamiento</i> con proveedores de estaciones de carga y equipos para prueba en movilidad eléctrica. Elaboración de RFI de movilidad para identificar proveedores y capacidades en la instalación, habilitación y aprovisionamiento de funcionalidades en estaciones de carga para prueba.
Aguas <i>(Gestión inteligente de la red secundaria)</i>	<i>Sandbox</i> para la Gestión Inteligente de la Red Secundaria. Simular las condiciones de la red de distribución secundaria para probar diferentes casos de usos. Regulación de presión por punto crítico bajo demanda.	Trabajo colaborativo entre el negocio de aguas y la Gerencia Trébol. Diseño preliminar de la iniciativa y modelado 3D. Divulgación de iniciativa con las áreas de Operaciones y Mantenimiento
Gas	Identificar y priorizar casos de uso en <i>Smart Gas Grids</i> que representan valor agregado para el negocio, para su diseño, desarrollo e implementación de pruebas en el <i>SandBox</i> .	Socialización de resultados obtenidos en las fases de consultoría, vigilancia y referenciamiento a Negocio del Gas. - Diagnóstico y visión (Consultoría externa). - Vigilancia Tecnológica (EPM).
AMI	Explorar soluciones de infraestructura de medición avanzada con el fin de promover la gestión eficiente de energía, considerar señales regulatorias y permitir la incorporación de nuevas tecnologías en el sector eléctrico.	Realización de pruebas funcionales de medidores, sistemas de comunicaciones y <i>Head End Systems</i> (HES) a nivel del <i>Sandbox</i> de laboratorio y en terreno.

Tabla 1. Listado de algunas temáticas del Sandbox.

conocimientos, capacidades y considerando drivers como la convergencia TI/TO y la interoperabilidad. En la Tabla 1 se listan algunos de las temáticas que se vienen abordando en el Sandbox de EPM, cada una puede involucrar diversos casos de uso.

Con el desarrollo estos casos de uso o iniciativas de digitalización en el Sandbox, se busca identificar aquellos aspectos más relevantes, para extraer lecciones aprendidas y particularidades que apoyen la transformación de los negocios actuales o la estructuración de nuevos modelos de negocio.

El Sandbox como herramienta tecnológica se convierte en una plataforma ideal en la cual EPM ejerce un papel de facilitador para el desarrollo de proyectos piloto que traerá múltiples beneficios para los usuarios mejorando la eficiencia en sus consumos, a las empresas prestadoras de servicio mejorando la gestión, seguridad y confiabilidad en la operación, a los proveedores en la expansión de nuevos productos y mercados y, finalmente, al fortalecimiento del regulador teniendo como eje la transformación del modelo energético y operacional.

Por otra parte, el Sandbox servirá también de semilla para habilitar un Centro de Gestión en EPM para diversos casos de Redes Inteligentes, ya que para todos los casos de uso podrá mostrar las bondades de contar con un proceso de gestión del dato y de la información (Gobernanza del dato), la necesidad de definir los modelos operativos que permitan encontrar sinergias entre ellos y aunar esfuerzos técnicos relacionados con las redes inteligentes.

4.3.1 Cobertura

El objetivo principal de este caso de uso es la implementación de una solución tecnológica integral end-to-end interoperable, que permita habilitar los nuevos servicios de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI) y que articule los sistemas de generación de energías renovables con los sistemas de lectura, medición y facturación por unidad de tiempo [t] y energía [kWh], y los nuevos esquemas y procesos comerciales para la prestación del servicio.

Para lograr el objetivo de este caso de uso y desarrollar de forma adecuada la definición de las necesidades y requisitos del sistema se hizo uso de la metodología Intelligrid, y a través del enfoque top-down que esta presupone, de tal manera que se cubran las necesidades de interoperabilidad, modelo de datos canónico, los estándares y componentes de industria necesarios para la materialización y funcionamiento de la solución.

El diseño y desarrollo de pruebas de concepto se efectuó con miras en la verificación del cubrimiento de la oferta comercial en desarrollo para los usuarios de las ZNI, así como también propiciar los desarrollos necesarios para la implementación exitosa del proyecto según los requerimientos regulatorios.

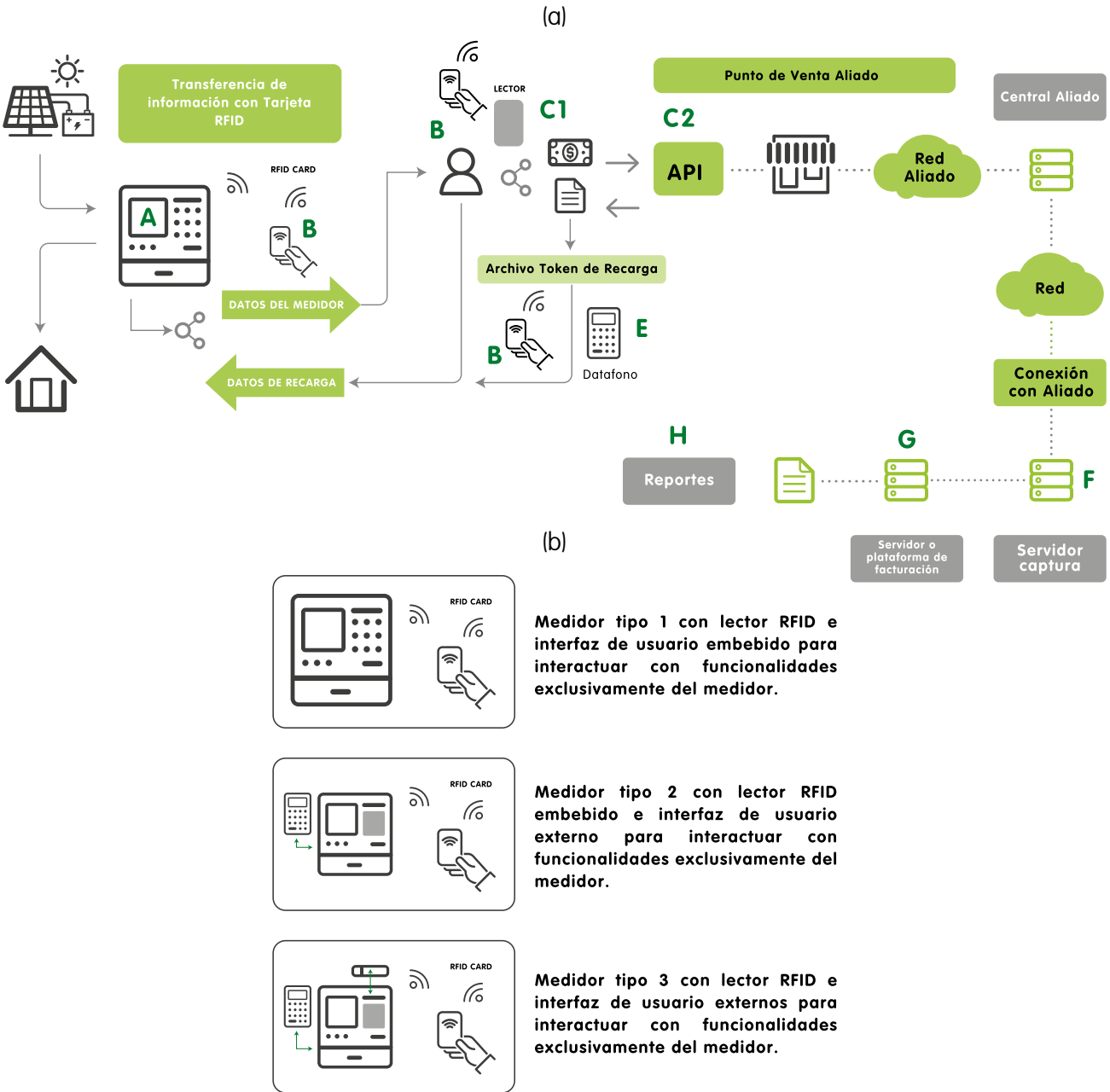
Los logros más representativos en el desarrollo de este caso de uso son la identificación, descripción y aprovisionamiento del caso de uso, la identificación, priorización y ejecución de casos de prueba, sinergias con filiales y apoyo en su implementación y el apoyo en la construcción de reglas de negocio.

Las soluciones diseñadas e implementadas incluyen cinco topologías que abarcan cada una el Sistema Individual Solar Fotovoltaico (SISFV) y los sistemas de medida, lectura y facturación. Esta solución, que tiene su énfasis en sus componentes de supervisión y control, ha sido validada rigurosamente a nivel sandbox con la participación y socialización a las diferentes filiales de Grupo EPM. La arquitectura diseñada (figura 7) mezcla un medidor prepago no convencional con una coordinación comercial de pospago para identificar disponibilidad de la solución orientada a la electrificación. A su vez, se requirió caracterizar el comportamiento de la solución (SISFV+Batería) y el dimensionamiento de las cargas, es decir, el perfil de cargas para diferentes patrones de uso -kit-, entre otros aspectos.

El desarrollo tecnológico en el sandbox pretende mitigar los impactos ambientales en ZNI, minimizar pruebas e integraciones con miras a la interoperabilidad y ciberseguridad, generar recomendaciones y permitir al Proyecto de Cobertura del Grupo Empresarial tener los insumos

para su formulación y/o especificaciones técnicas, entre otros elementos técnicos y comerciales necesarios para finalmente habilitar la oferta. Incluso, este desarrollo permitió descartar otras soluciones a nivel técnico o ciertas características

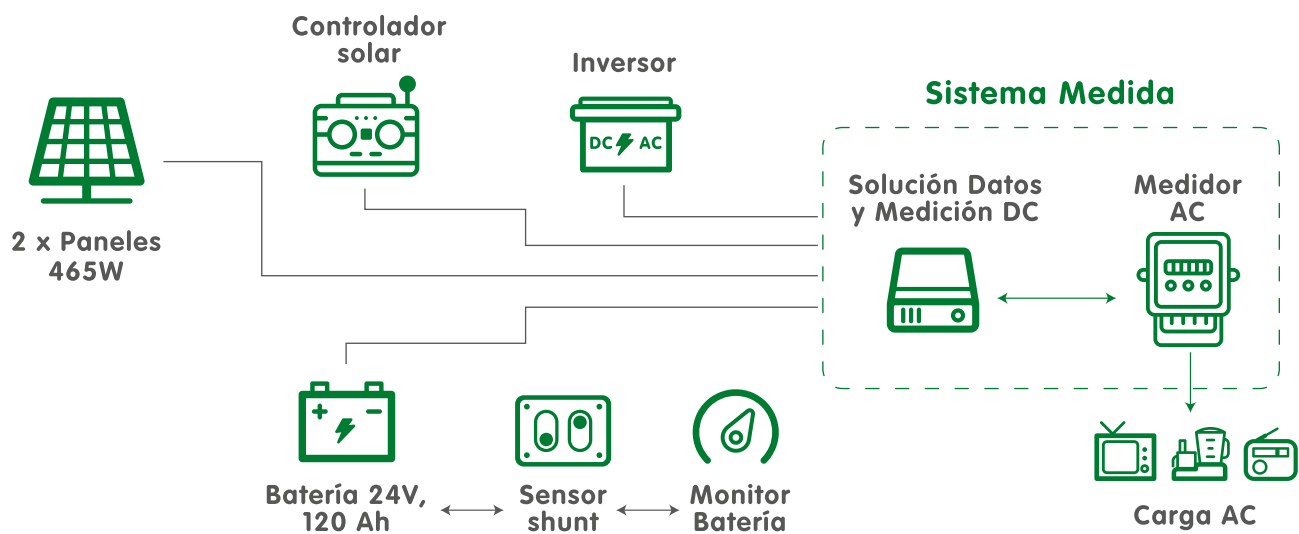
técnicas puntuales. De hecho, no sería posible detectar lo anterior sin concebir el Sandbox de EPM a nivel de la organización desde una óptica de Smart Grids.



| **Figura 7.** (a) Esquema general de arquitectura para la solución para ZNI y (b) topologías de campo (disponibilidad y variables AC/DC).

La solución solar fotovoltaica (figura 8) se implementó en una de las sedes de EPM, con el fin de simular y configurar el ambiente de una ZNI, siendo el Sandbox (figura 9) el espacio propicio para la realización de pruebas técnicas y comerciales. Con

lo anterior, se monitorea el comportamiento de la solución per se, y de aquellas funcionalidades que complementan el diseño de la oferta comercial, incluyendo el diseño de los procesos.



| **Figura 8.** Diagrama general de componentes a nivel de potencia.



| **Figura 9.** Implementación Sandbox proyecto Cobertura.

4.3.2. Gestión Inteligente de la red secundaria de acueducto

La gestión inteligente de la red secundaria es uno de los componentes principales del Water Smart Grid que habilita la transformación tecnológica del negocio de aguas, por tal motivo se está desarrollando un sandbox que habilite la infraestructura necesaria para probar nuevas tecnologías y diferentes casos de uso encaminados a dicha transformación.

Esta infraestructura contará con los elementos principales de una red de distribución secundaria típica como son: Tanque de almacenamiento, bombeo, estación reguladora de presión, usuarios finales, sensores de caudal y componentes de software que permitan realizar la gestión sobre el sistema. En la figura 10 se presenta el diseño preliminar que se está considerando en el Sandbox.

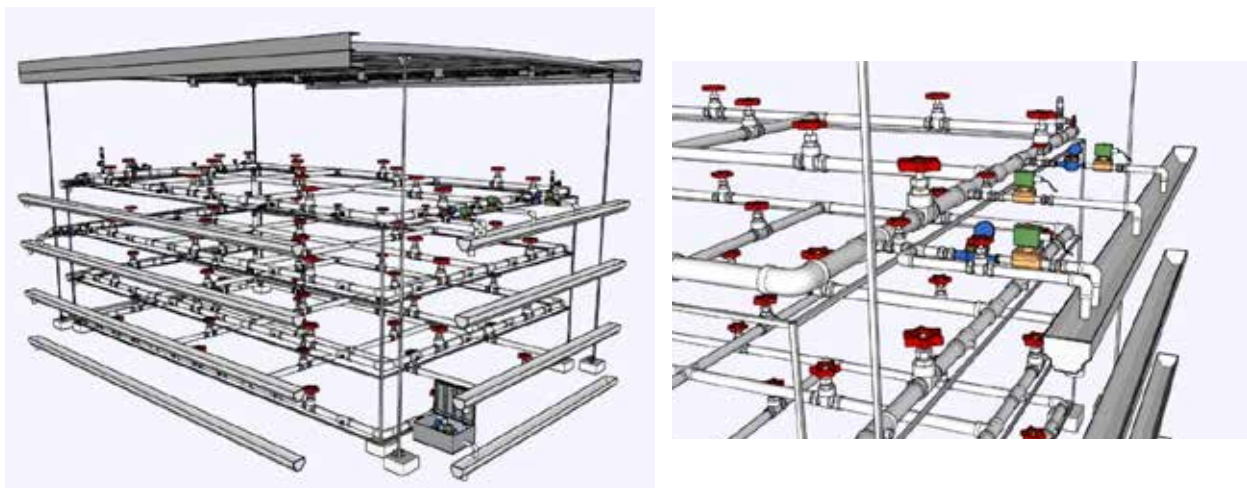


Figura 10. Diseño preliminar en el Sandbox para la Gestión inteligente de la red secundaria de acueducto.

El primer caso de uso que se implementará en el Sandbox será la regulación de presión por punto crítico bajo demanda, donde se probarán diferentes algoritmos de control que permiten realizar la regulación óptima bajo condiciones controladas que simulan el perfil típico de consumo de un circuito de distribución secundaria. Lo anterior permite al negocio de aguas conocer, medir y evaluar las diferentes tecnologías y condiciones para futuros pilotos y/o despliegues. Los beneficios de asegurar la presión óptima en el sector hidráulico en todo momento se dan en términos de disminución de pérdidas técnicas (reducción de fugas no visibles), mayor vida útil de las redes, menor daño por kilómetro, menos quejas por parte de los usuarios, menores costos de reparación de daños y mejora en la continuidad del servicio.

4.3.3 Renovables

La evolución del sistema eléctrico actual hacia las Smart Grids representa un cambio hacia un sistema descentralizado, soporta el flujo de energía y comunicación de forma bidireccional y de generación distribuida, donde los usuarios finales o cualquier agente que esté conectado a la red pasa a ser un ente activo con los mercados (Ponce et al., 2017).

El objetivo de este caso de uso es el diseño e implementación de un sistema supervisión y monitoreo remoto para sistemas fotovoltaico que permita el acceso remoto y seguro para la gestión, el mantenimiento y la analítica de los datos que se generan en la operación, mediante una plataforma que facilite recolectar la información más relevante de las plantas de generación por medio de diferentes protocolos de comunicaciones, leer, almacenar y analizar información para habilitar la integración de diferentes activos electrónicos inteligentes como inversores, medidores, actuadores y estaciones meteorológicas. Esta plataforma debe permitir que se realice la gestión y mantenimiento remoto mediante el monitoreo de variables eléctricas y no eléctricas, registrar parámetros y la interacción de varios actores en la cadena de producción.

Algunas de las características principales para estos sistemas son:

- Monitoreo centralizado de variables en tiempo real. Se debe poder supervisar y controlar cualquier variable en tiempo real, sea del sistema de energía solar, una unidad de medición, estación meteorológica, un SCADA o un medidor inteligente.

- Almacenar datos. La información se debe procesar y analizar en tiempo real, igualmente se guarda en un repositorio para almacenar información histórica para análisis de datos y modelos de machine learning.
- Notificación de alarmas y eventos durante en el monitoreo. Estas pueden ser sonoras, visuales, correo y/o SMS, entre otras.
- Consolidación de información de diferentes tecnologías de dispositivos.
- Traducción multiprotocolo. Se debe contar con una gran librería de protocolos industriales para la integración de diferentes aplicaciones, tales como DNP3, MODBUS, IEC104, DL502/COSEM y IEC61850.

La plataforma diseñada está basada en la nube y permite la integración con herramientas de hardware y software para detectar o generar cambios en la red, a través del monitoreo directo y control de equipos y Sistemas de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), Controladores Lógicos Programables (PLC) y Unidades Terminales Remotas (RTU). Estos nuevos equipos utilizan protocolos y estándares abiertos para conectarse a la nube u otros sistemas de recolección de datos que extienden tanto la capacidad de análisis, como la determinación de pronósticos, análisis de falla y clasificación de problemas. En la figura 11 se muestra un esquema general de la arquitectura.

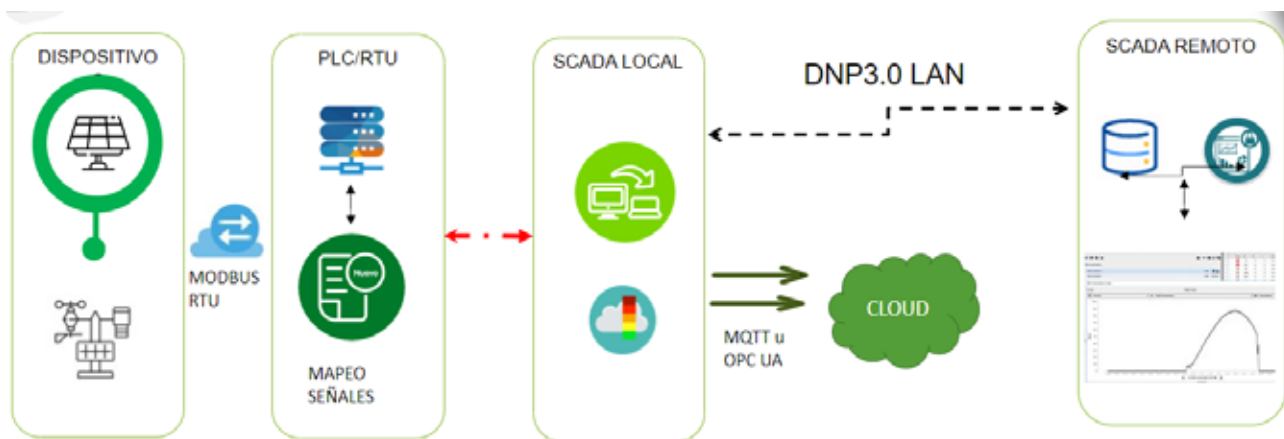


Figura 11. Esquema general de arquitectura.

4.3.4 Telegestión de alumbrado público

El objetivo del caso de uso de telegestión de alumbrado público es evaluar desde los drivers de interoperabilidad y convergencia TI/TO diferentes soluciones para la gestión remota del alumbrado público que involucren diferentes tipos de tecnologías de comunicación y plataformas de gestión. En EPM ya se han realizado diferentes pilotos y pruebas de sistemas de telegestión, sin embargo, no se ha tomado una decisión sobre cuál es la tecnología a la que el negocio le debe apuntar, de tal manera que la solución sea perdurable en el tiempo, mantenible, escalable y segura.

En el Sandbox se podrán probar diversas soluciones tecnológicas, por ejemplo, a nivel de comunicaciones, tecnologías como Wi-SUN, LTE, LoRaWAN y ZigBee, entre otras, para las cuales se evaluará estabilidad de la red, escalabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, confiabilidad, y seguridad. Adicionalmente, se podrán revisar otros aspectos como la identificación de funcionalidades de los Head End Systems (HES) para alumbrado público o aquellas con potencial para Smart Cities. Algunas de estas tecnologías de comunicación se describen a continuación:

- WiSUN. Con esta prueba se pretende apalancar y extender la red mallada que podrá soportar también el caso de uso de AMI, de tal manera que ambos casos de uso puedan converger en la misma infraestructura, lo que potencialmente podrá ayudar a expandir la red y garantizar su escalabilidad y cobertura.
- LTE. Se pretende probar un sistema de telegestión sobre una red LTE multi-operador, el cual permite conectarse a cualquier proveedor de telecomunicaciones que tenga cobertura en la zona de instalación. Esta solución habilitará la posibilidad de implementar otros casos de uso asociados a las ciudades inteligentes como, por ejemplo: cámaras de vigilancia, calidad del aire, contaminación acústica y servicios de conectividad a internet, utilizando la infraestructura de alumbrado público.
- LoRaWAN. Con el objetivo de aprovechar la convergencia de tecnologías, y teniendo en cuenta que el negocio de aguas está desplegando una red LoRaWAN para la conexión de sensores, se identificó la posibilidad de apalancarse en esta red tipo estrella. En este sentido, ambos

negocios compartirán la misma infraestructura de comunicaciones logrando un uso eficiente y una economía de escala.

- ZigBee. EPM tiene desplegados cerca de 2.000 puntos telegestionados con esta tecnología. Este piloto, actualmente en operación, permitirá ser comparado con las demás tecnologías dentro del Sandbox.

Adicionalmente a las comunicaciones, se probarán las funcionalidades básicas de los sistemas de telegestión tales como: encendido y apagado, perfiles de dimerización, gestión de eventos y alarmas, modelo de datos, geolocalización, y otras funcionalidades que le permita al negocio optimizar la operación y el mantenimiento de la infraestructura de alumbrado público.

Con los resultados de las pruebas se espera dar una solución sostenible en el tiempo, tanto para la prestación del servicio de alumbrado público en la ciudad de Medellín, como para la definición técnica de un producto que permita estructurar la oferta comercial para otros municipios en Colombia.

Conclusiones

Los sandboxes son herramientas que han sido usados por diferentes sectores económicos que han permitido realizar en corto tiempo avances importantes en innovación, generación de nuevos productos y servicios. En el sector eléctrico han permitido realizar avances relevantes en estabilidad de la red eléctrica, crear nuevos negocios y reducir las brechas en términos de funcionalidades, interoperabilidad y ciberseguridad de las soluciones tecnológicas.

Uno de los principales tipos de sandbox son los regulatorios, ya que permiten unir la innovación y la regulación, de manera que se pueden realizar diferentes pruebas con el objetivo de proporcionar evidencias, de manera que sea posible incluso adelantarse a las definiciones del regulador proponiendo alternativas o definir si una regulación existente debe cambiar.

Con la implementación del Sandbox multiservicio, EPM se está preparando para afrontar los retos de la industria 4.0, enfocándose en el objetivo de encontrar soluciones tecnológicas que contribuyan a la reducción del impacto medioambiental, a mejorar la toma de decisiones a nivel estratégico y a habilitar negocios y servicios, ya sean nuevos o conexos, que puedan brindarse a los usuarios.

El Sandbox servirá de semilla para la estructuración de un Centro de Gestión en EPM para diversos casos de redes inteligentes, lo cual permitirá inherentemente definir los modelos operativos necesarios para habilitarlos, además de definir las condiciones técnicas y operativas requeridas para lograr la sostenibilidad y adecuada gestión de dichos casos de uso.

Referencias

- Banco Interamericano de Desarrollo. (2016). *Smart Grids Colombia: Visión 2030 - Parte I*. <https://rb.gy/1u1rkm>
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2022). *Regulatory Sandboxes and Innovation Testbeds: A Look at International Experience in Latin America and the Caribbean*. <https://doi.org/10.18235/0002526>
- Batalla-Bejerano, J. (2022). *Energy transition regulatory sandboxes*. <https://rb.gy/wcxtna>
- Booch, G., Rumbaugh, J. y Jacobson, I., (1999). *El lenguaje unificado de modelado*. Pearson Educación.
- Comisión de Regulación de Comunicaciones. (2021). *Convocatoria para participar en el sandbox regulatorio de comunicaciones*. <https://rb.gy/gxm2ul>
- Departamento Nacional de Planeación. (2020). *Guía para la elaboración y presentación de casos de uso*. <https://rb.gy/v9mj4x>
- Electric Power Research Institute. (2006). *Guidelines for Assisting Understanding and Use of IntelliGrid Architecture Recommendations: Distribution Operations*. <https://rb.gy/qetjww>
- European Committee for Standardization, European Committee for Electrotechnical Standardization y European Telecommunications Standards Institute. (2014). *SG-CG/M490/K SGAM usage and examples. Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM)*. <https://rb.gy/0lbjja>
- Federal Ministry for Economic Affairs And Climate Action – BMWK. (s.f.). *The SINTEG Funding Programme. SINTEG – Smart Energy Showcases*. <https://rb.gy/pevmyd>
- Federal Ministry for Economic Affairs And Climate Action - BMWK. (2020). *Regulatory Sandboxes – Testing Environments for Innovation and Regulation*. <https://rb.gy/aaqyah>
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - BMWI. (2020). *New flexibility for innovation Guide for formulating experimentation clauses. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*. <https://rb.gy/v2ynem>
- Herrera, D. y Vadillo, S. (2018). *Sandbox Regulatorio en América Latina y el Caribe para el Ecosistema Fintech y el Ecosistema Financiero*. <https://rb.gy/zxcjqp>
- International Smart Grid Action Network. (2019). *Smart Grid Case Studies: Innovative Regulatory Approaches with Focus on Experimental Sandboxes*. <https://rb.gy/2pjeu7>
- Jackobson, I. (1992). *Object-oriented software engineering: a use case driven approach*. ACM Press; Addison-Wesley.
- McDonnell, M., Gorman, J. y Field, M. (2022). *Regulatory Sandboxes: Program Design to Accelerate Innovation for an Evolving Electric Grid*. <https://rb.gy/wzq8uc>

- Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2021). Decreto 1732 de 2021. Por el cual se reglamenta el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020, en relación con los mecanismos exploratorios de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y los ambientes especiales de vigilancia y control o sandbox regulatorio, y se adiciona el Capítulo 19 al Título 1 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto 1074 de 2015. <https://rb.gy/qgrbia>
- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Proyecto decreto. Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de areneras regulatorias. <https://rb.gy/4ga0zv>
- Ponce, M., Moreano, M. y Acebo, A. (Julio de 2017). Las redes eléctricas inteligentes y su importancia para mitigar los alcances de los desastres naturales. *II Congreso Internacional de Electromecánica y Eléctrica, Latacunga, Ecuador*. <https://rb.gy/s68f4q>

Nota

* Equipo Redes Inteligentes
Gerencia Programa Trébol, EPM

Ana Isabel Vanegas Restrepo
Luis Humberto Berrío Valencia
Juan José Cano Arboleda
Omar de Jesús Alzate Zapata
Rafael Mauricio Luna Uribe
Marcela Giraldo Ramírez
Juan Sebastián Franco Londoño

Como citar este artículo:

Vanegas, A., Berrío, L., Cano, J., Alzate, O., Luna, R. Giraldo, M., y Franco, J. (2022). Sandbox como plataforma para la transformación de los negocios. *Revista EPM*, (20), 66-84.



Conectando el campo con la oficina a través del poder de la geolocalización

Connecting the field with the office through the power of geolocation

Lía Heidy

Paternina Suárez

Unidad Técnica Ambiental y Social
Proyectos e Ingeniería, EPM

Lia.Paternina@epm.com.co

Resumen

Actualmente vivimos en un mundo interconectado en donde el trabajo ya no se encuentra sólo en la oficina, si no que podemos trabajar en cualquier dispositivo, momento y lugar. Los sistemas de información geográfica (SIG) en la web permiten brindar soluciones ágiles en la optimización de gestiones, rompiendo los límites tecnológicos y extendiendo los SIG a dispositivos móviles, que se han convertido en sensores que cada persona puede utilizar para la generación de datos en cualquier momento y lugar.

La plataforma ArcGIS del fabricante ESRI®, ofrece herramientas para optimizar las actividades de campo desde la planeación de la visita, la captura y análisis de los datos, permitiendo así que los geodatos que recopilen los profesionales queden digitalizados, disponibles en la nube y geoenriquecidos en tiempo real, para ser

consumidos en las diferentes actividades de oficina y ahorrando de paso tiempos en el proceso en comparación con los métodos tradicionales. En EPM se implementaron estas herramientas para transformar digitalmente las operaciones de campo asociadas a la gestión ambiental y social de proyectos, en 4 gestiones específicas: inventario forestal, compensaciones forestales, fauna e interventoría socioambiental. Para ello se utilizó una suite de aplicaciones de la Plataforma ArcGis: para la captura de datos en campo se emplearon formularios digitales en ArcGis Field Maps y Survey123, para la construcción de geovisores se implementó Web App Builder de ArcGis online y para los tableros de control se usó el ArcGis Dashboard. Con estas implementaciones se optimizó el flujo de trabajo de estas gestiones, ahorrando tiempo y esfuerzos de los profesionales y disminuyendo el uso del papel.

Palabras clave:

ArcGis, Trabajo de campo, Transformación digital, Optimización, Fauna, Interventoría, Inventario, Compensaciones, Formularios, Geovisores, Tableros de control.

Keywords:

ArcGis, Fieldwork, Digital transformation, Optimization, Fauna, Supervision, Inventory, Compensation, Forms, Geovisors, Dashboard.

Antecedentes

El mundo globalizado está cada vez más interconectado debido al uso del internet que nos permite enlazarnos desde cualquier parte del mundo, y las tecnologías de la información nos permiten hacer tareas sin la necesidad de estar presentes, gracias a la posibilidad de almacenar información en la nube. La producción de información ha pasado a darse desde un solo dispositivo electrónico, que conectado a la internet permite transmitir información a lugares distantes para la toma de decisiones en tiempo real (Buzai, 2014). Acorde con Blazquez (2020), gran parte de los datos están vinculados a localizaciones geográficas y momentos en el tiempo. No obstante, la ubicación no es un simple habilitador entre diferentes tipos de datos, sino que aporta otra mirada importante para las organizaciones: el poder de la geolocalización. Las compañías aprovechan el análisis de ubicación para resolver problemas empresariales y descubrir nuevas oportunidades.

La geolocalización o geoposicionamiento es la capacidad de obtener la ubicación real o posición de un lugar u objeto en tiempo real. La geolocalización se ha potencializado con el web GIS, un concepto que ha permitido romper fronteras tecnológicas extendiendo los Sistemas de Información Geográfica a dispositivos móviles, una realidad que hasta hace años era casi impensable (Sdumzu, 2017). El geoposicionamiento hace parte de las tecnologías geomáticas, que comprenden un conjunto de herramientas geoespaciales que se usan en el análisis de datos ubicados en la tierra, representados espacialmente en líneas, puntos, polígonos o matrices. Para las tecnologías geomáticas existen diversos fabricantes que ofrecen una suite de aplicaciones variadas para entornos de movilidad en campo, trabajo geográfico especializado en oficina, publicaciones web, como geovisores y tableros de control, e infraestructura corporativa (Enterprise) para soluciones de SIG corporativo.

Una de las casas fabricantes más reconocidas en el mercado es la compañía estadounidense ESRI®, gracias a la Plataforma multi-aplicación de ArcGIS, plataforma líder a nivel mundial para crear y utilizar Sistemas de Información Geográfica (SIG). ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica. “También, permite publicar la información geográfica para que esté accesible para cualquier usuario y que esté disponible en cualquier lugar a través de navegadores web, dispositivos móviles como smartphones y equipos de escritorio” (Environmental Systems Research Institute [Esri], s.f.). Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) web conforman la evolución de metodologías y procedimientos cada vez más avanzados en programas de código abierto o por suscripción paga, el caso de ArcGis online es un ejemplo de ellos. (Buzai, 2015).

Por consiguiente, el pensamiento espacial se convierte en una cualidad transversal en este tiempo, cuando nos movilizamos en el campo o en la ciudad; también en nuestros trabajos para poder interpretar situaciones, hacer análisis y tomar decisiones (Metoyer et al., 2015). El resultado fundamental de este desarrollo de la geolocalización son los mapas web, que pueden ser consumidos desde cualquier dispositivo y son una representación visual de información que representa un evento físico, social y ambiental que ocurre en un lugar determinado donde es necesario localizar, relacionar con su entorno directo o indirecto. Los mapas web se consideran el corazón para las implementaciones que buscan optimizar la eficiencia en las actividades de campo con el poder de la inteligencia de localización.

EPM es una empresa de servicios domiciliarios que inició actividades en 1955, ha desarrollado un alto compromiso en la responsabilidad social y ambiental, no solo en la ciudad de Medellín,

sino en todos los municipios donde presta sus servicios. EPM trabaja en la gestión ambiental y social de proyectos de infraestructura y mejora operacional a través de la ejecución de actividades socioambientales en el marco del ciclo de proyectos en los estados de Formulación y Ejecución. Para los proyectos en estado de ejecución, que será objeto del presente artículo, se presenta las siguientes fases: planeación de la ejecución, diseño, desarrollo y puesta en servicio.

En la Gerencia Ambiental y Social de Proyectos e Ingeniería, específicamente para las fases de diseño y construcción, se requiere desarrollar actividades en campo con recursos humanos propios, donde se genera información requerida para adelantar trámites ambientales o para soportar obligaciones adquiridas con las autoridades ambientales. Los profesionales realizaban actividades en terreno utilizando plantillas en papel, GPS's, planos impresos con la localización de la zona del proyecto y cámaras fotográficas para registrar el entorno. Tras realizar la campaña de campo, se digitalizaba toda la información de las fichas, se creaban capas geográficas con los elementos georreferenciados, se importaban las fotos al computador y se vinculaban con cada entidad geográfica geolocalizada. Todo este trabajo era costoso en tiempo y dinero, presentándose

retrasos en el cumplimiento de las actividades por la multiplicidad de tareas y equipos empleados en campo y procesamientos en oficina

Dado que los recursos humanos que ejecutaban dichas tareas eran limitados, y en algunos casos eran los mismos profesionales en diferentes gestiones, se hizo necesario optimizar las labores en terreno soportándolas con aplicaciones geoespaciales que permitan modelar el flujo de trabajo precampo, campo y postcampo, a través de la implementación de formularios geolocalizados que se conectan a la nube, con despliegue geográfico de los datos en mapas web y seguimiento a través de los tableros de control.

El propósito del presente artículo es evidenciar los beneficios que se generan al utilizar tecnologías geoespaciales basadas en formularios geolocalizados y mapas web, para la optimización de tareas socioambientales ejecutadas por funcionarios de EPM en la gestión de proyectos en ejecución. Gracias a esta transformación digital en la fuerza laboral de campo, se obtuvieron en el proceso múltiples beneficios tales como la reducción en la dependencia del papel, aumento en la precisión de los datos capturados, minimización de procesamientos en oficina y generación automáticas de reportes.

Problemática

La geolocalización permite agilizar procesos que antes eran muy difíciles de lograr y que necesitaban la movilidad de una gran cantidad de equipos y capital humano a las zonas donde se requieren las mediciones necesarias para la gestión ambiental y social. El uso de formularios geolocalizados ha demostrado reducción en tiempos en actividades de campo y de oficina, de forma ágil y con mayor precisión, gracias a la utilización de dispositivos móviles (celulares, GPS) que habilitan el geoposicionamiento.

Para las actividades medioambientales en la ejecución de proyectos de infraestructura y mejora

operacional de EPM, se requiere una alta gestión en campo para el levantamiento de datos asociados a los medios abióticos, bióticos y sociales, que sirven de insumo para presentar a las autoridades ambientales o para el cumplimiento de obligaciones derivadas de los permisos o licencias ambientales otorgados. El desarrollo de estas actividades se convierte en hitos importantes en la gestión y viabiliza los proyectos en los territorios, por tanto, es importante que dichas gestiones sean efectivas y costo-eficientes en consonancia con el cronograma estipulado para los proyectos.

En el desarrollo de dichas actividades por los profesionales de EPM, se estaban presentando retrasos en el cumplimiento de hitos y tareas manuales poco eficaces y repetitivas en la captura y procesamiento de la información, en consiguiente se identificó una oportunidad de mejora para transformar digitalmente las operaciones de

campo a través del poder de las herramientas geoespaciales. Para ello se definió realizar cuatro casos de experimentación o piloto en las siguientes gestiones: inventarios forestales, interventoría socioambiental, seguimiento a siembras por compensaciones forestales y monitoreos de fauna.

Lección Aprendida o Buena Práctica

Para la optimización de las gestiones mencionadas se realizaron reuniones con los profesionales encargados de las actividades, con el objetivo de diagnosticar el flujo de trabajo actual, levantar las necesidades presentadas y proponer alternativas de solución, a través del uso de herramientas geoespaciales y formularios inteligentes de campo. De esta manera, para las cuatro gestiones se mapearon las entradas, los procesamientos y las salidas; así como los cambios que se le imprimirían al flujo de trabajo, luego de la modelación geoespacial que se adelantaría para optimizar los procesos.

Metodológicamente, se ejecutaron las siguientes etapas para las implementaciones que se realizaron en todas las gestiones:

- Entendimiento del problema y formulación de preguntas.
- Trazar los objetivos a lograr.
- Exploración de los datos.
- Selección de las aplicaciones aptas para el análisis o implementación.
- Ejecutar modelos, parametrización o implementación en las aplicaciones seleccionadas.
- Examinar, interpretar y realizar pruebas.
- Realizar ajustes.
- Tomar decisiones.
- Compartir resultados.

A continuación, se describe el flujo de trabajo levantado y el modelamiento que se realizó para

las gestiones de inventario forestal, interventoría, compensaciones y fauna, respectivamente:

Inventarios forestales

Para la obtención de permisos de aprovechamiento forestal, ante las autoridades ambientales competentes, es requisito la presentación de inventarios forestales de los individuos arbóreos que se pretenden intervenir por ocasión de un proyecto, obra o actividad. El proceso de inventario forestal lo realizan funcionarios de la Gerencia Ambiental y Social de Proyectos e Ingeniería, en las fases de diseño que comprenden la ejecución de proyectos, para ello es necesario realizar levantamientos en campo, que permitan la medición de variables dasométricas de los individuos arbóreos, así como datos de su especie, geoposicionamiento, estado fitosanitario, daños mecánicos, entre otros. Para las actividades en terreno es preciso adelantar tareas pre y post procesamiento de la información necesaria. Tradicionalmente, esta actividad se realizaba haciendo uso de planillas físicas en campo, que se diligenciaban luego de las mediciones realizadas en cada uno de los individuos arbóreos. Posteriormente, en oficina se debía hacer una transcripción de esta información a formato digital, descargar las fotografías tomadas y los puntos colectados con el GPS (EPM, 2022b).

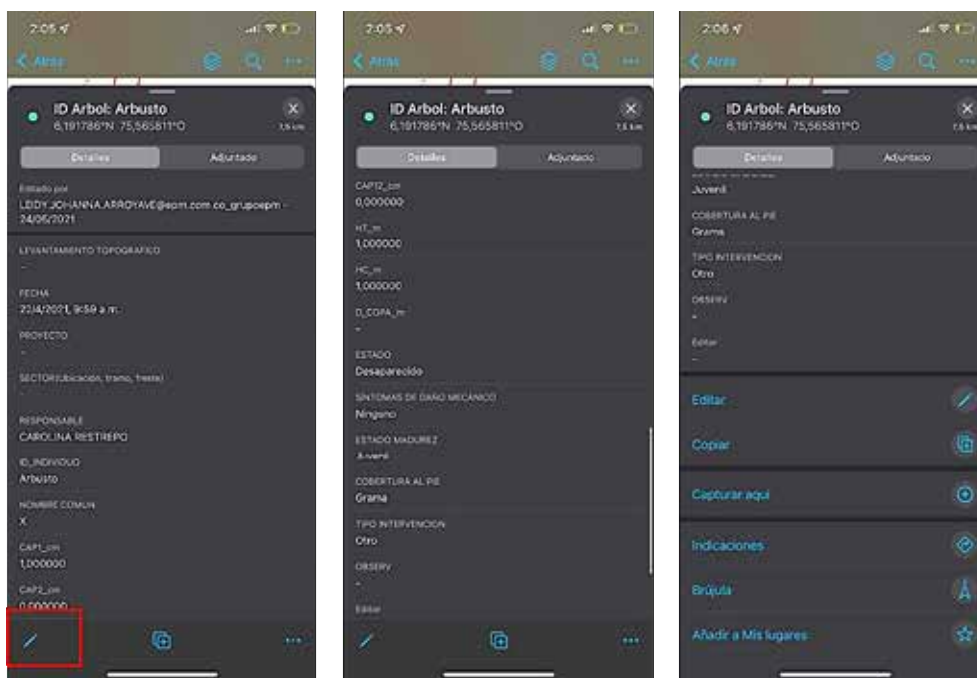
Para el proceso de optimización en inventarios forestales, se implementó en el año 2020 un flujo de trabajo usando aplicaciones de la Plataforma ArcGIS, tanto en la programación de tareas en

oficina en ArcGIS Pro, construcción de formularios inteligentes en ArcGIS Collector para captura de datos geocalizados en campo y finalmente el despliegue de datos recolectados en Visor Web, configurados en la aplicación ArcGIS Web AppBuilder. Se aclara que, si bien la implementación del formulario se realizó en ArcGIS Collector, en 2021 se realizó la migración a ArcGIS Field Maps, dado que Collector salía del mercado y no tendría más soporte.

La elección de la aplicación de ArcGIS Collector y posteriormente de ArcGIS Field Maps, se sustentó en que es una aplicación lista para usar, no requiere desarrollos, solo configuraciones en la construcción del formulario, está centrada en el mapa o elemento geográfico, permite posicionamiento GPS/GNSS de

alta precisión, posibilita el trabajo offline, habilita la edición de puntos, líneas y polígonos, por posición o por pantalla, permite adjuntar archivos multimedia, y la búsqueda de direcciones o elementos, mediciones por posición o pantalla.

Una vez seleccionadas las herramientas, se construyó un formulario estandarizado en Excel con las posibles opciones que tenía cada campo en términos de si se permitían datos numéricos, texto, listas personalizadas, etc. Este formulario se construyó en ArcGIS Collector y luego se migró a Field Maps como se muestra en la figura 1, publicándose en ArcGIS online donde se creó automáticamente la base de datos a partir de los datos colectados en campo.



| **Figura 1.** Acceso a las opciones de edición del formulario Inventario Forestal.

Con esta capa geográfica en la web fue posible construir un geovisor web, como se muestra

en la figura 2, para la visualización de los datos colectados en campo.

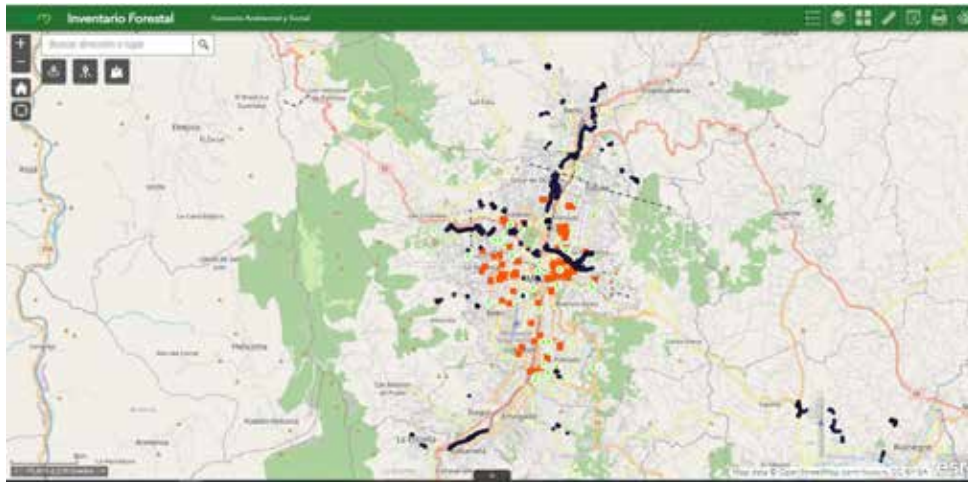


Figura 2. Visor de Inventario Forestal.

También, como el proceso requería precargar la información del levantamiento topográfico previo a la salida de campo, se crearon tareas para esta precarga en ArcGIS Pro, de tal manera que esta información quedara expuesta en la nube de EPM, respetando la seguridad por configuración de grupos de trabajo para esta gestión, donde solo acceden a las aplicaciones de formulario, visor y tareas los funcionarios que ejecutan la actividad y que son miembros del grupo.

Asimismo, para las labores postcampo fue necesario configurar tareas en ArcGIS Pro que permitieran la automatización de cálculos de variables dasométricas y exportación a formatos como Excel y Shapefile, como insumos necesarios para la presentación de los permisos de aprovechamiento forestal.

Interventoría SocioAmbiental

En el marco de la construcción de proyectos de infraestructura y mejora operacional de la Vicepresidencia Proyectos e Ingeniería de EPM, se realizaban actividades ambientales y sociales ejecutadas por los contratistas de obra tendientes a la implementación de los programas de manejo definidos para los proyectos, en su mayoría no licenciados. Estas actividades requerían un proceso

de supervisión, a cargo de los funcionarios de la Gerencia Ambiental y Social de EPM, quienes realizan las verificaciones en terreno sobre el cumplimiento de los diferentes programas. Durante estas visitas, el equipo de trabajo realizaba una calificación en una lista de chequeo impresa donde consignaban la valoración para cada uno de los programas de manejo de proyectos licenciados o no licenciados en los componentes abiótico, biótico y social, así como el registro geográfico respectivo. Posteriormente en oficina, digitalizaban los datos recolectados en Excel o en Word, y finalmente construían informes en formatos preestablecidos con hallazgos de las visitas que enviaban al contratista.

Con la implementación de los SIG Web se logró transformar digitalmente las actividades descritas previamente, mediante la implementación de formularios en ArcGIS Survey123 en los componentes bióticos, abióticos y sociales, acompañados de información geográfica en tiempo real desplegada en un geovisor, reportes automáticos con los hallazgos de las visitas y tablero de control para el seguimiento y evaluación de la efectividad de los programas y hallazgos presentados.

Se seleccionó ArcGIS Survey como herramienta para modelar este proceso, dado que la actividad

de interventoría no requiere un insumo previo o entrada geográfica. Esta aplicación "lista para usar", no requiere desarrollo, está basada en formularios y no en el mapa por lo que permite crear, compartir y analizar encuestas; captura de datos a través de la web o dispositivos móviles, incluso sin conexión a Internet, facilita la creación rápida de encuestas, ya sea a través del sitio web de Survey123 o la aplicación de escritorio Survey123 Connect y tiene la posibilidad de adjuntar archivos multimedia.

Con los formularios construidos con ArcGIS Survey123, como se ilustran en la figura 3, se puede recolectar mediante una encuesta predefinida, la información necesaria para hacer un diagnóstico del estado de las actividades medioambientales realizadas por un contratista en la construcción de los proyectos en campo. En el medio abiótico se

configuraron en la herramienta ocho programas que son: manejo de campamentos, frentes de trabajo y zona de uso temporal; manejo integral de residuos no peligrosos; manejo de materiales de construcción; manejo del recurso hídrico; manejo de sustancias químicas; manejo del impacto del recurso aire; uso eficiente, ahorro de energía y agua; manejo de explosivos (EPM, 2022a).

El medio biótico se divide en dos programas: manejo del componente vegetal y manejo de fauna; y el medio social está compuesto por cinco programas: información y participación comunitaria, atención de peticiones, quejas, reclamos y solicitudes, generación de empleo e ingresos por servicios, capacitación al personal vinculado al proyecto y talleres de educación ambiental dirigidos a la comunidad adyacente al proyecto.

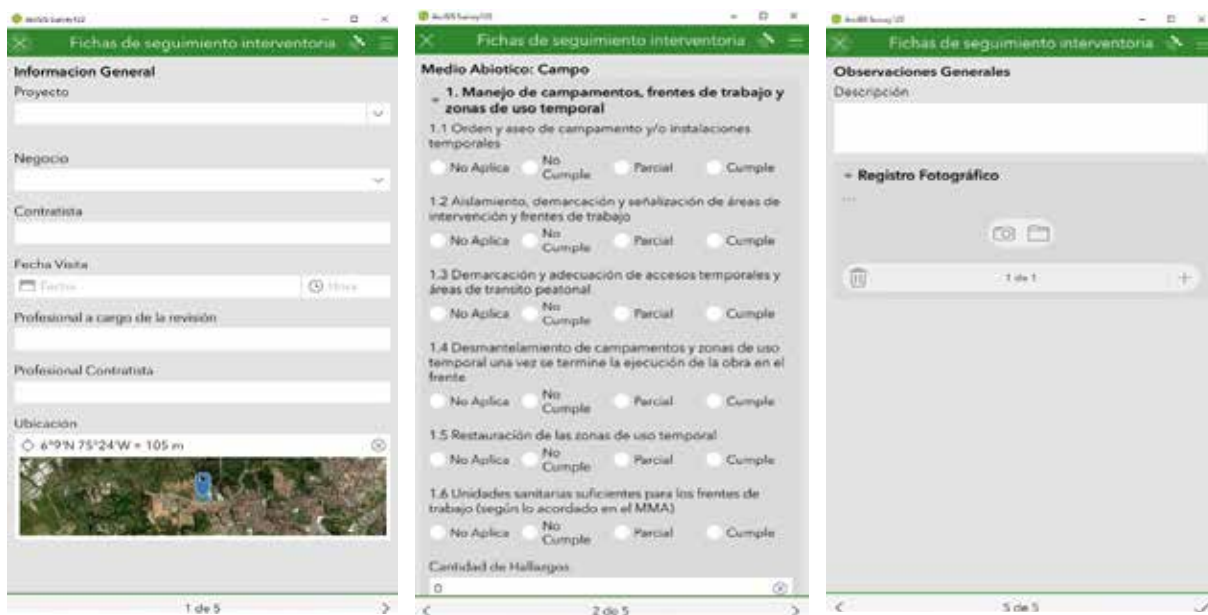


Figura 3. Formularios en la app de interventoría para las calificaciones de medidas de manejo.

En el geovisor configurado en la figura 4, se pueden visualizar los puntos de la visita, dónde se realizaron, los atributos capturados, registro fotográfico y reporte de la visita, adicionalmente el visor permite

la exportación de la base de datos a formato CSV para que el usuario analice con mayor profundidad los datos (si aplica). El formato del reporte enviado al contratista se ilustra en la figura 5.

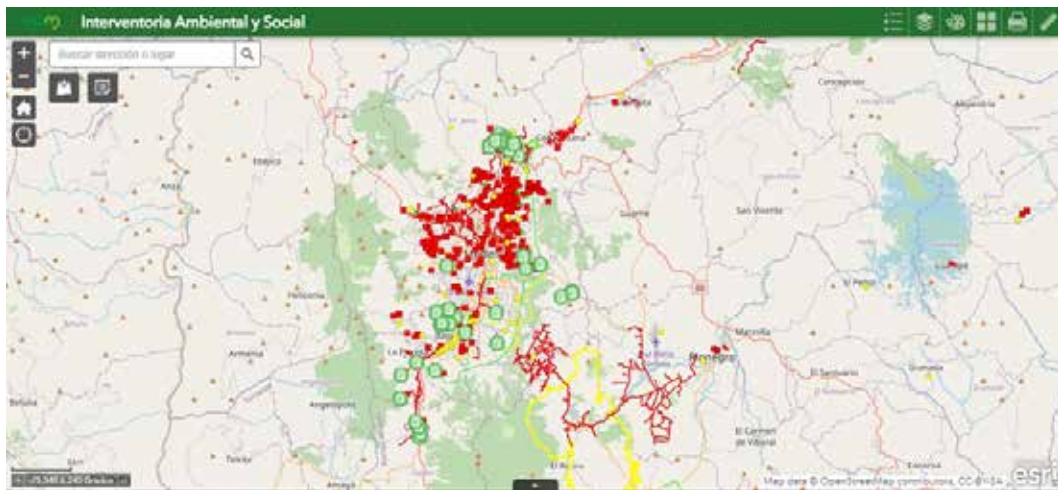


Figura 4. Visor geográfico interventoría socioambiental.

Grupo-epm		REVISIÓN DE HALLAZGOS Y OBSERVACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES		Fecha de solicitud
Proyecto	Interconexión Caldas - La Estrella			23/12/2020
Contratista	S&E Mejía Acevedo - frente # 1 tanque			
Profesional Contratista	Ruben Ilanes			
Profesional Interventoría	Daniel Molina			
Item	Registro Fotográfico		Programa del PMA o MMA	Fecha de cumplimiento
	Registro Fotográfico del Hallazgo	Descripción		
5.1 Kit antiderrame		Frente de obra # 1 tanque, no cuenta con kit anti derrames, kit que debe estar en un lugar visible dada la presencia de sustancias químicas y maquinaria en el frente de obra.	Medio Abiótico. 5. Manejo de sustancias químicas	23/12/2020
1.3 Al terminar la jornada diaria, los residuos vegetales fueron retirados y almacenados en el sitio autorizado.		Se identifican restos de material vegetal provenientes de la tala ejecutada días atrás, se solicita retirar de inmediato	Medio Biótico. 1. Manejo del componente vegetal	30/12/2020

Figura 5. Reportes generados automáticamente con el informe de hallazgos de la visita.

En la figura 6, se despliegan los tableros de control generados donde se pretende realizar un seguimiento a cada uno de los componentes en ocho indicadores como son: contador de visitas de interventoría, visitas de interventoría por negocio,

hallazgos medio abiótico, hallazgos medio biótico, hallazgos medio social, PMA con hallazgos medio abiótico, PMA con hallazgos medio biótico, PMA con hallazgos medio social (EPM, 2022a).

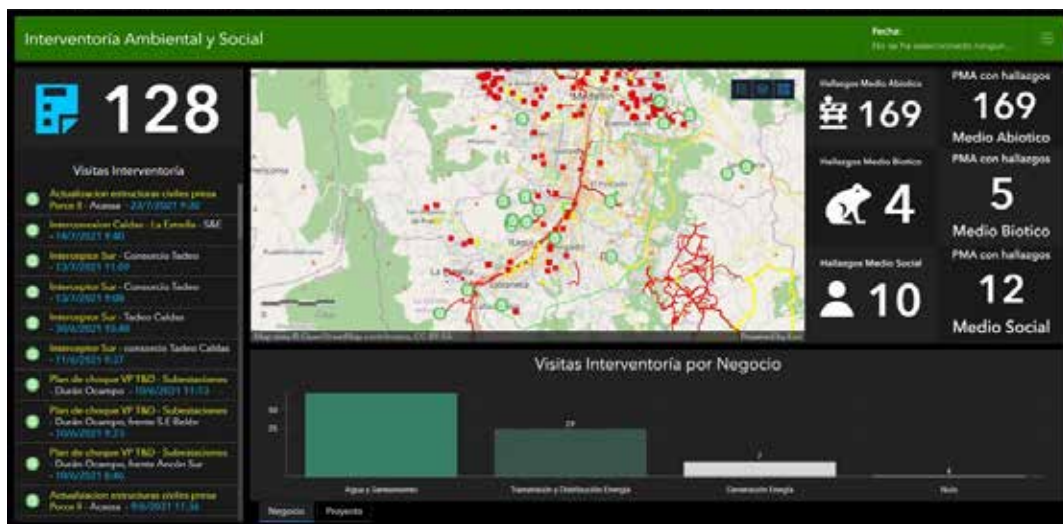


Figura 6. Tablero de control para el seguimiento de indicadores en las interventorías realizadas con recursos propios.

Compensaciones Forestales

Durante la ejecución de proyectos, en algunas ocasiones, surge la necesidad de realizar compensaciones forestales debido a las intervenciones arbóreas que se realizan en el marco del desarrollo de los proyectos. Estas compensaciones se acometen a través de diferentes estrategias como siembra de especies arbóreas, rehabilitación, BanCO2, enriquecimiento, restauración ecológica, entre otras (EPM, 2021). Para el caso de siembra de especies, que es de las estrategias más utilizadas, EPM se apoya en contratistas que realizan el establecimiento de especies y los mantenimientos durante el primer año de obligación para garantizar la supervivencia de las plántulas. Dentro de los entregables de los contratistas, se encuentra la ubicación geográfica de los sitios de siembra, con las principales características de los individuos como su clasificación taxonómica, datos de mantenimiento, estado fitosanitario, entre otros. Este producto es entregado en formato Shapefile o File Geodatabase, actualmente sin una estructura de modelo de datos definida.

Desde la Gerencia Ambiental y Social Proyectos e Ingeniería de EPM, a partir de los productos entregados por los contratistas, se tiene la responsabilidad de realizar visitas de verificación y seguimiento por parte

de los profesionales forestales asignados al proyecto, con el fin de validar los datos de los individuos sembrados y realizar los reportes respectivos a las autoridades ambientales correspondientes. Para este proceso de validación, se implementó en el año 2020 un flujo de trabajo usando aplicaciones de la Plataforma ArcGIS, tanto en la programación de tareas en oficina en ArcGIS Pro, construcción de formularios inteligentes en ArcGIS Collector para captura de datos geolocalizados en campo y finalmente el despliegue de datos recolectados en visor web y tableros de control, configurados en la aplicación ArcGIS Web AppBuilder. Se aclara que, si bien la implementación del formulario se realizó en ArcGIS Collector, en 2021 se realizó la migración a ArcGIS Field Maps, dado que Collector salía del mercado y no tendría más soporte.

Gracias al modelamiento de los flujos de trabajo fue posible realizar la migración de este proceso a aplicaciones geoespaciales que optimizan las tareas y permiten una captura de la información más ágil, en tiempo real y eliminando el uso del papel. Para la construcción de los formularios geolocalizados, ilustrados en la figura 7, se partió de un formulario construido por las profesionales temáticas basado en el modelo ANLA de la Res. 2182 (2016) del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y con algunos complementos

en las labores de mantenimiento. Para el formulario se eligió la herramienta ArcGIS Collector (y posteriormente ArcGIS Field Maps), utilizando las mismas premisas que se mencionaron en la implementación del Inventario Forestal. En este

proceso fue necesario construir dos formularios, uno para cada tipología, debido a que se presenta compensaciones puntuales (proyectos urbanos principalmente) y compensaciones poligonales (en áreas rurales generalmente).

The image displays two side-by-side screenshots of a mobile application interface for forest management. Both screens are titled "Compensaciones Forestales PT - Ninguna ubicación".

The left screenshot shows the "DATOS GENERALES SIEMBRA" section, which includes the following fields:

- Profesional EPM que supervisa
- Fecha_siembra (Sin valor)
- ID_Arbol
- Familia
- Especie
- N_Comun
- DAP_cm
- Altura_Total_m
- Estado_Fitosanitario (Sin valor)

The right screenshot shows the "VISITA VERIFICACIÓN SIEMBRA" section, which includes the following fields:

- Longitud
- Latitud
- Fertilización (Sin valor)
- HidroRetenedor (Sin valor)
- Fecha_Visita (Sin valor)
- Plateo (Sin valor)
- Chipeado (Sin valor)
- Tutorado (Sin valor)
- DanosMecánicos (Sin valor)
- Resistencia

| **Figura 7.** Datos visita verificación mantenimiento y observaciones generales.

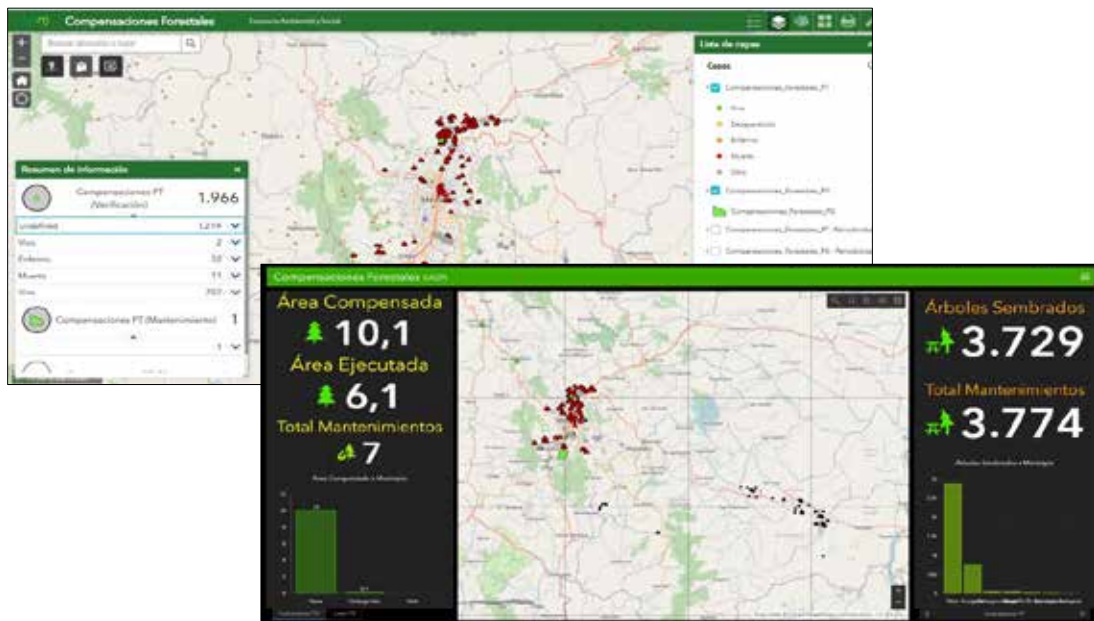



Figura 8. Visor geográfico y tablero de control asociados al seguimiento por compensaciones forestales.

Para la generación del geovisor que se muestra en la figura 8, se configuraron las dos capas de compensaciones que se capturan en campo, líneas y polígonos; adicionalmente, se añadieron capas de referencia relevantes para la gestión, tales como: redes ecológicas metropolitanas, zona de amortiguamiento, redes ecológicas de Medellín, compensaciones históricas tipo punto y polígono.

Para la configuración de los tableros de control, según la figura 8, se crearon seis indicadores de control, así: área compensada, área ejecutada, total mantenimientos, área compensada por municipio, árboles sembrados, total mantenimientos y árboles sembrados por municipio. También el geovisor permite la consulta del reporte de la visita, ilustrado en la figura 9, donde se identifican los hallazgos detectados en campo y que se comparte con los contratistas correspondientes.

 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN RESULTADO DE VISITA DE VERIFICACIÓN DE SIEMBRA			
DATOS GENERALES DE LA VISITA			
Proyecto:	Modernización Planta de Producción de Agua Fría La Yosa	Autoridad Ambiental:	COPIANTOQUIA
Contratista:	Cuenca Verde		
Profesional contratista:	Madalyn Borrero	No. Resolución:	2371 de 2020
Profesional EPM que realiza supervisión:	Johanna Lopez Arroy	Fecha Resolución:	14-05-2021
REPORTE DE VERIFICACIÓN			
Id de árbol: 2	Verificación del estado del individuo arbóreo:	Vivo	
	Estado fitosanitario:	Bueno	
	Daño mecánico:	Ninguno	
	Tensiones ambientales:	Ninguna	
CONSOLIDADOS MANTENIMIENTOS			
Id de árbol: 2	Chupado:	No	
	Poda:	Si	
	Fertilización:	Si	
	Rocío:	Si	
	Tutorado:	Si	
	Resembío:	No	

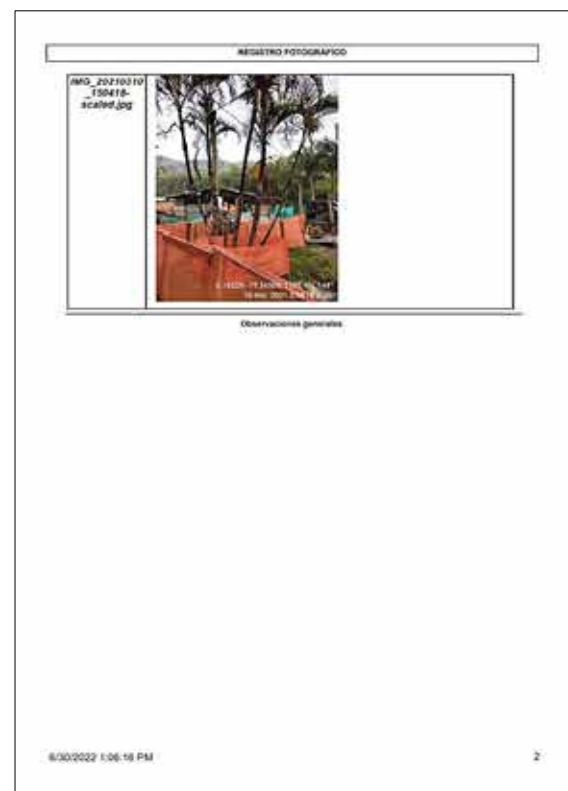


Figura 9. Reporte visita para seguimiento a especies sembradas en un proyecto urbano en la ciudad de Medellín.

Monitoreo de Fauna

En el marco de la construcción de proyectos de infraestructura y mejora operacional de la VP de Proyectos e Ingeniería de EPM surge la necesidad de solicitar permisos a las autoridades ambientales competentes tanto para proyectos licenciados como no licenciados; uno de ellos, es el permiso de aprovechamiento forestal, el cual tiene asociado lo correspondiente a la presencia de fauna silvestre en las áreas de intervención; de igual forma, es posible que para otras gestiones, como las Medidas de Manejo Ambiental (MMA), se requiera un conocimiento sobre las especies presentes en el área de intervención.

El proceso de recolección de dicha información es llevado a cabo por funcionarios de la Gerencia Ambiental y Social de EPM, quienes se encargan de realizar los trabajos de campo para el levantamiento de los datos asociados a las especies de fauna

presentes en el área de los proyectos. Lo anterior, teniendo en cuenta metodologías que establecen unidades de muestreo tipo punto o transecto; inicialmente, esta información era recolectada bajo distintos lineamientos dependiendo del tipo de proyecto al que se encontraba asociada (licenciado o no licenciado) y a criterio del profesional que ejecutaba la actividad.

En consiguiente y en aras de la estandarización del proceso, se automatizó la captura y visualización mediante el uso de formularios inteligentes en la aplicación ArcGIS Survey123 y visor geográfico en ArcGIS online. Esto posibilita adoptar un modelo de datos con el cual se asegure la calidad de la información recolectada en campo y que se pueda compartir a contratistas, en el caso que aplique. Toda esta información se sincroniza en tiempo real para desplegarse en un geovisor web, en el cual queda disponible la información capturada por los funcionarios encargados de recolectar

la información, con el fin de ser consultada en ocasiones futuras.

Para la construcción de los formularios geolocalizados, acorde a la figura 10, se utilizó la aplicación de ArcGIS Survey123 dadas las características del flujo de trabajo, que no requiere edición en campo de elementos de una capa precargada de fauna. El visor geográfico mostrado en la figura 11, se generó en ArcGIS online

(mediante ArcGIS Web AppBuilder) desplegando la capa operativa de muestreos de fauna de tipo puntuales y tipo transecto, así como la capa de inventarios forestales (solo lectura) como referencia. Si para la visita de campo se requiere contar con una geometría de referencia —ya sea línea, punto o polígono (predios, quebradas, cobertura, etc.)— se tiene la opción de precargarla como referencia (no editable) a través de tareas preconstruídas en ArcGIS Pro.

The figure displays three sequential screenshots of the ArcGIS Survey123 mobile application interface. The first screenshot shows the main menu with the title 'Mi Survey123' and a search bar. Below the search bar are two buttons: 'Muestreo Fauna Puntual' and 'Muestreo Fauna Transecto'. The second screenshot shows the 'Muestreo Fauna Transecto' form with fields for: 'Localización GPS *' (with a location icon), 'Nombre del proyecto *', 'Nombre punto de muestreo *', 'Id punto del transecto *', 'Tipo transecto realizado *', 'Descripción Habitat *', 'Fecha muestreo *' (with a date picker icon), 'Clima *', and 'Hora Registro *' (with a clock icon). The third screenshot shows the continuation of the 'Muestreo Fauna Transecto' form with fields for: 'Hora Registro *' (with a clock icon), 'Nombre científico especie *', 'Nombre común especie *', 'Apéndice CITES' (with radio buttons for 'Apéndice I', 'Apéndice II', 'Apéndice III', and 'No aplica'), 'Abundancia absoluta *', 'Observaciones *', and 'Foto *' (with camera and gallery icons). Each screenshot has a green header bar with the title and a close button, and a green footer bar with a checkmark icon.

| **Figura 10.** Formularios para los muestreos de fauna, tipo punto y tipo transecto.

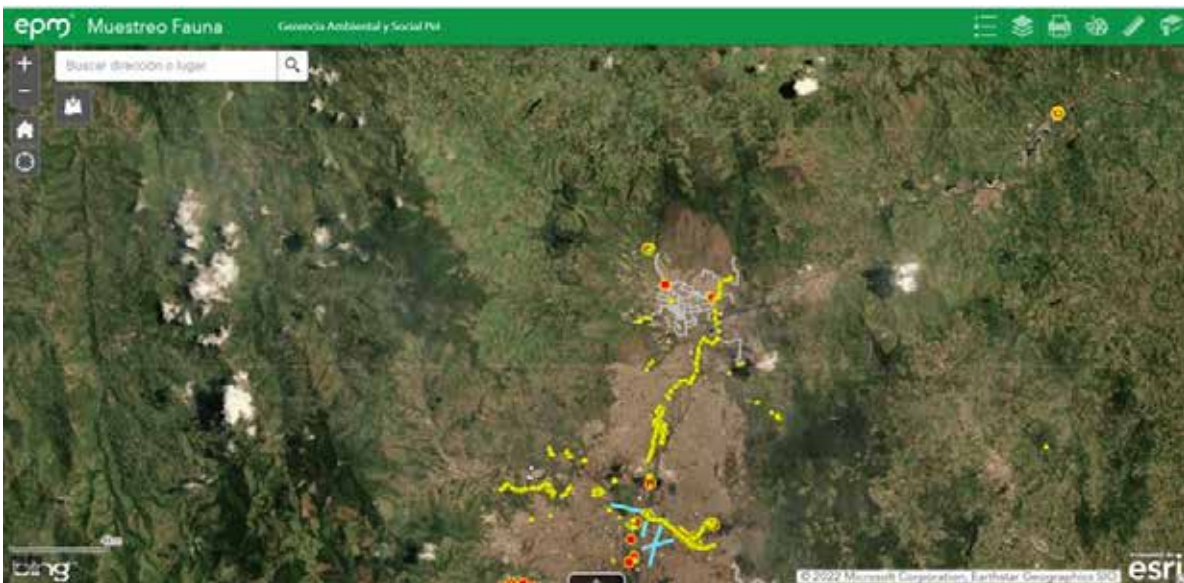


Figura 11. Visor geográfico con los datos del muestreo de fauna realizado en campo.

Con las implementaciones realizadas en las gestiones de inventarios forestales, interventoría socioambiental, seguimiento a siembra de especies por compensaciones y monitoreo de fauna se lograron muchos beneficios tales como:

- Reducir y/o reemplazar la dependencia del papel en las labores de campo, evitando las transcripciones. Se trasladó la producción de documentos a las aplicaciones de ArcGis, incluso en zonas sin conexión a internet.
- Disminuir errores, aumentar la productividad y monitorear estados en tiempo real.
- Monitorear en tiempo real el trabajo en campo, a través de tableros de control e indicadores.
- Aumentar la precisión de los datos y facilidad de acceso en cualquier lugar. Se trabaja una única base de datos fiable y de fácil consulta para todos.
- Generar automáticamente los reportes con los hallazgos de la visita a campo, para enviar al contratista.
- Consultar la ubicación de las personas de campo o contratistas en términos de sus ubicaciones para poder controlar el avance de actividades en campo.

Conclusiones

- El uso de los SIG en los inventarios forestales, interventoría socioambiental, compensaciones forestales, monitoreo de fauna y otras caracterizaciones del territorio, que sean modelables en aplicaciones geoespaciales basadas en flujos de trabajo, permite reducir el uso de papel en la documentación requerida para las labores de campo e informes de visita, gracias a la generación automática de reportes.
- Las tecnologías geoespaciales basadas en la nube de ArcGIS online mejora la precisión de los datos y evita errores en la transcripción de la información, además facilita su consulta en tiempo real para trabajos posteriores. Los reportes de los hallazgos de las visitas de campo son fácilmente consultados, procesados y enviados.

- Con el uso de aplicaciones de trabajo de campo de la Plataforma ArcGis, se puede monitorear en tiempo real las actividades que se están realizando en terreno, dado que los supervisores de campo a partir de la ubicación del personal que visualizan en oficina, tienen un mayor conocimiento de la situación y pueden optimizar los trabajos de los profesionales.
- Con las implementaciones realizadas como apoyo a las gestiones medioambientales se minimiza los costos en las operaciones de campo, gracias a que se reduce el número de horas/hombres empleados en el procesamiento de la información, lo que deriva en una liberación del tiempo de funcionario que puede dedicarla a otras tareas.

Recomendaciones

- Es necesario que los usuarios de estas tecnologías tengan más entrenamiento en el manejo de softwares especializado para la toma de información real en campo, los visores que pueden usarse en los diferentes dispositivos para analizar e interpretar los resultados obtenidos de la aplicación de la información geográfica.
- Es importante escalar las implementaciones realizadas a otras dependencias de la organización con actividades similares, donde el uso de las aplicaciones geoespaciales implementadas pueda ayudarles a soportar los flujos de trabajo en campo. De esta manera se pone al servicio de toda la empresa las optimizaciones realizadas.
- Se hace necesario la monetización de los beneficios de las implementaciones, para tener cálculos precisos de los gastos evitados o del tiempo ahorrado por cada una de ellas en las diferentes gestiones.

Referencias

- Buzaj, G. (2014). Geografía Global + NeoGeografía. Actuales espacios de integración científica y social en entornos digitales. *Estudios Socioterritoriales: Revista de Geografía*, 2(16), 13–24.
- Buzaj, G. D. (2015). Geografía global y Neogeografía. La dimensión espacial en la ciencia y la sociedad. *Polígonos: Revista de Geografía*, (27), 49-60. <https://doi.org/10.18002/pol.v0i27.3246>
- EPM. (2021). *Guía de Usuario para Aplicaciones Geoespaciales que soportan el proceso de captura y procesamiento de datos asociados a Compensaciones Forestales*. Guía disponible en la intranet corporativa.
- EPM. (2022a). *Guía de Usuario para Aplicaciones Geoespaciales que soportan el proceso de captura y visualización de datos asociados a Interventoría SocioAmbiental*. Guía disponible en la intranet corporativa.
- EPM. (2022b). *Guía de Usuario para Aplicaciones Geoespaciales que soportan el Proceso de Captura y Procesamiento de datos asociados a Inventarios Forestales*. Guía disponible en la intranet corporativa.

- Environmental Systems Research Institute. (s.f.). *Qué es ArcGIS. Esri*. <https://rb.gy/34d45x>
- Sdumzu. (3 de octubre de 2017). *La evolución del GIS en las aplicaciones para el campo: el proyecto Aurora*. Esri España. <https://rb.gy/7vtiqv>
- Metoyer, S. K., Bednarz, S. W., & Bednarz, R. S. (2015). *Geospatial Practices. Theoretical Background*. In *Geospatial Technologies and Geography Education in a Changing World* (pp. 21–33).

Cómo citar este artículo:

Paternina, L. (2022). Conectando el campo con la oficina a través del poder de la geolocalización. *Revista EPM*, (20), 86 - 101.



Aplicación de la metodología Lean Six Sigma para la optimización de procesos en EPM

Application of the Lean Six Sigma methodology for the optimization of process in EPM

**Pablo
Herrera Capdevilla**

Dirección Soluciones Desarrollo
Organizacional, EPM

pablo.herrera@epm.com.co

Resumen

La filosofía de trabajo de Lean Six Sigma contiene un conjunto de herramientas que permiten optimizar procesos, rentabilizar las operaciones y aumentar los niveles de satisfacción de los clientes; uno de sus principales objetivos es disminuir la variabilidad de los procesos y lograr mantener los productos y servicios dentro de los estándares de calidad requeridos por el cliente.

En este artículo se presentan los resultados de un piloto de aplicación de Lean Six Sigma en un proceso misional en EPM, en el cual se aplicaron las diferentes etapas de la metodología DMAIC; se logró determinar el desempeño del proceso y un conjunto de alternativas de solución para aumentar la eficiencia en el mismo.

Inicialmente se presenta una aproximación a la teoría, donde se revisan las principales definiciones de autores que hablan sobre esta filosofía, seguidamente se plantea la metodología utilizada, los resultados más significativos y se finaliza concluyendo sobre las principales reflexiones en relación con la importancia de esta metodología para la sostenibilidad de EPM. Las organizaciones hoy tienen como una de sus prioridades la optimización de los procesos a través de metodologías ágiles e innovaciones basadas en una cultura Kaizen, la cual está asociada con la mejora continua que logre a través de pequeñas soluciones agregar valor a los clientes.

Palabras clave:

Mejora continua, Lean, Six Sigma, Procesos, Eficiencia, Productividad, Mejora inteligente, DMAIC y Ágil.

Keywords:

Continuous improvement, Lean Six Sigma, Processes, Efficiency, Productivity, Smart improvement, DMAIC and agile.

Introducción

La optimización y la excelencia operacional se consolidan en la actualidad como uno de los retos más importantes de las organizaciones; con los fenómenos económicos y la competitividad, se necesita que los procesos sean eficientes, eficaces, flexibles con su entorno y tengan una mejora continua permanente que se sume a la innovación para agregarle valor a los clientes.

En EPM se ha venido impulsando la mejora inteligente de procesos como una estrategia para competir y entregarle a los clientes servicios de alto valor agregado. En los últimos años se ha realizado un esfuerzo significativo en la automatización de procesos y en homologar herramientas para la mejora continua, que contribuyan a tener agilidad y flexibilidad en sus operaciones y toma de decisiones.

En cuanto a la aplicación de filosofías como Lean Six Sigma en EPM, en el año 2021 se realizó un piloto de implementación en dos procesos de la organización, se definió un estándar inicial

del kit de herramienta y un primer grupo de entrenamiento. Para los siguientes años, se ha definido un despliegue en el resto de los procesos de la organización, iniciativas que generen impacto en la rentabilidad y productividad.

Como resultado de la aplicación del piloto, el presente artículo busca generar una reflexión sobre la importancia de la filosofía Lean Six Sigma en la organización para el logro de mejores niveles de excelencia operacional y también evidenciar los principales resultados de la aplicación de algunas herramientas en un proceso de la organización.

Desde su direccionamiento estratégico, EPM ha realizado una apuesta por desarrollar capacidades relacionadas como ser excelentes en lo que hacemos y ser más eficientes y rentables en las operaciones, por eso este tipo de filosofía permitirá impactar en los procesos y tener resultados cercanos que permitan generar una cultura diferenciadora en la organización.

1. Aproximación a la teoría

La teoría de la mejora continua y la excelencia operacional tiene muchos antecedentes y autores que han definido modelos y marcos teóricos muy representativos, sin embargo, en la actualidad con los nuevos enfoques de agilismo, la cuarta revolución industrial e innovación se puede decir que hay nuevos planteamientos que deben tenerse en cuenta para un pensamiento moderno en las organizaciones, tales como el mejoramiento inteligente de procesos, la automatización, el agilismo, la innovación de procesos y el pensamiento Lean.

1.1 Mejoramiento inteligente de procesos

De acuerdo con Juran (1990) la mejora "es la creación organizada de un cambio ventajoso; el logro de

unos niveles sin precedente del comportamiento. Resumido como el sinónimo de avance". Este mismo autor plantea que las organizaciones emprenden la mejora continua todos los años, lo cual se ve plasmado en forma de:

- a. Desarrollo de nuevos productos para sustituir modelos antiguos.
- b. Adopción de nueva tecnología (por ejemplo, ordenadores que sustituyen sistemas de información manuales).
- c. Revisión de los procesos para reducir los índices de error.

El autor Felipa (2014) plantea que la mejora inteligente de procesos tiene una alta relación con la satisfacción del cliente y ayuda a las organizaciones

a aumentar el rendimiento del negocio a través de una resolución de problemas sistemática y basada en datos cuantitativos, es decir, saber tomar decisiones a través de análisis, datos organizados y con el apoyo de la tecnología.

De acuerdo con Chao et al. (2021) la mejora inteligente de procesos lo relaciona con la adopción de nuevos procesos empresariales digitalizados y avances tecnológicos para implementar soluciones de automatización capaces de repetir las acciones humanas. De esta forma, se eliminan tareas rutinarias y las tareas de los empleados evolucionan para ofrecer resultados de mayor valor.

Para EPM el mejoramiento inteligente de procesos es la optimización continua de los procesos organizacionales, a través de la implementación de metodologías que permitan la eliminación de ineficiencias, cuellos de botella y tareas que no agreguen valor, que soportados en tecnologías de automatización aporten en el costo eficiencia, la disminución de riesgos y el aumento de la productividad.

1.2 Lean Six Sigma

De acuerdo con Gutiérrez y Vara (2009), el Seis Sigma (6 σ) es:

una estrategia de mejora continua del negocio que busca mejorar el desempeño de los procesos de una organización y reducir su variación; con ello, es posible encontrar y eliminar las causas de los errores, defectos y retrasos en los procesos del negocio. En todo momento se toma como punto de referencia a los clientes y sus necesidades. La estrategia 6 σ se apoya en una metodología fundamentada en las herramientas y el pensamiento estadístico. Asimismo, tiene tres áreas prioritarias de acción: satisfacción del cliente, reducción del tiempo de ciclo y disminución de los defectos. (p. 420)

Uno de los principales conceptos que trabaja la filosofía Lean Six Sigma es la capacidad del proceso, el cual, de acuerdo con Gutiérrez y Vara (2009): "consiste en conocer la amplitud de la variación

natural del proceso para una característica de calidad dada, ya que esto permitirá saber en qué medida tal característica de calidad es satisfactoria (cumple especificaciones)". Otra forma de medir la capacidad del proceso es mediante el índice Sigma, que consiste en calcular la distancia entre las especificaciones y la media μ del proceso en unidades de la desviación estándar.

Calidad Seis Sigma o los procesos Seis Sigma se refieren a un concepto que plantea una aspiración o meta común en calidad para todos los procesos de una organización. Tener esta calidad significa diseñar productos y procesos que logren que la variación de las características de calidad sea tan pequeña que el índice Zc de corto plazo sea igual a seis, lo cual implica que la campana de la distribución quepa dos veces dentro de las especificaciones (Gutiérrez y Vara, 2009).

1.3 Kaizen

Según Imai (1997) en japonés Kaizen significa "mejora continua". La palabra implica una mejora que involucra a todos, tanto a los gerentes como a los trabajadores y conlleva un gasto relativamente bajo. La filosofía Kaizen asume que nuestra forma de vida en relación con nuestra vida laboral, vida social o vida hogareña debe enfocarse en esfuerzos constantes de mejora. Este mismo autor plantea que el Kaizen es un proceso de resolución de problemas, en donde cualquier mejora debe ser estandarizada para alcanzar el siguiente nivel de mejora. Dado que cualquier producto y actividad es objeto de mejora, el Kaizen cubre diversas técnicas de gestión que han sido desarrollados durante los últimos años para hacer visible el problema.

Un asunto muy importante que señala el autor Imai (1997) para empezar, es que la más alta dirección de la empresa debe emitir una declaración de intenciones sobre la política a seguir, redactándola con mucho cuidado y gran claridad. Después, debe fijar un calendario de aplicación y demostrar su liderazgo practicando un procedimiento Kaizen en sus propias filas.

1.3.1 Relación entre Innovación y Kaizen

De acuerdo con Imai (1997) la mejora se puede clasificar como Kaizen o como innovación. El Kaizen significa pequeñas mejoras como resultado de esfuerzos continuados. La innovación implica una mejora drástica como resultado de una cuantiosa inversión de recursos en nuevas tecnologías o nuevos equipos (siempre que el dinero sea un

factor clave, la innovación resultará cara). Como están fascinados por la innovación, los directivos occidentales tienden a ser impacientes y a subestimar los beneficios a largo plazo del Kaizen para cualquier compañía. En cambio, el Kaizen se centra en los esfuerzos del personal, su estado de ánimo, la comunicación, la formación, el trabajo en equipo, la participación e implicación y la autodisciplina.

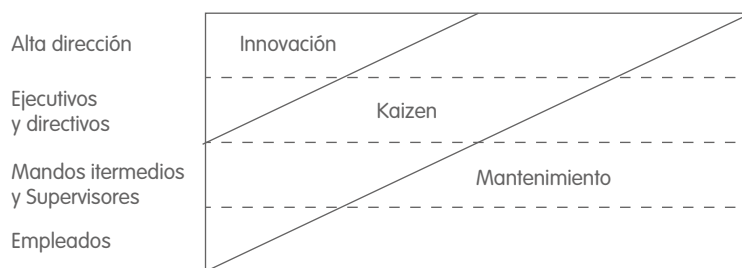


Figura 1. Tipos de mejora en las organizaciones. Recuperado de: (Imai, 1997).

1.3.2 Herramienta para la mejora continua

A continuación, los autores Alvarado y Pumisacho (2017) realizan un compendio de las principales

herramientas relacionadas con el mejoramiento de procesos, que pueden aplicarse dependiendo el contexto.

Autor	Técnicas / Prácticas / Herramientas
Imai (1997)	Control total de la calidad, círculos de control de calidad, sistemas de sugerencias, automatización, mantenimiento total productivo, Kanban, mejoramiento de calidad, justo a tiempo, cero defectos, actividades en grupos pequeños, relaciones cooperativas, mejoramiento de la productividad.
Wittenberg (1994), Bond (1999)	Círculos de calidad, calidad total, control, mantenimiento productivo total, sistemas de sugerencias, Kanban, justo a tiempo, mejora de la productividad, robótica, formación y automatización.
Nonaka (1995), Dankbaar (1997), De Tréville y Antonakis (2006)	Gestión del conocimiento: equipos multi-funcionales, selección y formación de los empleados, participación de los trabajadores en programas de mejora continua
Ishikawa (1985), Liker(2004), Hino (2006), Liker y Meier (2006), Van Scyoc (2008), Suárez-Barraza y Dávila (2011), Suárez-Barraza y Ramis-Pujol (2012)	Lean, 5S, teoría de las restricciones, Seis Sigma, historia de la calidad, equipos de mejora, formación, rediseño de procesos, principios de calidad, proceso de mejora continua (PDCA), estandarización, administración del sitio de trabajo, talleres de mejora.
Brunet y New (2003)	Cero defectos, operación de sistemas de sugerencias, promoción de programas y objetivos mediante la implicación de la dirección, círculos de calidad.

Tabla 1. Compendio de técnicas, prácticas y herramientas para la mejora continua. Recuperado de: (Alvarado y Pumisacho, 2017).

De acuerdo con Imai (1997) en la filosofía Kaizen la principal recomendación que dan los principales autores, es que

para poder conocer el problema es necesario tener el mayor acercamiento a los clientes y al proceso, a esto en japonés, lo denominan gemba, que significa lugar real: el lugar donde ocurren acciones reales.

Es una palabra que usan a diario los japoneses. Por ejemplo, cada vez que un terremoto sacude Japón, los reporteros de la televisión enviados al sitio afectado dicen que informan desde el gemba. El gemba puede ser cualquier lugar de trabajo, la escena del crimen, la localización de una película o incluso un terreno de excavación arqueológica. El gemba es donde ocurre la acción y donde se pueden encontrar los hechos.

2. Metodología

Para el desarrollo del piloto se utilizó la metodología DMAIC, por sus siglas en inglés significa Definir, Medir, Analizar, Mejorar y Controlar, la cual es un enfoque de resolución de problemas basado en datos que ayuda a realizar mejoras y optimizaciones incrementales en los productos, diseños y procesos comerciales. Fue creado en los años 1980 como parte de la metodología Six Sigma por el ingeniero de Motorola, Bill Smith.

Cada una de estas etapas contienen un conjunto de herramientas, entre ellas cualitativas y cuantitativas, basados en métodos estadísticos, a continuación, en la figura 2 se presenta un resumen de las principales técnicas y herramientas utilizadas en Lean Six Sigma en cada una de sus etapas:

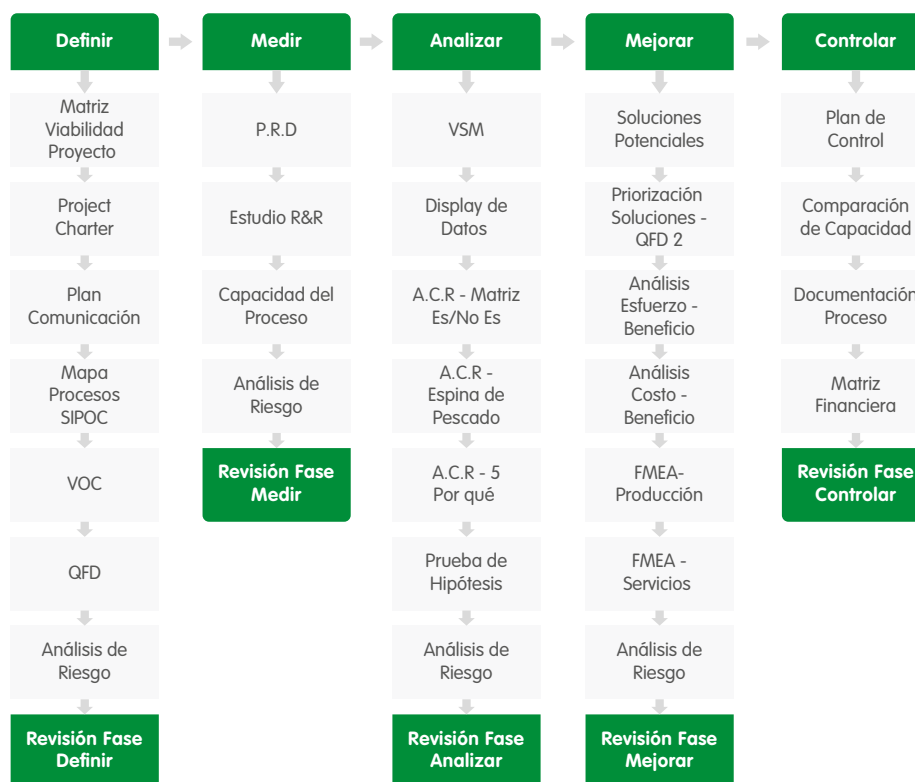


Figura 2. Técnicas y herramientas por cada fase de la metodología DMAIC. Recuperado de: (Acosixigma, 2021).

3. Principales resultados

Los principales productos mencionados en este artículo son resultado de la aplicación de las herramientas de Lean Six Sigma en un proceso de la organización. A continuación, se irán presentando los resultados por cada una de las fases de la metodología DMAIC.

Fase Definir

En esta fase el objetivo fue delimitar el problema a solucionar, para ello se definieron objetivos, el equipo de trabajo, se analizó el estado del proceso a través de la herramienta Voz del cliente (VOC) y el Mapa de flujo del proceso (VSM). Dentro del Project charter se definió como problema a

resolver las deficiencias en programación que afectan negativamente la productividad del proceso, retrasando las actividades a desarrollar. Actualmente el indicador de % Cumplimiento del Plan Mito se encuentra en 86%, 4 puntos por debajo de la meta establecida. Lo anterior establece la necesidad de mejorar la eficacia y eficiencia en la programación de los trabajos de mantenimiento.

El Mapa de flujo de valor (VSM) del proceso muestra que es un proceso que tiene muchos elementos por mejorar, se encuentran dolores en elementos de entrada, durante su operación y en las salidas más importantes.

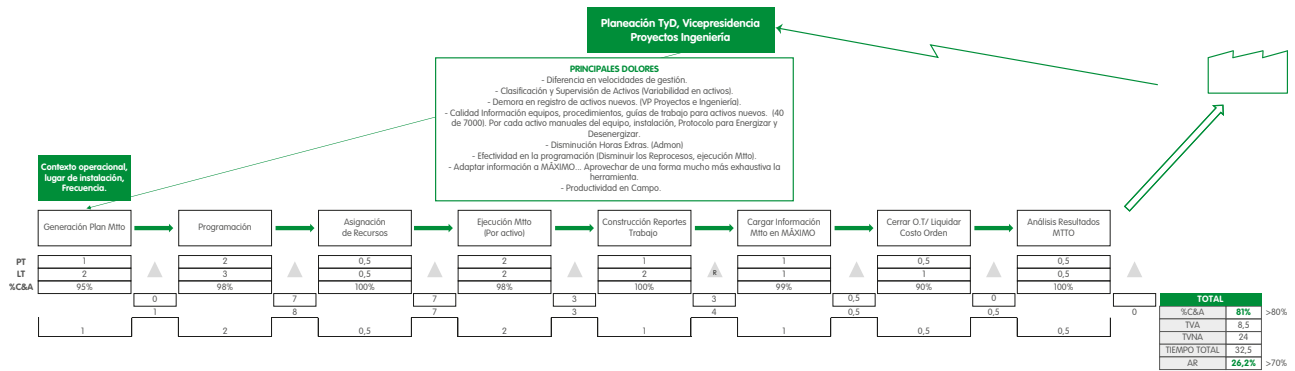


Figura 3. Mapa de flujo de valor del proceso (VSM).

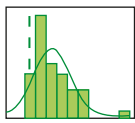
Tras mapear la cadena de valor del proceso, las conclusiones son las siguientes:

- El proceso solo agrega valor en un 26,2%. De los 32 días que dura el proceso, solo 8 corresponden a valor agregado. El tiempo restante se compone de esperas entre operaciones, reprocesos y ajustes, de los cuales el ítem principal de pérdida sería el de esperas.
- El indicador del porcentaje de calidad de la información (%C&A) acumulado muestra un resultado de 81%. Dicho resultado se entiende como la cantidad de trabajo ejecutado en la

cadena de valor que no sufrió ningún tipo de reprocesos o pérdidas. El 19% de las actividades ejecutadas en el proceso tuvieron algún tipo de reproceso o ajuste para garantizar que el resultado final fuera el esperado.

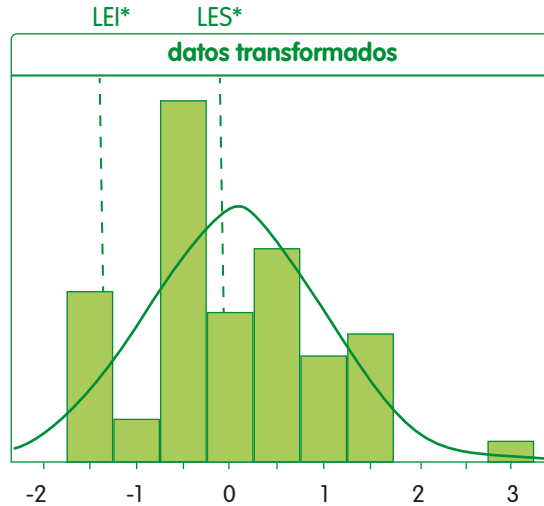
Fase Medir

En esta fase lo importante es responder preguntas como ¿cuál es el estado actual?, ¿cuál es la línea base del proceso?; para ello, se realizarán entregables como la capacidad del proceso que muestra el rendimiento de este y con el cuál se podrá determinar el nivel de variabilidad.



Informe de capacidad del proceso de % Cancelaciones
 Transformación de Johnson con tipo de distribución SB
 $1,977 + 1,440 \times \ln \left(\frac{X + 2,678}{27,562 - X} \right)$

Procesar datos	
LEI	0
Objetivo	*
LES	3
Media de la muestra	4,06687
Número de muestra	56
Desv.Est. (General)	3,51086
Después de la transformación	
LEI*	-1,38
Objetivo*	*
LES*	-0,131994
Media de la muestra*	0,0201656
Desv.Est. (General)*	0,95903



Capacidad general	
Nivel Z	-0,35
Z.LEI	1,46
Z.LES	-0,16
Ppk	-0,05
Cpm	*

Rendimiento		
	Observado	Esperado Largo plazo*
PPM < LEI	0,00	72147,55
PPM > LES	517857,14	563031,78
PPM TOTAL	517857,14	635179,33

Calculado con LEI, LES*

Figura 4. Resultados de la medición de capacidad del proceso.

Del análisis de capacidad se puede resaltar que el Nivel Sigma obtenido para la variable % Cancelaciones es -0,35, lo cual nos indica que el 63% de los datos se encuentra por fuera de la meta establecida de 0-3% de cancelaciones por mes.

El índice de capacidad de proceso Ppk presenta un resultado de -0,05 (Inferior al valor de referencia, 1), lo que significa que el proceso actualmente opera por fuera de los límites de especificación y es algo evidente, dado que se puede observar en la gráfica que los datos se encuentran desplazados hacia el límite superior de especificación.

Fase Analizar

Esta fase es una de las más importantes dentro de la metodología DMAIC, porque ayuda a responder preguntas como ¿cuáles son las raíces del problema?, para ello en este piloto se realizaron análisis de causa raíz, análisis de gráficos y estadísticos.

Para entender el comportamiento del proceso se aplicaron gráficas de control estadístico de calidad y se pudo observar que, si bien, el último año el porcentaje de cancelaciones posee una menor variación en comparación a periodos anteriores, es de notar que con el pasar de los meses ha venido incrementando.

Gráfica I-MR de % Cancelaciones por Año

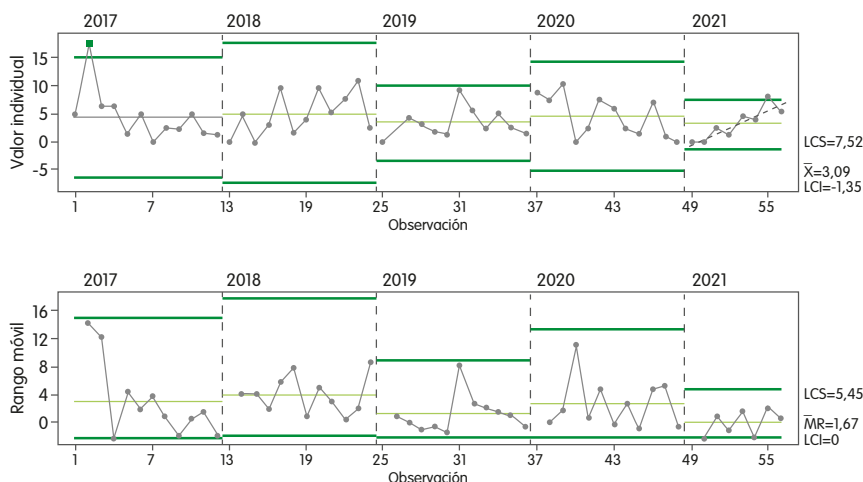


Figura 5. Gráficos de control del proceso.

Fase Mejorar

En la fase mejorar, con base en los ejercicios de análisis de causa raíz, se continuó el análisis de las soluciones potenciales que ayudarían a mejorar la eficiencia en la organización. Para encontrar estas alternativas de solución, se realizó un ejercicio creativo donde a partir de cada causa se generaron acciones de mejora para el proceso.

Las soluciones que se generaron y que luego se priorizaron a través de una matriz de esfuerzo – beneficio están relacionadas con:

- Establecer indicador de averías para el almacenista. Control de recepción y entrega de equipos.
- Construir listado maestro de insumos de mantenimiento.
- Generar alertas a mantenimiento cuando estén llegando al mínimo.
- Definir stock de seguridad, puntos de compra.
- Actualización de procedimientos estándar de mantenimiento.
- Generar robot para automatizar consulta de inventario de insumos de mantenimiento.

Como se puede observar en las distintas soluciones planteadas, no son iniciativas de alta complejidad, sino mejoras que se pueden implementar de forma incremental y que permiten aumentar la eficiencia del proceso. Las acciones se priorizaron utilizando la matriz QFD 2, con la cual se evaluaron las soluciones potenciales teniendo en cuenta variables como el impacto vs. los requerimientos críticos de calidad de los clientes.

Fase controlar

En esta última fase de la metodología DMAIC, el punto de partida es el plan de implementación realizado y el análisis de costo beneficio, que permite: validar los beneficios financieros asociados a las acciones planteadas, realizar el seguimiento a la implementación y, sobre todo, ejecutar las acciones. Este es solo el primer paso en esta fase, una vez termine la implementación se debe comparar la capacidad del proceso, tomando como referencia los datos de la fase medir y contrastarlo con los datos del proceso mejorado, con esto se podrá validar en que porcentaje mejoró el nivel Sigma.

Conclusiones

La filosofía Lean Six Sigma para las organizaciones se ha considerado como una herramienta que ayuda a la excelencia operacional, pero en la actualidad es una estrategia y una forma de competir, debido a que los clientes son más exigentes y las reglas de juego cambian permanentemente. La obligación de organizaciones como EPM es encontrar valor para sus grupos de interés.

El piloto de Lean Six Sigma, en EPM, mostró los beneficios de continuar el despliegue de esta metodología y generar capacidades en los demás procesos de la organización. Es necesario generar más sensibilización y un plan de cultura para que estos temas técnicos se vean más sencillos y sean parte de nuestro día a día.

En relación con el proceso, al determinar que su nivel sigma es de -0,35 significa que todavía falta mucho por mejorar, es necesario continuar el desarrollo de las acciones de mejora planteadas y continuar afianzando la cultura Kaizen en los equipos de trabajo.

Para finalizar, es pertinente reflexionar sobre la incorporación de metodologías ágiles, de innovación y de mejora continua permanentemente en nuestro quehacer diario, hoy todas las personas viven llenos de información, de tareas repetitivas, de desperdicios que no agregan valor a los clientes, por ello la invitación es a explorar nuevas formas de trabajos y mirar lo que hacemos con otros ojos, los ojos del mejoramiento inteligente de procesos.

Referencias

- Acosixsigma. (2021). *Informe implementación piloto Lean Six Sigma*. Medellín. Documento disponible en la intranet corporativa.
- Alvarado, K. y Pumisacho, V. (2017). Prácticas de mejora continua, con enfoque Kaizen, en empresas del Distrito Metropolitano de Quito: un estudio exploratorio. *Intangible Capital*, 13(2), 479-497.
- Chao, G., Hurst, E. y Shockley, R. (2018). *La evolución de la automatización de procesos*. IBM Institute for business value.
- Felipa, J. (2014). *Metodología de implantación de modelo de mejora de procesos Lean Six Sigma en entidades bancarias*. [Tesis de maestría, Universidad de Piura]. Repositorio Institucional Pirhua.
- Gutiérrez, H. y Vara, R. (2009). *Control estadístico de calidad y Seis Sigma*. Mc Graw Hill.
- Imai, M. (1997). *Gemba Kaizen: A Commonsense Low-cost Approach to Management*. McGraw-Hill.
- Juran, J. (1990). *Juran y el liderazgo para la calidad un manual para directivos*. Díaz de Santos.

Cómo citar este artículo:

Herrera, P. (2022). Aplicación de la metodología Lean Six Sigma para la optimización de procesos en EPM. *Revista EPM*, (20), 103 - 111.

Convocatoria para publicar en la Revista EPM

El Comité Editorial de la Revista EPM invita a la postulación de artículos, para las próximas ediciones, en temas relacionados con las líneas temáticas del Grupo EPM y otros contenidos enmarcados en la filosofía de la Revista, orientada a la divulgación y apropiación social del conocimiento. La estructura de los artículos debe tener en cuenta los lineamientos que se presentan en la Guía para Autores Revista EPM 2022.pdf.

Fechas para el envío de los artículos

Edición No. 21 (Ene.-Jun. 2023):

fecha límite de recepción 17 de febrero de 2023

Edición No. 22 (Jul.-Dic. 2023):

fecha límite de recepción 30 de junio de 2023

Recepción de artículos y contacto

Revista EPM

dep01980568@epm.com.co

gestiondeinformacion@fundacionepm.org.co



epm[®]

estamos ahí.

www.epm.com.co