

Tesis en opción al Título Académico de Máster en Eficiencia Energética, V Edición

TITULO: PERFECCIONAMIENTO DE LA METODOLOGÍA DETECCIÓN Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS COMERCIALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HOLGUÍN.

Autora: Ing. Miriela Dupuy Corrales

Holguín 2022

PERFECCIONAMIENTO DE LA METODOLOGIA DETECCIÓN Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS
COMERCIALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HOLGUÍN.

Autora: Ing. Miriela Dupuy Corrales

Tutores: Prof. Tit., Ing. Reynaldo Laborde Brown, Dr. C.

Universidad de Holguín (UHo)

PENSAMIENTO.

“El hombre cauto jamás deplora el mal presente; emplea el presente en prevenir las aflicciones futuras”.

William Shakespeare

Agradecimientos:

A mi esposo por todo su apoyo.

A mi tutor y demás profesores de la maestría.

A Cuba y su Revolución, por brindarme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente.

En fin, a todas aquellas personas que de una forma u otra han colaborado con la realización de este trabajo.

A todos Muchas Gracias.

Dedicatoria:

A la Empresa Eléctrica de Holguín.

RESUMEN

La empresa eléctrica de Holguín es una empresa de comercialización y distribución de energía eléctrica, expuesta crecientemente al incremento de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas o comerciales, incidiendo en el alto costo de producción de energía eléctrica; donde además el método actual de detección y reducción de pérdidas no técnicas no erradica todas las causas incidentes. Razón por la cual en este trabajo investigativo se seleccionó el municipio Holguín por su aporte considerable al deterioro de las pérdidas no técnicas, insertándole a la metodología actual el focalizarlas desde los alimentadores primarios de distribución partiendo desde la subestación(S/E) hasta el cliente, para su implementación se seleccionó el alimentador OK24 "Baldozas" donde las pérdidas técnicas ascienden a 15 892,73 kWh/mes y las pérdidas comerciales 5 321,27 kWh/mes para unas pérdidas totales de 21 214 kWh/mes que representan respectivamente el 10.89% , 3,64 % y el 14,53 % de la energía suministrada. En la inspección a la muestra del 25,8 % de los clientes, se detectan siete causas distribuidas en los procesos de comercialización, destacándose el fraude con un 39,9%, La energía recuperada de las pérdidas comerciales es de 2 736 kWh/mes que representa una reducción del 1,87 % de las pérdidas comerciales totales. Su reducción contribuye a disminuir la energía generada y su costo, sin la necesidad de invertir en grandes cantidades de recursos, logrando presentar mejores indicadores técnico-económicos en este tema, optimizar la capacidad instalada de generación y favorecer la eficiencia del sistema energético nacional.

Palabras claves: energía eléctrica, pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas o comerciales, generación, eficiencia, sistema energético.

ABSTRACT

The empresa eléctrica de Holguín is an electric power commercialization and distribution company, increasingly exposed to the increase in technical losses and non-technical or commercial losses, affecting the high cost of electric power production; where in addition the current method of detection and reduction of non-technical losses does not eradicate all the incident causes. Reason for which in this investigative work the Holguín municipality was selected for its considerable contribution to the deterioration of non-technical losses, inserting into the current methodology the focus from the primary distribution feeders starting from the substation (S/E) to the client., for its implementation, the OK24 "Baldozas" feeder was selected where technical losses amount to 15,892.73 kWh/month and commercial losses 5,321.27 kWh/month for total losses of 21,214 kWh/month, respectively representing 10.89 %, 3.64% and 14.53% of the energy supplied. In the inspection of the sample of 25.8% of the clients, seven causes distributed in the commercialization processes are detected; highlighting fraud with 39.9%, the energy recovered from commercial losses is 2,736 kWh/month, which represents a 1.87% reduction in total trading losses. Its reduction contributes to reduce the energy generated and its cost, without the need to invest in large amounts of resources, managing to present better technical-economic indicators in this area, optimizing the installed generation capacity and favoring the efficiency of the national energy system.

Keywords: electrical energy, technical losses, non-technical or commercial losses, generation, efficiency, energy system.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AP	Alumbrado Público
AUTOMAY	Sistema de facturación de mayores y autofinanciados.
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada (Medidores Inteligentes)
ALC	América Latina y el Caribe
CEE	Contador de Energía Eléctrica
CUP	Peso Cubano
EM	Equipo de Medida
ES	Energía Suministrada
EF	Energía Facturada
kV	kilo Volt
kW	kiloWatt
kWd	kiloWatt demanda
kWh	kiloWatt hora
km	kilometro
MW	MegaWatt
MVA	MegaVoltAmpere
MN	Moneda Nacional
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
PNT	Pérdidas No Técnicas
PT	Pérdidas Técnicas
S/E	Subestación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SED	Subestaciones de distribución
SIGECO	Sistema Integral de Gestión Comercial
SIGERE	Sistema de Gestión de Redes
TWh	TeraWatt hora
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
TMR	Terminal de medición remota
UEB	Unidad Empresarial de Base
UNE	Unión Eléctrica
ΔEt	Pérdidas de energía Totales

INDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	8
1.1 Estado del arte	8
1.2 Fundamentación teórica	13
1.2.1 Conceptos y definiciones	14
1.2.2 Teoría sobre los métodos para la estimación de las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución	20
Conclusiones capítulo 1	28
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS	29
2.1 Caracterización del sistema de distribución del municipio Holguín	29
2.2 Metodología seguida para el desarrollo del trabajo de campo	32
2.2.1 Metodología actual, aciertos e insuficiencias	32
2.2.2 Formulación de las modificaciones a para detectar y reducir las pérdidas comerciales de energía eléctrica en el municipio Holguín	35
2.3 Metodología técnico-comercial para la detección y reducción de pérdidas de energía eléctrica para circuitos primarios de distribución	35
2.4 Instrumentos de medición utilizados	56
2.4.1 Características generales de cada instrumento utilizado	56
Conclusiones capítulo 2	57
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	59
3.1 Aplicación de la metodología de detección y reducción de pérdidas comerciales en un alimentador del municipio Holguín	59
Conclusiones del capítulo 3	73
CONCLUSIONES	75
RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	77

INTRODUCCION

La electricidad es la forma de energía más utilizada hoy en día en la industria y en los hogares, es una forma de energía relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de transportar a largas distancias, de transformar en otros tipos de energía y de consumir de forma aceptablemente limpia. Está presente en todos los procesos industriales y en prácticamente todas las actividades humanas por lo que se puede considerar hoy en día como un bien básico insustituible (Correa, 2016).

La electricidad se crea en centrales capaces de obtener energía eléctrica a partir de energías primarias no renovables o energías fósiles (el carbón, el gas natural, petróleo) y renovables o energías limpias (viento, sol, radiación solar, las mareas), las actividades eléctricas como la generación, transmisión, distribución y el consumo mismo por parte de los clientes, generan impactos ambientales considerables.

Como fuente de energía predominante en (Ecologíaverde, 2020) informan que la energía fósil en su conjunto supone la gran cifra del 85,5 %, mientras que la suma de las energías renovables en su conjunto supone una cifra del 10,1 %, apenas superan la decena del porcentaje. Así mismo, las otras energías que no son ni fósiles ni renovables, como la energía nuclear, completan el resto de la energía consumida a nivel mundial y aunque las cifras parecen desalentadoras, hay que tener en cuenta que nos encontramos en plena transición energética, es decir, en un proceso de sustitución de las energías fósiles por las energías renovables.

Todavía no se ha logrado generar electricidad limpia con suficiente rapidez como para ir al ritmo de la creciente demanda de electricidad en el mundo, así lo refieren en (Global Electricity Review, 2021) al informar que la demanda de electricidad subió 11 % (+2 536 TWh) desde 2015, pero el aumento en la generación de electricidad mediante energías limpias (+2 107 TWh) no se mantuvo. Esto condujo a una mayor generación general de energía mediante combustibles fósiles: la electricidad generada por gas subió 11 % (562 TWh) y el carbón cayó apenas el 0,8 % (71 TWh). Por lo tanto, si bien la participación relativa de la generación por carbón en el mundo cayó, la disminución fue poca en términos absolutos. En consecuencia, las emisiones de CO₂ del sector energético fueron 2 % más altas en el 2020 que en el 2015. La energía eólica subió 92 % (+762 TWh), la solar 232 % (+589 TWh), hidroeléctrica 13 % (+490 TWh), nuclear apenas 5 % (+120 TWh) y la bioenergía un 28 % (+127 TWh).

La demanda de electricidad en Asia aumentó rápidamente mientras que la electricidad no derivada de combustibles fósiles solo satisfizo el 54 % del incremento de la electricidad en China, el 57 % en

India y 37 % en Indonesia. De allí el aumento general en la generación por combustibles fósiles en estas regiones. La demanda de electricidad en China subió 1 880 TWh (+33%) desde 2015 hasta 2020, que representa más del total de la demanda de electricidad en India en 2020. Entretanto, en Europa y especialmente en Estados Unidos, la caída del carbón no se debió solo a un incremento en el uso de energías limpias sino también a un aumento en la generación con gas. Con respecto al aumento del 10 % en la generación mundial por gas desde 2015, la mitad se originó en Estados Unidos (Global Electricity Review, 2021).

Si preocupante es ver cómo se contamina el medio ambiente, igual es muy triste imaginar la vida cotidiana sin disponer de energía. Necesitamos la energía para la industria; para el transporte (Carretera, Ferrocarril, marítimo o aéreo); para la iluminación (Calles, oficinas, comercios, hogares); para la alimentación (producción y conservación) y para la comunicación (información y transmisión). Además no se puede dejar de mencionar que juega un papel muy importante en temas como la erradicación de la pobreza, la educación y la salud.

El mundo todavía debe recorrer un largo trecho hasta dejar de usar los combustibles fósiles para generar electricidad, el 61 % de la electricidad mundial seguía siendo generada por combustibles fósiles en el 2020. Si bien el eje de la atención mundial debe ser desplazar rápidamente la generación por carbón, también es menester que la generación por gas y petróleo también decline con prontitud. En el 2020, el 23 % de la electricidad mundial seguía siendo generada por gas. Un 4 % adicional provenía de otros combustibles fósiles, como el petróleo. Existe un foro internacional que tiene como finalidad la cooperación financiera, económica y política, lo integran 19 países más la Unión Europea nombrado el grupo de los 20 (G20), la suma de su población representa dos tercios de la población mundial y el 85 % del producto interno bruto de ellos hay cinco países del G20 que obtuvieron más de tres cuartos de su electricidad a partir de combustibles fósiles en el 2020: Arabia Saudita (100 %), Sudáfrica (89 %), Indonesia (83 %), México (75 %) y Australia (75 %), El uso de combustibles fósiles en el Reino Unido y en los 27 países de la Unión Europea para la generación de electricidad ha caído pero estos combustibles siguen representando el 41 % y el 37 % respectivamente. Incluso los sistemas de generación de electricidad en países que históricamente han recurrido a energías más limpias, como Francia, Brasil y Canadá, todavía tienen electricidad de combustibles fósiles (Global Electricity Review, 2021).

Es por ello que uno de los objetivos del desarrollo sostenible busca asegurar el acceso universal de la energía, acelerar mejoras en la eficiencia energética y duplicar la cuota global de energías

renovables antes del 2030. Entre las soluciones propuestas para la eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental en el sector eléctrico se encuentra la de disminuir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución que es un problema importante que enfrentan las empresas dedicadas a la producción y comercialización de energía eléctrica.

En el mundo las pérdidas son de un valor significativo y más en los países desarrollados tratan de mantener los índices de pérdidas por debajo de 8 % por las pérdidas monetarias que esto significa, sin embargo, en los países sub desarrollados estos valores distan de los anteriores debido a problemas técnicos, robos, fraude y otros que le dan a la empresa eléctrica una baja solvencia financiera. En Latinoamérica se ha trabajado, pero aún el porcentaje está muy alto 17 % (Ormaetxea, 2017).

El acceso al suministro energético limpio es esencial para reducir la pobreza y lograr un desarrollo sostenible de la población. En el mundo, aún existen millones de personas que no cuentan con acceso al servicio eléctrico, por lo que es muy alarmante lo referido por (Jiménez, et al, 2014):

” Las pérdidas anuales de electricidad a nivel mundial alcanzan los 290 TWh, cifra equivalente al total de electricidad consumida por México y Perú en 2013. Un tercio de la electricidad perdida a nivel mundial corresponde a países de ALC: 90 TWh al año. En términos equivalentes, esta magnitud es suficiente para satisfacer el consumo anual de electricidad del Perú; o cubrir el aumento previsto de la demanda de electricidad en Chile en los próximos 30 años; o cubrir la nueva demanda eléctrica de incorporar a los 30 millones de personas que actualmente carecen de acceso en ALC.”

Según publicación de (HUB de Energía, 2020), en el 2019 se ofertó en electricidad en ALC 1 659 187,78 GWh con el 15% de pérdidas de electricidad, lo que significó que 3 477 870 viviendas en ALC pudieron ser abastecidas durante todo el 2019 con esta electricidad perdida.

En su artículo (Hernández Pérez, et al., 2015) expresa: la falta de inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica no sólo conduce al deterioro en la calidad del servicio, sino que también es uno de los principales factores en el aumento de las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas. Dando credibilidad a lo mencionado por (Contreras, 2020) cuando plantea que en ALC cuando las instalaciones de distribución no tienen las inversiones y mantenimiento adecuado, esto se traduce en mayores pérdidas técnicas y no técnicas de gestión, o que existe parte de la población que por diferentes motivos hace un uso no registrado de la

electricidad conectándose de manera ilegal, y se acerca a la realidad de la predicción de (Jiménez, et al., 2014) los que expresaron: sin mejoras en la situación actual, las pérdidas anuales de electricidad en ALC podrían llegar a 427 TWh para el 2030.

Cuba posee reservas limitadas de petróleo y gas natural, la producción nacional cubre el 46,7 % de la demanda; el 53,3 % restante es importado; constituyendo uno de los mayores desafíos para la seguridad energética nacional (Torres Hernández, 2015).

En Cuba cada año se pierde más del 21% de la energía que se genera, por lo que los índices de pérdidas deben tener la meta de bajar para poder relacionarse con países industrializados, en los cuales sus índices de pérdidas totales son menores al 8%, con pérdidas no técnicas (PNT) cercanas a cero (0%). Los ejecutivos e ingenieros de las empresas eléctricas del país deben sentir la preocupación que esto implica, para de esta manera llevar a cabo estudios y proyectos sobre el tema (Alvarez, 2012).

La Unión Eléctrica (UNE) realiza un enorme esfuerzo para mantener la generación de electricidad en medio de la difícil situación económica que atraviesa hoy el mundo y nuestro país, agudizada por la pandemia de la covid-19 y el impacto del asedio económico, comercial y financiero de Estados Unidos, que provoca una carencia de recursos para efectuar inversiones en los sistemas eléctricos, impidiendo satisfacer el crecimiento de la demanda y el adecuado mantenimiento de las capacidades instaladas.

Ratifica (Torres Hernández, 2015) que desde el 2014 la UNE, ha trabajado en el fortalecimiento de la rehabilitación de líneas y subestaciones, redes aéreas y soterradas, y se concluirán nuevas subestaciones. Con la revolución energética que dio un vuelco contundente al SEN, la UNE desarrolla hace años un ambicioso proceso inversionista para elevar la eficacia de la generación, transmisión y distribución eléctricas, la diversificación de las fuentes generadoras, la eliminación de fraudes eléctricos y la mejora del área comercial y de atención a las quejas de los clientes (p.24). No obstante a lo expresado por este autor al cierre de octubre del 2021 el plan de pérdidas de energía eléctrica acumulado se incumple a nivel nacional con 270 GWh con relación al plan para un 18,34%, valor que se ubica muy por encima de igual periodo en el 2019 y 2020. Todas las provincias incumplen el plan del mes y en el acumulado solo cumplen por la reserva que tenían hasta septiembre las provincias de la Habana y Mayabeque. Las provincias que cada mes han ido incrementando su nivel de déficit de energía con relación a lo que debió facturar, de acuerdo al comportamiento de la entrada de energía en barra y el porcentaje de pérdidas planificado son:

Matanzas, Artemisa, La Habana, Villa Clara, Cienfuegos, Camagüey, S. Espíritu, Santiago de Cuba, Guantánamo y Pinar del Río.

En la provincia Holguín las pérdidas antes de 1980 no se controlaban estadísticamente. De 1981 hasta 1984 las pérdidas eran negativas, pues se facturaba más energía que la que se entregaba debido a la gran cantidad de empates directos en el sector estatal. A partir de 1984 se intensifica la facturación de miles de consumidores sin contrato y la instalación de equipos de medida, comenzando a aflorar las pérdidas en distribución (Yero Peña, 2015).

Al cierre de diciembre del 2021 la provincia Holguín ocupa el sexto lugar en déficit de energía eléctrica a nivel nacional con relación al plan de cada mes, generando un valor de 15 789 MWh de energía en pérdida. Donde los municipios de mayor incidencia son Gibara 1 832 MWh, Holguín 7 284 MWh, Mayarí 1 212 MWh y Rafael Freyre con 1 452 MWh. Por la importancia que presenta este tema en la actualidad, medidas orientadas a reducir las pérdidas eléctricas, específicamente las no técnicas, constituyen un componente esencial para enfrentar la creciente demanda.

Situación problemática:

Durante los últimos años se destaca el municipio Holguín con un crecimiento acelerado de sus pérdidas totales, superando al resto de los municipios en cuanto a pérdidas comerciales. En ninguna de las acciones realizadas se ha contemplado el perfeccionamiento de la metodología que actualmente se aplica para detectar y reducir las pérdidas comerciales.

Problema de la investigación

Insuficiencias en la metodología que se aplica en el municipio Holguín para la detección y reducción de las pérdidas comerciales que trae como consecuencias la disminución de la eficiencia energética en el sistema de distribución de energía eléctrica.

Objeto de investigación

El sistema de distribución de energía eléctrica en el municipio Holguín.

Campo de acción

La detección y reducción de las pérdidas de energía eléctrica en el municipio Holguín.

Objetivo general

Perfeccionar la metodología que se aplica en el municipio Holguín para la detección y reducción de las pérdidas comerciales, con el fin perfeccionar la herramienta que permita a la empresa eléctrica presentar mejores indicadores técnico-económicos en este tema.

Objetivos específicos

1. Evaluar las diferentes causas que provocan el incremento de las pérdidas comerciales en el sistema de distribución de energía eléctrica en el municipio Holguín para determinar sobre cuáles de ellas se deben realizar las mayores acciones a fin de disminuir dichas pérdidas.
2. Introducir nuevos elementos y modificar algunos de los existentes en la metodología para la detección y reducción de las pérdidas comerciales en el sistema de distribución de energía del municipio Holguín.
3. Evaluar las afectaciones técnico-económicas que sufre la Empresa Eléctrica producto de las pérdidas comerciales.

Tareas

1. Búsqueda bibliográfica
2. Evaluación y análisis de las insuficiencias que presenta la metodología actual para la detección y reducción de las pérdidas comerciales.
3. Elaborar una propuesta para el perfeccionamiento de la metodología para la detección y reducción de las pérdidas comerciales.
4. Aplicación de la propuesta en un caso de estudio y evaluarla económicamente.

Hipótesis

Si se introducen cambios en la metodología que se utiliza para detectar y reducir las pérdidas comerciales en el municipio Holguín, se contará con una mejor herramienta para el trabajo de la Empresa Eléctrica y además mejorar sus indicadores técnico-económicos.

Métodos de investigación

- Análisis – Síntesis para analizar y resumir toda la información recopilada en la búsqueda bibliográfica y la derivada de la revisión de los planes de pérdidas de los ficheros y bases de datos maestras que permitan determinar la trayectoria y enmarcar el campo de acción.
- Hipotético – Deductivo para anticipar los posibles resultados a obtener y la correcta formulación de la hipótesis
- Histórico – Lógico: para revisar la trayectoria completa del objeto, su condicionamiento a las diferentes prioridades de la historia y analizar las etapas fundamentales de su desenvolvimiento.

Métodos y técnicas del nivel empírico

Conversatorios con los trabajadores y directivos; para obtener información de las variables que provocan el comportamiento de las causas, con esta técnica se puede precisar las expectativas de

sus indicadores, donde se determinó que, aunque se conocen la situación problemática y posibles estrategias a seguir, no han sido elaborados sobre una base científica, por lo que se desconocen las debilidades, y el enfoque correcto a seguir para lograr reducir las PNT o comerciales.

Técnicas de recolección de datos

- Observación: Para verificar en el terreno las condiciones actuales del servicio eléctrico que se muestrearán, es una manera de acceder a la información directa e inmediata sobre el proceso, fenómeno u objeto que está siendo investigado.
- Análisis de registros estadísticos (base datos): Informes económicos y certificaciones de las pérdidas de distribución, datos estadísticos de los ficheros maestros, las fuentes revisadas evalúan en ellos la evolución de la problemática, y resumen los momentos donde la misma ha realizado saltos cualitativos, con todo lo anterior se determinan las posibles causas para su posterior evaluación en el diagnóstico.
- Entrevista: Para conocer cómo se realiza cada proceso de la gestión comercial, y como llega esta actividad a la información de cada una de las causas que afectan la calidad con que se realiza cada proceso.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

Introducción

En esta sección se presentan los resultados de la revisión teórica que se relaciona con la información necesaria que atañe a la evaluación de las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución. En este sentido se inicia con el análisis de las diferentes investigaciones que aportan soluciones en aras de reducir el nivel de estas pérdidas, luego con la presentación de definiciones que permiten entender su origen y las variables que regulan su comportamiento, en lo posterior se hace una clasificación de las pérdidas y se establecen los métodos de cuantificación de los componentes como indicativo de la eficiencia del sistema.

1.1 Estado del Arte

En la investigación realizada por Loma Iturralde (2015) se presenta un balance de energía, donde determina el porcentaje de pérdida de energía eléctrica y a su vez mide su eficiencia en la gestión. Como mecanismo para reducir las PNT el estudio está enfocado a la facturación, e inicia un proyecto de medidores AMI, que son medidores electrónicos con marcación digital, que dan la facilidad de medir desde la matriz el consumo de electricidad, concluye planteando:

“A pesar del proyecto AMI y la constante inversión en empresas especializadas en la recuperación de pérdidas negras, no se ha logrado disminuir eficazmente las pérdidas negras” (p.73).

Se considera que la instalación de medidores electrónicos es beneficiosa, a pesar de su alto costo y las extensiones o mejoras necesarias que deben realizarse a la infraestructura actual del sistema. Además, la lectura automática de este instrumento ha sido usada como un filtro inteligente, proporcionando un método efectivo para la medición de pérdidas y robo de electricidad en las redes de distribución en baja tensión. Todo indica que en su estudio inicial, no tienen en cuenta en qué medida está siendo afectada el área (Técnica o Comercial), tampoco estudian todas las causas, por lo que no resuelven con esta tecnología la problemática de las pérdidas eléctricas en su radio de acción.

Con esta misma variante de reducción Gómez. et al (2015), plantea que:

“En los últimos años en México las pérdidas de energía eléctrica en la transmisión y distribución de la CFE se han reducido en un punto porcentual cada año, pasando de 16,4 % en 2012, al 15,7% en 2013 (SENER, 2013) y al 14% al cierre de 2014 (CFE, 2014) p.182).

Método de reducción que fue evaluado económicamente en su publicación por Gaibor Plúas, et al (2020) donde concluye que:

“Una vez identificados los costos beneficios de la implementación del sistema AMI, con tabla de flujos, se demuestra que al comparar por flujos los costos versus los beneficios identificados de la implementación del sistema AMI reduciría de forma interesante costos e ineficiencia de la organización, llegando al retorno de la inversión en el final del año tres” (p.9).

En su propuesta Alvarez Díaz (2012), plantea la automatización de la red usando restauradores Nu-Lec. El estudio realizado permitió encontrar las variantes de operación con pérdidas mínimas de la red eléctrica de 34,5 kV, y realizar una propuesta de automatización, relacionada con la manipulación a distancia de los desconectivos que conformen las configuraciones óptimas de estas redes eléctricas que tienen emplazamientos sincronizados. Concluye que: “La automatización y la reconfiguración de los circuitos deben estar estrechamente relacionados para lograr una disminución en las pérdidas de las líneas” (Alvarez Díaz, 2012, p.67).

Pero no define en que porcentaje inciden las pérdidas de las líneas y no especifica si existe algún porcentaje de PNT en el radio de acción.

Guillen Bernal (2015), elabora un modelo integral para la reducción de PNT de energía en la corporación nacional de electricidad CNEL EP, en teoría expresan que las pérdidas de energía totales se determinan en función de la diferencia entre la energía disponible y la energía facturada, las pérdidas totales incluyen las pérdidas técnicas y las PNT. Para determinar las pérdidas técnicas, se requiere primeramente realizar un estudio técnico del sistema de distribución, con base en modelos matemáticos y sistemas informáticos, para determinar las pérdidas técnicas, luego por diferencia con las pérdidas totales se determinan las PNT. En cambio diseñan el modelo de reducción basado en un estudio comparativo que parte de la evolución de los niveles de pérdidas de energía técnicas y no técnicas al nivel nacional por años, pero al llevar este análisis en cada unidad de negocio, se estudian y proyectan solución directamente los procesos comerciales en las unidades que representan mayor nivel de pérdidas totales. Sin depurar previamente en esa unidad de negocio en que porcentaje el área comercial tributa a ese resultado nacional.

Ninantay Torres (2019) realiza un estudio de análisis y evaluación de las pérdidas eléctricas en la S/E eléctrica de QUENQORO con la finalidad de mejorar la rentabilidad económica y la atención al cliente, identifica mediante un balance energético las pérdidas técnicas, no técnicas y totales en

cada uno de los alimentadores que conforman el sistema eléctrico de distribución y propone medidas para su reducción, concluyendo finalmente que:

“Las pérdidas más considerables se dan por hurto de energía, estas por lo general se suscitan en las caja tomas y las acometidas de los medidores. También reducen considerando la instalación de sistemas de medición modernos (Smart Meter)” (p.112).

Sin cuantificar las causas que realmente inciden en las PNT.

Paricahua & Fernández (2017) en su tesis estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de Puno 2017, plantean:

“Estudiar y analizar una metodología que permita la estimación de las pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región Puno” (p.16).

Concluyen que logran determinar el origen de las pérdidas discriminándolas en técnicas y no técnicas, por niveles de tensión, sistemas eléctricos, sectores típicos, subestaciones, líneas y alimentadores media tensión, pero en el estudio de las causas no técnicas solo investigan el mercado de los clientes mayores consumidores.

Pinos & Pita (2017) En su estudio realizan solo el modelamiento de la línea de subtransmisión y alimentadora en CYMDISTTM, software especializado que permitirá realizar flujos de cargas y conocer las pérdidas totales de energía en el sistema modelado, establecieron:

“Para reducir las pérdidas técnicas demostradas en el estudio se debe considerar la opción de instalar los bancos de capacitores en el recorrido de la alimentadora “Acacias”. Realizar un estudio más completo, de la red correspondiente a la alimentadora “Acacias”, que incluya dimensionamiento de protección para los bancos de capacitores e influencia en la estabilidad del sistema previo a la implementación (p.71).

Pero dicho estudio no desagrega que nivel corresponde a pérdidas técnicas y a no técnicas o comerciales y no hace referencia a la posibilidad de lograr la reducción de las PNT.

Otro grupo de autores realizan un balance de energía donde segmentan los % de pérdidas en la distribución y proponen métodos de reducción al área de mayor % de incidencia tales como:

Aguirre Hernández, et al (2016) exponen en su publicación que la Empresa Eléctrica los Ríos C.A se encuentra con un nivel de pérdidas de 31,39%, al cierre del primer semestre del 2003. Las pérdidas se descomponen en técnicas y comerciales (no técnicas), las cuales llegan a ser de 11,01% y 20,38% respectivamente. Dado que el nivel de pérdidas comerciales es muy superior en porcentaje,

se proyectan una reingeniería de procesos por el bajo nivel de eficiencia que se evalúa en Contratación, Medición y Facturación (p.6).

Estos autores toman como referencia para evaluar la eficiencia (tiempo promedio que tarda instalación de un nuevo servicio; tiempo en que tardan los lectores en tomar lectura y tiempo en que tarda 1 ciclo de facturación), respectivamente sin evaluar otras causas fundamentales que generan mala calidad como de los procesos como: (errores de lectura, estado de la medición, rutas no selladas, contadores dentro de las viviendas y no leídos, promedios incorrectos), entre otras variables.

Existe un grupo de autores que desarrollan herramientas informáticas, para resolver la problemática de la recuperación de pérdidas de energía en la distribución a un costo bajo de implementación, tal es el caso de Trejos Ramírez (2014) que parte del hecho en el cual no se conocen aquellos registros normales y sospechosos, que conforman la base de datos; y propone una metodología que permite la identificación y detección de usuarios con actividades de fraude o anomalías en sus equipos de medición de energía eléctrica, teniendo en cuenta atributos propios de los perfiles de carga y utilizando métodos de minería de datos (p.4). Este autor solo evalúa el fraude dentro de la medición y no se investiga si existen otras causas incidentes de los procesos de contratación, lectura y facturación.

De lo expuesto anteriormente, se establece una conexión con un estudio realizado por Viegas., et al., (2017), sobre la detección temprana de PNT gracias a métodos mixtos enfocados en las inspecciones de los equipos de medida. Sin embargo, dichos métodos no pueden identificar adecuadamente la mayoría de los casos de fraude (p.1260).

Álvarez Leyva (2018) realizó la identificación de las pérdidas técnicas en los diferentes componentes que se tienen en un sistema de distribución que funciona desde la S/E Banes 1 hasta los límites de la S/E Banes 3 en la provincia Holguín. La determinación de las pérdidas consistió en un análisis de flujos de potencia con el apoyo del software RADIAL v 7,7 y de técnicas de minería de datos, Sin embargo este estudio no plantea la reducción de las PNT, lo que recomienda como trabajo a futuro (p.93)

En su estudio Alexander Porras (2014) presenta una propuesta de solución software para soportar el proceso de detección de PNT de energía eléctrica para la empresa de energía del Quindío (EDEQ); permite integrar datos propios de diferentes orígenes, en un entorno geográfico y gráfico, ubicando en el terreno los puntos de pérdidas y generando graficas que muestren el comportamiento en el

tiempo para los macromedidores, consumo registrado del cliente y las zonas de interés geográficas; con el fin de optimizar el proceso de identificación de PNT(p.3). En la práctica es una herramienta muy valiosa porque al visualizar los datos en un mapa con distintos colores que caracterizan los usuarios es más fácil planear acciones grupales de reducción de pérdidas de energía en lugar de ver listados largos y tabulares de datos en hojas de cálculo. Pero estas conclusiones no son totalmente suficientes; para llegar a la decisión correcta de reducir PNT, es necesario investigar además las causas que lo originan.

Los autores Castillo & Pérez (2012) desarrollan una metodología para identificar y controlar comportamientos anormales en el suministro de energía eléctrica, empleando la macro y micro medición para definir las zonas con mayor concentración de pérdidas en el alimentador, identificadas a través de la determinación de índices sectorizados de pérdidas, del análisis realizado se determina que el mayor índice de PNT corresponde a la zona H con el 25,33% respecto del total de PNT de todo el alimentador y posterior a la macro medición se realizó la etapa de micro medición en la zona H donde se obtiene que las zonas H5 (61,33 %) y H1(22,81%) presentan los mayores índices de PNT, por ello estas sub-zonas deben tener prioridad en el proceso de revisión a clientes, logrando identificar las zonas donde se encuentran concentradas en mayor cantidad las PNT, y planificar revisiones dirigidas. Es una estrategia bien encaminada que por lógica conllevará a la reducción de PNT, porque permite vislumbrar áreas de oportunidad pero como método de reducción deja el camino abierto a estudios posteriores para detectar las causas principales que dan origen a la problemática.

Yujra (2019) en su tesis “Evaluación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios perteneciente a la Empresa Electro Sur Este S.A.A.”, presenta como objetivo evaluar la conducta o proceso de las pérdidas de energía de las redes de distribución secundaria, obtuvo como resultados que las pérdidas globales son del 16,22%, de las cuales 6,87 son pérdidas técnicas y 9,35% PNT. Concluye que las pérdidas son representativas, que las pérdidas técnicas están dentro de los estándares y las PNT asumen que corresponden normalmente al hurto de energía, fraude y energía no registrada. Sin investigar las causas reales que inciden en esta problemática para su solución.

En el estudio realizado por Ortuño Borroto & Villar Vázquez (2021) de un grupo de circuitos de distribución de 4 kV, para lo que se utilizó el software Radial 10,0, evalúa de forma rápida y sobre bases científicamente justificadas las variables fundamentales que reflejan el comportamiento de los

mismos. Se analizaron sus condiciones actuales, régimen de operación y pérdidas de energía y propone convertir los circuitos de distribución de 4 kV a 13 kV; el resultado refleja una serie de ventajas en todos los aspectos, donde resaltan la disminución de las pérdidas de energía eléctrica en transformadores y líneas, la eliminación de condiciones inseguras y una mejor operación de estas redes eléctricas. Este autor solo mejora las pérdidas técnicas 478,3 MWh/año en el primario, y no identifica el resto de los segmentos; además no identifica las no técnicas o comerciales ni sus causas para futuros proyectos de mejora.

Giraldo de los Ríos (2018) refiere:

“El problema de las PNT no solo reside en el predio del consumidor, quien realiza el hurto de energía, sino también en las empresas distribuidoras, las cuales no cuentan con planes eficientes de verificación y control de pérdidas” (p.7).

Teniendo en cuenta lo expresado por este autor se puede decir que aun cuando el problema de las pérdidas técnicas y no técnicas ha sido aparentemente discutido con suficiencia, el insertar mejoras al procedimiento actual aplicado en la empresa eléctrica Holguín, partiendo del supuesto de que podamos identificar todas las causas incidentes que pueden establecer un sistema de reducción, permitirá conocer el efecto de cada una de las medidas que tomemos en el porcentaje de pérdidas totales y a su vez saber a qué nivel se puede llegar desde el estado actual Y aplicar estrategias más enfocadas al origen de la problemática a fin de mitigar o combatir las PNT.

Del análisis realizado en el desarrollo del marco teórico se llega a una total coincidencia en cuanto a lo planteado por Viegas., et al. (2017) cuando refiere:

“La carencia de una estrategia única aumenta significativamente la dificultad para el cumplimiento de la reducción de la magnitud del indicador (p.1263),

Lo planteado por estos autores implica que el no tener focalizado el radio de acción afectado significa someterse a un riesgo de incrementar gastos de recursos, combustibles, tiempo y personal en el intento de enmarcarse en el cumplimiento de dicho objetivo, a lo que se suma un plan de acción enfocado a causas que probablemente no sean incidente en el incremento de las pérdidas eléctricas de un sistema de distribución.

1.2 Fundamentación teórica

Con el objetivo de determinar bases teóricas que son necesarias para sustentar la investigación se pretende dejar definidos los principales conceptos y definiciones que se van a utilizar sobre el tema

1.2.1 Conceptos y definiciones

Principales conceptos relacionados con el sistema de distribución.

Sistema eléctrico de potencia: un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos (Ramírez Castaño, 2004, p.2)

Generación: la generación, constituye el primer escalón del sistema de suministro eléctrico, en general, consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, mecánica, térmica, luminosa, etc.) en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, donde se realiza esta transformación, se hace girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, generando así la electricidad. El hecho de que la electricidad, a nivel industrial, no pueda ser almacenada, obliga a disponer de capacidades de producción con potencias elevadas para hacer frente a la demanda. (Crespo Castro, 2018, p.18)

Transmisión: la red de transporte de energía eléctrica, está constituida por los elementos necesarios para llevar la energía generada en las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo a través de grandes distancias. Para ello, la cantidad de energía eléctrica producida debe ser transformada, elevándose su nivel de tensión, para esto se considera, que, para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por efecto joule. La red de transmisión en Cuba está constituida por líneas de alta tensión (220 kV), están constituidas tanto por el elemento conductor (cables), como por elementos de soporte que son las torres de alta tensión. (Crespo Castro, 2018, p.18)

Subestaciones de transmisión: las subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras y en la periferia de las diversas zonas de consumo. Entre subestaciones eléctricas están las subestaciones elevadoras que se ubican generalmente en las centrales generadoras para aumentar el nivel de la tensión, y las subestaciones reductoras que se encuentran cerca de los consumidores potenciales, poblaciones, zonas industriales para reducir la tensión a niveles de distribución, quedando apta para ser utilizada por los consumidores (Crespo Castro, 2018, p18)

Distribución: la etapa de distribución tiene la función de suministrar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Desde las subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de

la empresa suministradora (distribuidora) que ha de construir y mantener las líneas de tensión necesarias para llegar a los clientes (Crespo Castro, 2018, p.19).

Según Fernández Vásquez (2018) la etapa de distribución cuenta con los siguientes componentes:

Red primaria: conocidos también con el nombre de alimentador o circuitos primarios, son el conjunto de líneas y seccionamientos que conducen la energía desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución (Fernández Vásquez, 2018, p.36).

Subestaciones de distribución: las SED están constan principalmente de los transformadores que se conectan a un circuito primario para reducir el nivel de tensión a valores que puedan ser utilizados por los usuarios pudiendo ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. A estos se los puede encontrar montados sobre postes, casetas superficiales o subterráneas. Además los transformadores de distribución se encuentran ubicados cerca de los centros de consumo (Fernández Vásquez, 2018, p.37).

Red Secundaria: son el conjunto de líneas (trifásicas, bifásicas, monofásicas) asociadas a los secundarios de los transformadores de distribución encargas de distribuir la energía con niveles de tensión de utilización hacia los usuarios en una determinada área. Los niveles típicos de tensión utilizados están en un rango de 110 V hasta 440 V (Fernández Vásquez, 2018, p.37).

Alumbrado público (AP): es el sistema destinado a iluminar todos aquellos espacios de libre circulación, las características de este servicio dependen del sector y el sistema vial que existe en la zona el cual está conformado por luminarias y accesorios de montaje (Fernández Vásquez, 2018, p.37).

Acometidas: es la parte de red construida desde la red de distribución secundaria hacia los bornes del medidor asociado al cliente, cuya finalidad es conectar al usuario con la red de la empresa de distribución (Fernández Vásquez, 2018, p.38).

Medidores de energía: son dispositivos usados para la medición del consumo de energía eléctrica. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, del tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica (Fernández Vásquez, 2018, p.38).

Comercialización: el autor expone que es el proceso de comprar grandes cantidades de energía a los productores para venderla a los usuarios. Es decir interactúa con la oferta y la demanda de energía, es la etapa responsable de la gestión de las compras de energía, Implica actividades como (Contratar, Medir, Leer, inspeccionar, facturar y cobrar), en las cuales se presenta la mayor parte de las PNT ocurridas en el sistema de distribución.

Definiciones asociados a las pérdidas de energía en el sistema de distribución eléctrico.

Pérdidas de potencia y energía: según Álvarez Leyva (2018) en los componentes dentro del sistema eléctrico de distribución ya sean estos conductores, transformadores, etc., mediante flujos de potencia se obtiene la magnitud de las pérdidas debido a la resistencia de los componentes eléctricos, éstas pérdidas no pueden ser eliminadas del todo pero si pueden ser minimizadas mediante estudios de ingeniería. Estas pérdidas sumadas en un instante de tiempo, son denominadas pérdidas de potencia y son expresadas en kW. Las pérdidas de potencia durante un periodo de tiempo son pérdidas de energía y se expresan en kWh (p.31).

Balance de energía: según Fernández Vásquez (2018) es el equilibrio entre la energía suministrada y consumida (p.44).

Energía Suministrada: según Fernández Vásquez (2018) la energía suministrada es la energía real distribuida por un circuito en alta, media o baja tensión a una determinada zona (p.43).

Energía Consumida: según Fernández Vásquez (2018) es la energía que consumen los usuarios en una zona y que es facturada (p.44).

Clasificación de las pérdidas: según Chevarría Izarra (2017) en el sector eléctrico, la merma denominada Pérdidas de Energía, se clasifica en pérdidas técnicas o físicas y no técnicas o comerciales (p.1).

Pérdidas técnicas de energía eléctrica: las pérdidas técnicas surgen por las características físicas y químicas de los conductores y transformadores, éstas dependen de la energía que fluye en los conductores a través de las redes eléctricas, la naturaleza magnetizante de los transformadores, así como también por la topología y la configuración de las líneas de transmisión y distribución; adicionalmente, se pueden ver afectadas por factores operacionales como la cargabilidad (Sohn Associates Limited, 2009,p20)

Autores como Ortuño Borroto & Villar Vázquez (2021) plantean que las pérdidas técnicas de energía eléctrica pueden subdividirse, a su vez, según el tipo y las causas de origen.

➤ Clasificación según el tipo

- Pérdidas por transporte:
 - En las líneas de transmisión.
 - En las líneas de subtransmisión
 - En los circuitos de distribución primaria
 - En los circuitos de distribución secundaria

- En acometidas.
- Pérdidas por transformación:
 - En transformadores de transmisión-subtransmisión.
 - En transformadores de subtransmisión-distribución.
 - En transformadores de distribución.
- Pérdidas en las mediciones:

Son las que se producen en los equipos y aparatos de medición. Incluidas las pérdidas en los transformadores de medición cuando esta sea indirecta.
- Clasificación según la causa de origen
 - Pérdidas de energía por efecto corona.
 - Pérdidas por efecto joule
 - Pérdidas por corrientes parásitas (corrientes de foucault).
 - Pérdidas por histéresis magnética (p.21).

Pérdidas de energía por efecto corona: se designa de tal manera al conjunto de fenómenos ligados a la aparición de conductividad de un gas en las inmediaciones de un conductor que transporta alta tensión eléctrica. Este fenómeno se evidencia visualmente por la aparición en la superficie de las líneas de alta tensión de descargas luminosas. Este efecto forma parte de las pérdidas de energía que se producen en el transporte y provoca ruido radioeléctrico y generación de ozono y de iones (Blanco Vázquez, 2018, p.25).

Pérdidas por efecto joule: según Blanco Vázquez (2018) este efecto se define de la siguiente manera:

"La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que ésta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente". Las pérdidas por efecto joule se manifiestan en calentamiento de cables, calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución, y disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección (P.25).

Pérdidas por corrientes parásitas (corrientes de foucault): ocurren cuando la variación del flujo magnético en el interior de las chapas que forman el núcleo del transformador produce una fuerza electromotriz que provoca una corriente en el interior de las chapas; esta circulación de corriente provoca pérdidas, que a la vez se traduce en calor dentro del transformador. Estas pérdidas tienen

una variación pequeña frente a variaciones de tensión y corriente, dependen de la tensión nominal y del material del cual está constituido el núcleo del transformador (Aquino Paco, 2018, p.10).

Pérdidas por histéresis magnética: los materiales ferromagnéticos presentan una estructura molecular que se puede considerar como pequeños imanes, cuando el material es sometido a un campo magnético variable, estos imanes tienden a alinearse con el campo magnético, este proceso de alineamiento provoca pérdidas que se traducen en calor (Aquino Paco, 2018, p.10).

Transformadores de distribución: los transformadores de distribución son máquinas estáticas de inducción cuya función es transformar la energía eléctrica en los factores de nivel de voltaje y corriente, esto lo realiza sin variar la frecuencia (60 Hz) (Legorreta Hernández, 2009, p.26)

Según Dután Amay (2014):

“Las pérdidas en los transformadores son de dos tipos: pérdidas sin carga (en vacío) y Pérdidas con carga” (p.42)

Pérdida sin carga (en vacío): las pérdidas en vacío son aquellas absorbidas por el transformador cuando se alimenta a tensión y frecuencia nominal, estando sus devanados secundario y terciario (en su caso) abiertos, es decir, sin tener carga conectada. Las pérdidas en vacío del transformador se resumen a las pérdidas en el núcleo de hierro, que están caracterizadas por las pérdidas producidas por las corrientes parásitas o de foucault y por el efecto de histéresis magnética (Méndez González, 2020, p.27).

Pérdidas en carga: estas pérdidas se presentan cuando el transformador de distribución se encuentra alimentado una carga en el secundario, y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente de carga por la resistencia de los devanados, por lo tanto, las pérdidas en el cobre dependen la carga que se esté alimentado, a mayor carga más pérdidas se presentan (Murillo Arango, 2020, p.3).

Carga instalada: corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema (Salomón Luévano, 2020, p.28)

Demanda: es la potencia promedio en un intervalo de tiempo. El intervalo más usual es de 15 minutos. La demanda retiene las variaciones de la carga y refleja la energía. Su concepto es clave para el diseño y planificación de los sistemas de distribución y se utiliza para dimensionar equipos y sistemas eléctricos de potencia (Freire Reasco 2019, p.17-18)

Demanda máxima: corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia (Salomón Luévano ,2020, p29)

Factor de carga (Fc): es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo establecido y la demanda máxima en el mismo intervalo. Este factor brinda información de la eficiencia de una carga, ya que se utiliza para estimar qué tan cerca está usualmente el valor de demanda de la máxima demanda registrada en todo el intervalo (Munguía Aguilero, 2018, p.14)

Factor de utilización: es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del elemento en cuestión. Este factor representa la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando en un periodo de carga dado (Juárez Cervantes, 1995, p.41)

Factor de pérdidas: permite determinar el porcentaje de tiempo que se requiere para que con la demanda máxima se obtengan las mismas pérdidas que la demanda real para un intervalo de tiempo específico (Munguía Aguilero, 2018, p.16)

Potencia activa: es la potencia que consumen los equipos y que se transforma en trabajo útil, se representa por la letra "P" y su dimensional es (W). La suma de esta potencia a lo largo de tiempo es la energía que cobran las distribuidoras para un usuario (kWh) (Pascual, 2019, p.56).

Pérdidas Comerciales o PNT de energía eléctrica: según Fernández Vásquez (2018) es energía que se utiliza por algún usuario registrado o no en el sistema comercial de la empresa distribuidora la misma que no recibe la respectiva retribución por el servicio prestado (p.40).

Se clasifican en Pérdidas por fraude o Hurto, Pérdidas administrativas (Castro & Florián, 2016, p.65)

Pérdidas por fraude o Hurto: en las pérdidas por fraude tenemos las vulneraciones en las condiciones del suministro y corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener sistema de medición, los usuarios intervienen o manipulan uno o más componentes de la conexión a fin de modificar la medición o registro normal del consumo, o no permita que dicho consumo sea medido o registrado. Las pérdidas por hurto, son las conexiones clandestinas desde la red y esto se da en predios que no cuentan con contratos de suministro o ex usuarios, es decir predios sin sistema de medición que demandan energía eléctrica sin autorización de la empresa, en este tipo de pérdida toda la energía consumida no es facturada (Castro & Florián, 2016, p.65)

Pérdidas de energía por ineficiencias administrativas: este tipo de pérdidas se asocia principalmente con errores en los procesos de: lectura, facturación, errores en los equipos de medición,

comportamiento fraudulento de los usuarios que manipulan deliberadamente los elementos del sistema para disminuir o evadir el pago por el uso del servicio de energía eléctrica (González Torres, 2019, p.17)

Niveles de pérdidas eléctricas totales: según el manual de la OLADE los niveles de pérdidas tolerables para los subsistemas eléctricos en países latinoamericanos se describen en anexo No.1; por otro lado va más al nivel de excelencia Alvarez Leyva (2018) cuando expresa:

“Los índices de pérdidas deben tener la meta de bajar para poder relacionarse con países industrializados, en los cuales sus índices de pérdidas totales son menores al 8%, con PNT cercanas a cero (0%)” (p.18).

1.2.2 Teoría sobre los métodos para la estimación de las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución las pérdidas de energía se cuantifican mediante un balance energético que relaciona la energía disponible o de ingreso al sistema con la energía facturada al usuario final (Antmann, 2009, p. 5).

Este proceso puede efectuarse también para partes seleccionadas de un sistema, tales como alimentadores, o circuitos de distribución.

Balance General para la estimación de las pérdidas totales eléctricas en los sistemas de distribución.

$$\Delta E_t = E_S - E_R \quad (1.1)$$

La energía disponible se obtiene por la siguiente expresión

$$E_S = \sum P_i / t \quad (1.2)$$

Donde

P_i = Potencia activa instalada

t : Período o intervalo de mediciones

La energía facturada neta se obtiene por la siguiente expresión

Además:

$$E_R = E_F + E_{Rec} + E_{Ref} \quad (1.3)$$

Donde:

E_F = Energía facturada (incluye AP)

E_{Rec} = Energía recuperada

E_{Ref} = Energía refacturada

La unidad de medida de pérdidas de energía es valorizada a través del porcentaje, el cual refleja cómo se van ejecutando las actividades inherentes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica, para de esta manera evaluar, planificar y ejecutar proyectos que disminuyan el porcentaje de pérdidas. (Castro & Florián, 2016, p.59) Se calcula como se indica en la siguiente expresión:

$$\% \Delta Et = \Delta Et / ES * 100 \quad (1.4)$$

Donde:

% ΔEt : Indicador de pérdidas

ΔEt : pérdidas totales

ES: Energía disponible o suministrada

Las pérdidas totales agrupan a las pérdidas técnicas y no técnicas (Hinojosa Ortiz, 1999, p.44)

$$\Delta Et = PT + PNT \quad (1.5)$$

Para su implementación es necesaria la segmentación de dichas pérdidas en técnicas y no técnicas.

Método de estimación de pérdidas técnicas en un sistema de distribución eléctrico.

Existen diferentes métodos empleados para determinar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución eléctrico. Cada método varía dependiendo de la información que se utiliza para realizar el cálculo y de la exactitud deseada" (Munguía Aguilero, 2018, p.42). Por lo que las empresas podrán adoptar el método a aplicar de acuerdo a la disponibilidad de información respectiva.

La metodología en la evaluación de pérdidas técnicas permite contar con la situación física que atraviesa el sistema, un estudio de pérdidas técnicas en un alimentador primario comprende los siguientes aspectos: pérdidas en redes primarias, pérdidas en redes secundarias, pérdidas en transformadores de distribución, Pérdidas en otros componentes (acometidas, alumbrado público y contadores) (Vásquez Fernández, 2018, p141), no se incluye la subtrasmisión por no ser objeto de estudio de la presente tesis. Teniendo en cuenta lo planteado por este autor se puede definir la expresión: pérdidas técnicas= pérdidas redes primarias+ pérdidas en los transformadores+ pérdidas red secundaria+ pérdidas acometidas+ pérdidas contador (1.6)

Pérdidas en redes primarias:

Según Daquilema Miranda, (1996); las pérdidas de energía se obtienen aplicando la siguiente expresión:

$$\Delta E = \Delta PD_{max} * F_p * T \quad (1.7)$$

Donde:

ΔE = pérdidas de energía

Fp= Factor de pérdidas

T= Período (1 mes = 720 horas)

ΔPD_{max} = Pérdidas de potencia en demanda máxima (W)

Cálculo del factor de carga (Fc)

Munguía Aguilero (2018) define el factor de carga como:

$$Fc = \frac{D_{prom}}{D_{max}} \quad (1.8)$$

Dónde:

Fc= Factor de carga

Dmax= Demanda máxima del periodo considerado.

Dprom= Demanda promedio del periodo.

Cálculo del factor de pérdida (Fp)

Ramírez (2000), plantea que el factor de pérdida se puede obtener a partir del factor de carga utilizando la expresión desarrollada por los ingenieros de General Electric Company: Bullera y Woodrow.

Dicha expresión se muestra a continuación:

$$Fp = x Fc + (1 - x)Fc^2 \quad (1.9)$$

Calculo de la corriente máxima de fase

$$I = \frac{D_{max}}{\sqrt{3} x U x \cos \phi} \quad (1.10)$$

Donde:

Dmax = Demanda máxima

U: tensión a máxima demanda.

Cos ϕ : Factor de potencia.

Calculo de las pérdidas de potencia en demanda máxima

$$\Delta PD_{max} = 3 x I^2 x R x L \quad (1.11)$$

Donde:

R = Resistencia del conductor (ohm/km)

I = Corriente máxima de fase (A)

L = Longitud del troncal (km)

Pérdidas en los transformadores de distribución:

Las pérdidas en los transformadores se clasifican en dos partes: las pérdidas fijas y las pérdidas variables (Munguía Aguilero, 2018, p.44)

Para determinar las Pérdidas fijas o de vacío de un transformador se utiliza la siguiente ecuación

$$E_{\text{perd. fijas}} = P_{fe} \times t \quad (1.12)$$

Para determinar las Pérdidas variables en el transformador dependen de la demanda, y como consecuencia, de la corriente que circula en sus devanados, la siguiente expresión determina las pérdidas en los devanados de un transformador

$$E_{\text{Perd.CU}} = F_u^2 \times P_{\text{CU}} \times F_p \times t \quad (1.13)$$

$$F_u = \frac{D_{\text{max}}}{\text{Capacidad nominal del transformador}} \quad (1.14)$$

Donde:

$E_{\text{Perd.CU}}$: pérdidas de energía en los devanados del transformador.

F_u : factor de utilización.

t : intervalo de tiempo.

Para determinar la Demanda máxima existe el Método de la *Rural Electrification Administration* (REA), por sus siglas en inglés, fue fundada el 11 de mayo de 1935, con la finalidad de desarrollar los sistemas de electrificación en zonas rurales de los Estados Unidos. Esta administración pasó a ser la *Rural Utilities Service* (RUS) en 1994 (Vásquez, 2019).

Para la aplicación de la fórmula planteada en el método REA nos indica que el primer término ha sido designado como kWh al factor B y un segundo término como consumidor factor A, la demanda en kW para cualquier densidad y uso del consumidor. El Factor A representa la diversidad al aumento del número de consumidores y el factor B representa la mejora en el F.C con mayor uso (Stanley Vest, 1957).

$$\text{Factor A} = Co(1 - 0.4 Co + 0.4(Co^2 + 40)^{1/2}) \quad (1.15)$$

$$\text{Factor B} = 0.005925 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)^{0.886} \quad (1.16)$$

$$\text{DMD} = \text{Prod} = \text{Factor A} \times \text{Factor B} \quad (1.17)$$

Cálculo del factor de carga (F_c)

El método REA es utilizado para el cálculo de estimación de demanda en kW para cargas de un sistema de distribución, por lo tanto, dentro de su aplicación se logra obtener el cálculo del factor de carga (F_c) (Stanley Vest, 1957)

$$F_c = \frac{C_o \times C_p}{DMD \times t} \quad (1.18)$$

C_p : consumo promedio mensual (kWh).

C_o : número de consumidores.

DMD: demanda máxima diversificada (kW).

t : horas mensuales (h).

En el (Anexo №:2) es posible observar que el factor A puede ser encontrado únicamente a partir de los 5 consumidores.

Cálculo del factor de pérdida (F_p)

El factor de pérdida se obtiene a partir del factor de carga utilizando la expresión desarrollada por los ingenieros de General Electric Company: Bullera y Woodrow. Dicha expresión se muestra a continuación:

$$F_p = x F_c + (1 - x) F_c^2 \quad (1.19)$$

Donde "x" representa un coeficiente que depende de aproximaciones estadísticas y de las características del sistema, en general su valor siempre es menor que 1. En (Anexo №:3), se muestran dos curvas para valores típicos de x en un sistema de distribución.

Pérdidas en las redes secundarias

La metodología es similar a la mencionada para el cálculo de las pérdidas en los subsistemas primarios, con el agregado de utilizar la energía consumida en los diferentes puntos, para hallar la demanda máxima en ellos (Munguía Aguilero, 2018, p.60), se calculan por la expresión:

$$\Delta E = P_{\text{perd Dmax}} \times F_p \times t \quad (1.20)$$

$P_{\text{perd Dmax}}$ = Pérdidas de potencia en los conductores

El cálculo de las pérdidas de potencia en circuitos secundarios parte de la siguiente expresión.

$$P_{\text{perd Dmax}} = I^2 R \quad (1.21)$$

I: corriente que circula por el circuito.

R: resistencia de los conductores.

La corriente que circula en el circuito dependerá directamente de la potencia de los equipos conectados a este, su coincidencia en el tiempo y la tensión de alimentación.

Cálculo de la corriente (I)

Para transformadores monofásicos la corriente que circula por el circuito se calculará utilizando la siguiente expresión.

$$I = P / (U \cdot \cos \phi) \quad (1.22)$$

P: potencia (kW); suma de las potencias conectadas coincidentes por tanto se puede asumir que esta potencia es igual a la demanda máxima diversificada (DMD).

U: tensión de alimentación.

Cos ϕ : factor de potencia.

P = DMD
Para transformadores trifásicos la corriente que circula por el circuito se calculará utilizando la siguiente expresión.

$$I = P/(\sqrt{3}.U.Cos\phi) \quad (1.23)$$

P: potencia (kW) = DMD

U: tensión de alimentación.

Cos ϕ : factor de potencia.

Cálculo de la resistencia del conductor (R)

Para facilitar los cálculos existen tablas para los conductores y calibres más frecuentemente usados (anexo Nº:4) donde aparecen Los coeficientes para conductores de aluminio (ACSR), y los datos para conductores de aluminio AAAC.

En dependencia del tipo de circuito de distribución secundaria se calcula la resistencia equivalente del circuito.

$$Re = \frac{L}{k} \quad (1.24)$$

Donde:

Re: resistencia equivalente del circuito (Ω).

L : Longitud de los conductores (m).

k: Coeficiente

El coeficiente k se calcula tomando como base la resistencia de un metro de conductor y el tipo de conexión secundaria.

Para cargas trifásicas puras (3 conductores sin neutro).

$$k = 1/3R \quad (1.25)$$

Para cargas trifásicas con neutro (3 conductores más neutro).

$$k = 1/(3R + R) \quad (1.26)$$

Para cargas monofásicas (2 conductores más neutro).

$$k = 1/(2R + R) \quad (1.27)$$

Para cargas monofásicas (2 conductores, dos fases o Fase-neutro).

$$k = 1/2R \quad (1.28)$$

Siendo R la resistencia de un metro del conductor

Pérdidas en las acometidas

Según Villanueva Huancollo, (2020) las pérdidas en las acometidas se calculan por la siguiente fórmula:

Pérdidas en las acometidas monofásicas

$$Perdidas\ acometidas = \sum_1^N 2 \times Ra \times I_{max}^2 \quad (1.29)$$

Pérdidas en las acometidas trifásicas

$$Perdidas\ acometidas = \sum_1^N 3 \times Ra \times I_{max}^2 \quad (1.30)$$

Dónde:

Ra = Resistencia del conductor de la acometida

I_{max} = Corriente máxima que se registra en la acometida.

N = Cantidad de acometidas.

Resistencia en los conductores de la acometida

$$Ra = \frac{\rho \times l}{s} \quad (\Omega) \quad (1.31)$$

Donde:

Ra : Resistencia en los conductores

ρ: Resistividad del material del conductor (Ω*mm²/m)

L: Longitud de la acometida

s: Sección del conductor

Corriente Máxima en el Conductor

$$I_{max} = \frac{C_n(\text{kWh}) \times 1000}{T \times V} \quad (1.32)$$

Donde:

I_{max}: Corriente Máxima en el Conductor (A)

C_n = Consumo máximo (Ω*mm²/m)

T = Periodo

V = Tensión de Servicio

El autor expone que la tensión del servicio eléctrico se define de acuerdo a los voltajes nominales de los transformadores de distribución, unidades monofásicas:

Red monofásica: 120 V y 240 V

Red trifásica conexión en estrella: 120/208 V, 240/415 V

Red trifásica conexión en delta: 240 V y 480 V

Red trifásica conexión en delta con neutro: 115/230 V

Pueden existir otros voltajes en la red trifásica para equipos industriales y equipamiento técnico muy específicos.

Pérdidas en contadores de energía

Según Cañar Olmedo, (2007) el valor de pérdidas es determinado mediante el cálculo de las pérdidas internas que posee cada medidor de energía y el número de usuarios de la siguiente manera por la siguiente expresión:

$$\Delta t_{co} = \frac{Nu \times W_{co}}{1000} \times t \quad (1.33)$$

Donde:

Δt_{co} : pérdidas en contadores de energía [kWh]

Nu: número de usuarios

W_{co} : pérdidas internas del contador

t: periodo de análisis (h)

Método de estimación de las PNT eléctricas en los sistemas de distribución

Según Galarza Chacón, (2019) las PNT, se calculan realizando la resta entre Pérdidas totales – Pérdidas técnicas. (p.8)

$$PNT = Pt - PT \quad (1.34)$$

Donde:

PNT: pérdidas no técnicas

Pt: pérdidas totales

PT: pérdidas técnicas

Según Hinojosa Ortiz (1999) La contribución de cada componente de pérdidas no técnicas se evalúa de la siguiente manera:

$$PNT = P_{ap} + P_f + P_m + P_{sm} + P_d + P_{lf} \quad (1.35)$$

Donde:

PNT = pérdidas de energía no técnicas totales

P_{ap} = pérdidas de energía por AP.

P_f = pérdidas de energía por fraude

P_m = pérdidas de energía debidas a errores en medición. (Medidores)

P_{sm} = pérdidas de energía usuarios sin medidor (convenidos y provisionales).

Pd = Pérdidas de energía usuarios directos (contrabandos).

Plf = Pérdidas de energía por errores en lectura y facturación (p.54)

Conclusiones del capítulo 1

1. La búsqueda bibliográfica permitió determinar, que las pérdidas de energía representan una importante medida de eficiencia y sostenibilidad financiera del sector eléctrico, que constituyen un problema importante en ALC, y que las metodologías utilizadas por algunos países son similares entre sí, pero difieren en cuanto a la forma de manipular los datos y el software de simulación que utilizan.
2. La revisión de las fuentes bibliográficas posibilitó la apropiación de una teoría conceptual necesaria para el proceso investigativo, además de constatar que en gran medida los estudios realizados se limitan a la pérdidas técnicas, mientras no se profundiza en las pérdidas comerciales, siendo ambas cuestión de vital importancia para contribuir a la eficiencia energética que demanda el país en las circunstancias actuales.

CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS

Introducción

Este capítulo presenta el perfeccionamiento de la metodología para determinar pérdidas eléctricas no técnicas. Se parte del análisis de los métodos actuales y se proponen mejoras que permiten focalizar el nivel de pérdidas desde un alimentador primario hasta el cliente, se detallan los mecanismos empleados en la obtención de la información relacionada con cada componente del sistema y el tratamiento para su detección y reducción.

2.1 Caracterización del sistema de distribución del municipio Holguín

Para identificar el potencial energético del municipio Holguín se toman como referencia los consumos de los principales portadores en los últimos tres años (Anexo № 5), donde se puede apreciar el portador energético de mayor connotación en el municipio Holguín es la electricidad que solo ella abarca el 81,49 % del consumo total de todos los portadores energéticos. Enmarcando a la energía eléctrica como el portador sobre el cual deben estar encaminados todos los esfuerzos para garantizar una buena eficiencia energética, por este motivo se decide analizar el uso y eficiencia en el sistema de distribución del municipio Holguín, determinar las pérdidas en cada segmento de la red de distribución para así determinar el nivel de incidencia que pueden tener las pérdidas comerciales y focalizar las causas incidentes en aras de buscar las posibles vías de solución para mejorar el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Composición del sistema de distribución de energía eléctrica en el municipio Holguín

El sistema de distribución del municipio Holguín abarca una extensión superficial de 689,81 km², de ellos 49.6 km² pertenecen a la ciudad, 1,2 km² a San Andrés y 639,01 km² al área rural, ocupando el 7,1 por ciento del territorio de la provincia. Es atendido directamente por la UEB Holguín, cuyo SEN satisface el 100 % de la población del municipio.

Por su posición geográfica limita al norte con los municipios Gibara y Rafael Freyre en el lugar conocido como Sabanilla; al sur con Cacocum y Báguanos en el lugar que ocupa el aeropuerto civil; al este, con Rafael Freyre y Báguanos lo limita el río Gibara y al oeste con Calixto García lo limita el río Janata. Está dividido en 21 consejos populares, 11 urbanos, 7 rurales y 3 mixtos (Edecio Pérez, Pedemales y San Rafael).

Según resumen técnico del mes de abril del 2022, donde actualiza el nivel de complejidad del municipio (anexo № 6), la energía eléctrica se recibe por medio de 4 líneas de transmisión en la S/E Holguín 220/110/34,5 nodo del SEN y de esta salen líneas de 110 kV hacia las SE de 110/13,8 kV

Holguín I, Mayabe y Guirabo, además se recibe energía de dos baterías de generación, Holguín 220 kV de 32 MW por las barras de 34,5 kV de la SE Holguín 220 kV y de la batería La Yabita de 14,2 MW por la barra de 13,8 kV de la SE Holguín 1 y de dos grupos aislados ubicados en Purnio y Cruce de San Andrés por los circuitos de 33 kV (9971 y 6045), en dependencia del esquema de operación. Las líneas de transmisión (110 kV) tienen una longitud total en la ciudad de 68,051 km y las S/E se encuentran en buen estado, pues se destinan recursos para su mantenimiento y reparación por ser las que alimentan el sistema. Las líneas de subtransmisión (33 kV) con 181,641 km de longitud y las líneas primarias (13,2 kV) con 821,935 km, se encuentran en estado regular. Por su parte, las líneas secundarias que son las que alimentan al consumidor directamente tienen una longitud de 934,863 km y cuentan con un estado que va de regular a malo, debido a su envejecimiento. Para un total de 2 006,490 km líneas.

Posee un total de seis circuitos en la transmisión, 11 en la Subtransmisión, 32 en la distribución primaria y 3 426 en la red secundaria para un total a nivel de municipio de 3 475 circuitos. El municipio cuenta con una infraestructura de 4 507 Transformadores de distribución para garantizar el servicio eléctrico agrupado en 3 940 bancos que reportan 214,3 MVA.

La presente investigación solo concibe el sistema de distribución, no se involucra el sistema de Generación y Transmisión, porque no es probable que presente PNT o comerciales.

Para la comercialización de la energía que se distribuye en el municipio Holguín se cuenta con 7 oficinas comerciales, las que atienden 129 920 Clientes, que representan el 34,7 % del total de la provincia. La composición del mercado hasta diciembre del 2021, se muestra en Anexo №7, está formada por dos sectores (Residencial y No residencial) donde existen 124 110 clientes residenciales y 5 810 clientes no residenciales. La facturación de la empresa eléctrica del municipio Holguín en los diferentes sectores de consumo, se distribuye con un decrecimiento total del consumo en 469 MWh respaldado fundamentalmente por la disminución de 436 MWh y 33 MWh en el sector no residencial.

Comportamiento de las pérdidas del municipio Holguín periodo Junio-Diciembre (2020-2021)

En la figura 2.1 se observa la evolución de las pérdidas en el 2020 y el 2021 donde se observa un disparo de 5,1 % en el mes de diciembre 2021 con respecto a igual periodo 2020.

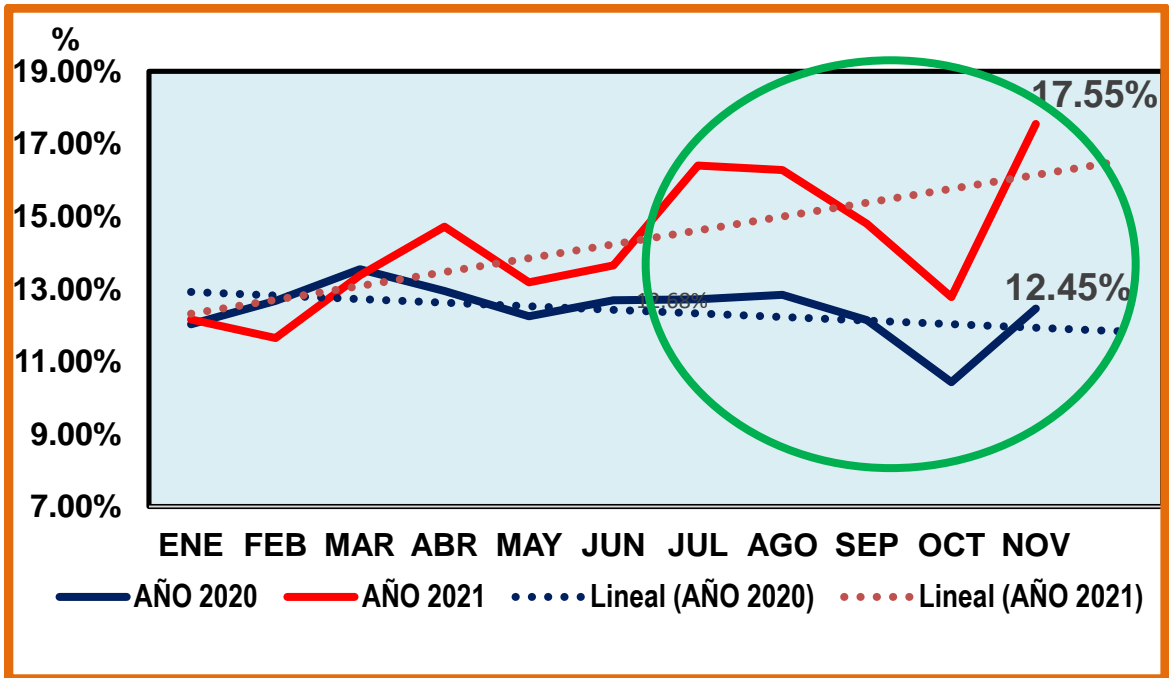


Figura 2.1. Porcentaje de pérdidas totales municipio Holguín período (2020-2021)

Se puede verificar en el último informe proporcionado por el área técnica, que en el año 2020 el municipio Holguín aproximadamente el 53,36% de la energía que se pierde es por causas no técnicas. De 12,33% de pérdidas totales un 6,58% son PNT o comerciales las que representan 33 414,10 MWh (Anexo № 8), donde según su comportamiento dentro de la provincia que se muestra en la figura 2.2, es el que mayor aporta a las PNT o comerciales.

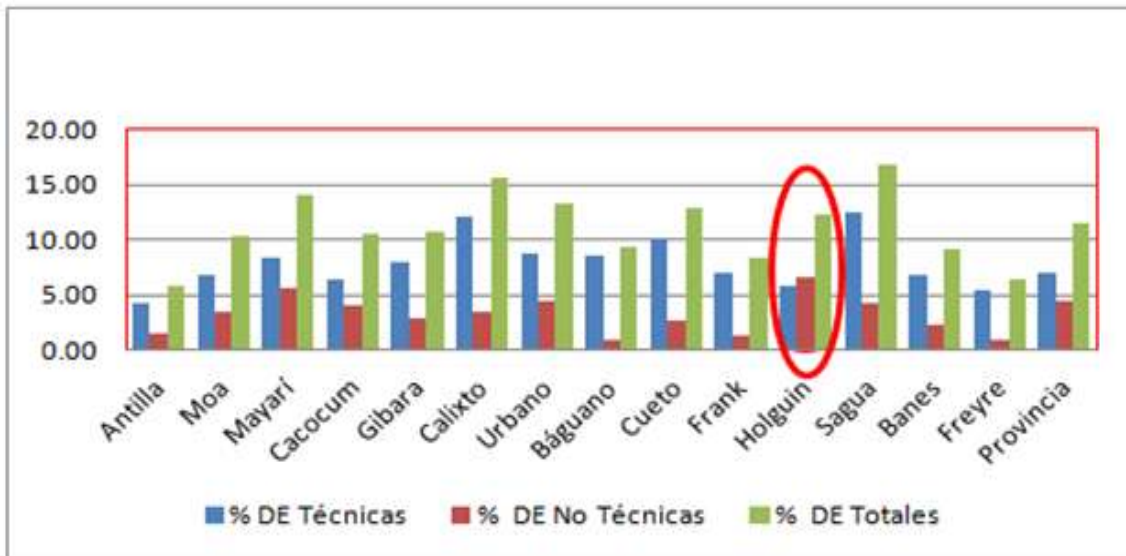


Figura 2.2. Porcentaje de pérdidas técnicas, comerciales y totales por municipios

2.2 Metodología seguida para el desarrollo del trabajo de campo

2.2.1 Metodología actual, aciertos e insuficiencias

Actualmente existen programas que se utilizan para calcular distintos segmentos de la red, a criterio y selección en las provincias del país, en los últimos años se ha realizado un esfuerzo por desarrollar métodos automatizados de gerenciamiento de los sistemas de distribución a partir la utilización de los programas computacionales, con el objetivo de facilitar el procesamiento de la información. Estos sistemas se encuentran en fase de desarrollo y los utilizan por los especialistas de acuerdo a los intereses de las diferentes áreas de la empresa siendo los más conocidos:

Programa Radial: pérdidas en líneas de subtransmisión, hierro y cobre de los transformadores de subtransmisión y pérdidas en líneas de distribución, hierro y cobre de los transformadores de distribución. Programa ESEC: pérdidas en líneas secundarias, acometidas, contadores de energía y Power Factory para calcular Pérdidas en el circuito primario.

Sin llegar ninguno a ser completamente aceptado ni introducido definitivamente como herramienta de cálculo unificada para todas las empresas de la UNE. Entre las causas de esta situación se encuentran, la gran cantidad de errores que ocurren en el proceso de utilización de algunas de estas herramientas que han generado la reacción de los técnicos a su implementación; resulta común para todos los métodos, que la cantidad de datos con que cuenta la empresa en estos momentos no permite la utilización de ninguno de estos métodos como única herramienta para la evaluación de las pérdidas a nivel del segmento de redes secundarias de la empresa.

Método actual aplicado para la determinación de las pérdidas de energía totales

Se realiza por medio del balance de energía a escala global, donde se identifican las pérdidas eléctricas totales mensuales como la diferencia entre la energía disponible neta y la energía registrada neta. A nivel de provincia y municipios. Para cuantificar las pérdidas eléctricas totales en los sistemas de distribución la UNE estableció un procedimiento con el objetivo de establecer criterios uniformes para todas las empresas eléctricas del país. (MINEM, 2014).

Método actual para la segmentación de las pérdidas totales de energía en el sistema de distribución

Las pérdidas totales de energía en la empresa eléctrica Holguín se segmentan desde el 2010 de forma anual fundamentalmente (periodo de abril a mayo), según metodología aplicada para la evaluación de pérdidas de energía en sistemas de distribución, propuesta por Pérez & Laurencio

(2020), con esta metodología se intenta resolver el compromiso entre la precisión de los resultados y la cantidad de datos que tienen que obtenerse y procesarse que son proporcionales a la cantidad de errores que se pueden cometer en su obtención y procesamiento. Este autor resume modelos matemáticos simplificados, como herramienta de cálculo de pérdidas de los diferentes segmentos, que permitan realizar una evaluación de pérdidas técnicas suficientemente preciso, en el escenario de la falta parcial de datos.

Método actual para detectar las PNT energía en el sistema de distribución

Actualmente la UNE, por medio de los ficheros maestros de facturación usando Microsoft Excel como una serie de históricos, identifica comportamientos de los posibles orígenes o causas de las PNT, usuarios con casas cerradas, sin lectura, con consumo cero, con conexiones directas, sin medidor, esta valoración se establece teniendo en cuenta las claves de lectura y facturación y los resultados del consumo, cuyo valor real está sujeto al proceder (correcto o no) de cada trabajador desde su puesto de trabajo; con este resultado del proceder antes descrito, el Ministerio de Energía y Minas define la implementación de planes de reducción de pérdidas a razón de metas mensuales planificadas, donde establecen un valor plan de cada una de las posibles causas que pueden generar PNT y se realizan reuniones semanales para el seguimiento a la ejecución, por este medio se trasmite la necesidad de conciencia en todos los empleados de la empresa en tema de gestión de pérdidas y cómo encontrar soluciones.

Para el cumplimiento de estos planes la Empresa Eléctrica Provincial desglosa en cada municipio este valor plan en función de las estadísticas procesadas en las bases de datos comerciales, estos planes se enmarcan en valor físico a diagnosticar, verificar e inspeccionar las posibles causas, en servicios que probablemente no tengan incidencia en el deterioro del indicador, porque se pueden estar incluso, hasta sobrefacturándose. Generándose gastos irre recuperables en el proceso de inspección.

Potencialidades (P) e Insuficiencias (I) de la metodología actual.

Metodología para determinar Pérdidas Totales:

P: se calculan mensuales y acumuladas.

I: ejecución a nivel de provincia y municipios, no concibe el estudio a niveles más reducidos que permita su focalización. (Circuitos de Distribución)

Metodología para determinar Pérdidas Técnicas en la distribución:

P: establece la diferenciación entre las pérdidas técnicas y no técnicas.

P: realiza la evaluación en cada uno de los segmentos que lo componen.

P: requiere del resultado de las pérdidas totales en los balances mensuales

I: no establece el cálculo de forma periódica, sólo una vez al año

I: se realiza la segmentación a través de un fichero en excel con modelos matemáticos simplificados que no se visualizan para algunos segmentos dentro de la descripción del método, lo que complejiza su razonamiento

Metodología para determinar PNT o comerciales

P: existen varios procedimientos internos que contienen el actuar para evitar las pérdidas de energía no técnicas o comerciales.

P: establece que el proceso de facturación debe identificar con claves los servicios con alguna anomalía. (Lo cual está sujeto a la profesionalidad de cada responsable de proceso que tributa a este resultado).

I: se diseñan planes de reducción de las PNT mensuales en función de los resultados de cada ciclo de facturación.

En general los planes de reducción de pérdidas han sido exitosos por algunos periodos, no así de forma permanente. La calidad de un plan de reducción de pérdidas en empresas eléctricas en donde estos programas se ha realizado y ha fracasado, radica en no identificar la zona afectada es decir cuantificar el grado de PNT y sus causas y establecer estrategias de seguimiento en las causas de mayor incidencia.

- Las pérdidas totales se calculan mensual y acumuladas, pero a nivel provincial y municipal
- El balance general de las pérdidas totales en la distribución no concibe el estudio a niveles más reducidos que permita su focalización.
- No se contempla la desagregación de las pérdidas técnicas y comerciales de energía, de forma periódica; el autor considera que las PNT calculadas periódicamente constituye la forma más efectiva para evaluar la efectividad de las medidas de control. Además permite realizar un seguimiento del efecto de esas medidas, con el fin de emprender programas de verificación.
- No se describe en el método actual la detección de energía por causas en las PNT.
- No existe una metodología integradora (Técnico-Comercial) que regule el proceder para detectar las pérdidas por causas.
- El Radial duplica las pérdidas para clientes exclusivos y el Power Factory opera sobre bases de datos no actualizadas (SIGERE), por las deficiencias que presentan no están institucionalizados

a nivel de país y en el marco de la investigación no existe personal capacitado para su actualización y operación.

- Con el método actual para determinar las pérdidas, se evidencia que el proceso se realiza actualmente, sin embargo se tiene la hipótesis de que con la evaluación y la introducción de cambios en que se utiliza actualmente para detectar y reducir las pérdidas comerciales en el municipio Holguín permitirá contar con una mejor herramienta para el trabajo de la empresa eléctrica en este tema y para que la misma mejore sus indicadores técnico-económicos.

2.2.2 Formulación de las modificaciones a para detectar y reducir las pérdidas comerciales de energía eléctrica en el municipio Holguín

- Focalizar las pérdidas eléctricas desde un alimentador hasta el cliente, lo cual facilita la investigación en todo el radio de acción discriminando la incidencia de las áreas, segmentos de la red y procesos administrativos.
- Integra los conocimientos teórico práctico de varios autores para determinar mediante fórmulas matemáticas y mediciones de terreno el valor de las pérdidas de energía en todo el sistema de distribución
- Se incorporan nuevas técnicas de análisis para la determinación de las PNT, lo que permite recuperar la energía no facturada; en el periodo establecido:
 - Al restablecer la medición se obtiene consumo correcto, de ser superior el consumo registrado al estimado antes de la medición se envía a inspeccionar la carga instalada, de existir incremento de carga ,se determina la energía no facturada y se procede con su recuperación.
 - Se incorpora al análisis del proceso de la contratación.
- El diseño permite regular el periodo de análisis a un mes ya que de un mes a otro, pueden cambiar los siguientes datos (tipo de cliente según su clasificación (residencial o estatal), consumo de energía eléctrica, número de clientes, día de lectura, tarifa). Lo que se traduce una variación en la cantidad de energía facturada a cada usuario. El método se adapta a estos cambios, con la finalidad de observar estos cambios e incluir su efecto en el análisis.

2.3 Metodología Técnico-Comercial para la detección y reducción de pérdidas de energía eléctrica para circuitos primarios de distribución

Para el perfeccionamiento de la metodología actual la recolección de los datos parte de las variables necesarias expuestas en el estudio bibliográfico y conceptual referente al tema, siendo estos:

Paso 1. Selección del alimentador

Criterios de selección

- Definir ubicación y determinación del tamaño del alimentador primario
- Medición disponible en la salida del alimentador a nivel de S/E.
- Disponibilidad de obtener y generar información precisa que pueda determinar la eficiencia de los estudios en la cuantificación de pérdidas.
- Facilidad en la obtener históricos de consumo de los consumidores.
- Acceso a los clientes para lograr la inspección
- Variabilidad del estrato económico de los clientes.
- Heterogeneidad de tipos de clientes, es decir presencia de carga de distinta naturaleza.

Paso 2. Sistematización de la información

A continuación se lista un resumen de la información indispensable para poder realizar el cálculo de las PNT para el caso de estudio seleccionado:

- Periodo de estudio: Se define mes o año para la determinación del balance de energía.
- Geolocalizar código de la S/E: para obtener esquema monolineal es necesario localizar en el SIGERE las subestaciones primarias del municipio Holguín, y con acceso al módulo del monolineal, se geolocaliza este código y el modulo grafica el esquema en estudio.
- A través del monolineal del alimentador primario se obtienen las siguientes características eléctricas:
 - Clase de conductores.
 - Características de los conductores.
 - Longitud de los conductores.
 - Fases por circuito.
 - Ubicación eléctrica de los transformadores.
- Cantidad de clientes. Se obtienen o verifican por medio de la observación de la red en el terreno.
- Registros de información para el balance energético.
 - La Unidad Eléctrica Básica (UEB) del municipio Holguín tiene implementado el sistema telecomandado con un reconectador Nulec tipo PTCC que se muestra en anexo Nº 09; estos reconectores Nulec son dispositivos de protección empleados en redes de distribución primaria. Avalados por su trabajo seguro y fiable, se encuentran diseminados a lo largo y

ancho del país; conjuntamente con su función de protección, se aprovecha otra propiedad suya, el registro de mediciones de los circuitos que protege, teniendo en cuenta esta segunda particularidad, se obtienen mediciones periódicas cada 15 minutos de potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S), factor de potencia, voltajes y corrientes. las que requieren de un procesamiento por lo que se exportan en formato excel (anexo Nº10) para obtener los valores de: energía disponible (ED); potencia activa promedio (Pm); potencia activa máxima (Pmax);

- Potencia activa promedio (Pm): sumatoria de todos los registros de potencia entre el total de mediciones.
- Potencia activa máxima (Pmax): se obtiene como la máxima potencia registrada durante todo el mes del estudio.

Se obtiene además la tensión a máxima demanda (U), factor de potencia ($\cos\phi$). El periodo de tiempo (T) que se define en función del periodo de estudio.

- Energía entregada o disponible (ED) kWh: se obtiene a partir de la suma de los datos de demanda que son registrados con intervalos de demanda de 15 minutos dividido entre cuatro, esta información debe ser procesada y adquirida del nulec instalado en la salida del alimentador.
- La energía registrada (ER) kWh: resulta de sumar la energía consumida por los usuarios asociados a cada transformador del circuito Baldozas la que se obtiene de la base de datos de los sistemas de facturación SIGECO y AUTOMAY. Obtenidas de las mediciones y los ajustes por re facturaciones de cada cliente organizado en las rutas 02, 26, 28 y 53 (anexo Nº 11).

➤ Características eléctricas de los transformadores.

Dentro del estudio de pérdidas, los transformadores de distribución constituyen la carga del circuito de distribución, es importante tener datos verdaderos, es decir obtener la cantidad exacta de transformadores instalados, así como la información técnica de los bancos de transformadores y las variables necesarias para el estudio de las pérdidas en distribución, tales como:

- Marca.
- Potencia nominal (kVA).
- Número de identificación en las bases del transformador.

- Fase de conexión (A, B, y/o C), tipo de transformador (monofásico, trifásico), tipo de carga (estatal o residencial).
- Voltaje primario y secundario.

El dato inicial de las variables se obtienen por el modulo del SIGERE y se verifican mediante una investigación de terreno quedando el levantamiento de las variables técnicas de cada transformador según anexo № 12.

Para determinar las pérdidas de potencia en los transformadores se necesitan los valores de pérdidas de hierro o en vacío (Ph) y pérdidas del cobre (Pcu) que se obtienen de las pérdidas declaradas por los fabricantes para todos los transformadores (anexo № 13).

➤ Características de los medidores.

- Números de identificación de los contadores de energía
- Tipo.
- Fases de conexión.

Estas características se obtienen en inspecciones de terreno a lo largo de todo el circuito de distribución, para luego clasificarla y ordenarla de acuerdo a los clientes asociados a cada transformador.

- Pérdidas voltimétricas y Pérdidas amperimétricas con carga a potencia nominal las que se obtienen de los catálogos de los proveedores (anexo No.14).

➤ Información de la carga.

- Demandas y factor de potencia de las redes primarias y transformadores de distribución.
- Clasificación de la carga según tipo de consumidores.
- Consumidores asociados a los transformadores de distribución.
- Control, rutas de lectura y folios.
- Listado de los clientes con el número de contador de energía, nombre del consumidor, dirección, consumo mensual, tarifa, Sector.

El punto de partida del análisis debe considerar la cantidad de clientes actuales en las bases de datos y se utiliza como criterio de búsqueda el número del transformador, es decir con los transformadores localizados a través del SIGERE se extrae de la base de datos de la facturación (AUTOMAY O SIGECO) todos los clientes asociados al transformador seleccionado, conformándose el listado para iniciar las inspecciones de terreno. En las inspecciones de terreno, se cuantifica la cantidad exacta de clientes, partiendo del transformador, y luego se ubican las redes

secundarias que sirven mediante acometidas a los respectivos clientes identificados por el número de su CEE y se comprueba que los transformadores se encuentren en el lugar correspondiente. Este levantamiento se realiza para depurar el número de clientes conectados a él es decir número de usuarios asociados al transformador, con el fin de coordinar cuantos clientes nuevos se han conectado al circuito y cuantos clientes antiguos se han retirado o se encuentran suspendidos. Luego se debe verificar que el movimiento se encuentre registrado en el sistema de facturación del mes que se evalúa para el estudio con el fin de obtener el valor más aproximado de energía consumida por los clientes.

➤ Información para determinar pérdidas en las acometidas.

- Distribución de clientes y energía por acometidas (anexo №15).
- Características de las acometidas.
 - Tipo
 - Cantidad de acometidas (N) IØ y 3Ø
 - Resistividad del material (P) ohm/km
 - Calibre (Cal) mm².
 - Longitud de la acometida (L) (km)
 - Sección del conductor (S) mm².
 - Tensión de Servicio (V)(IØ y 3Ø).

Estos datos se obtienen del tarjetero del área técnica, información que se valida con el levantamiento respectivo en terreno de conjunto con especialistas del área de inversiones y datos de los catálogos (anexo №16).

PASO 3. Balance de energía.

Para cada segmento del sistema de distribución los métodos de cálculo que se emplean en el desarrollo de este trabajo, responden a las ecuaciones obtenidas en la revisión bibliográfica del marco teórico.

Para la elaboración del balance de energía, se plantea la diferencia de la energía disponible o suministrada (ES) y la energía facturada (EF).

Para determinar la energía suministrada (ES) debe:

- Fijar el mes para el cual se van a cuantificar las pérdidas.
- La energía suministrada se calcula como la suma de las potencias, pero hay que tener en cuenta que los Nulec, normalmente registran la energía en intervalos diferentes a 1 hora (en el caso de

estudio 15 min, o sea 4 mediciones por hora), por lo que para obtener la energía, la sumatoria de las potencias hay que dividirla entre 4 para obtener la energía.

Para determinar la energía registrada (ER) o (EF) debe:

- Delimitar el área geográfica.
- Actualización de los circuitos y redes secundarias.
- Identificar las rutas de lectura que cubren el área geográfica establecida.
- Obtener el listado de los consumidores pertenecientes a las rutas de clasificadas. Las rutas deben contener el número de medidor, número de cuenta, nombre, dirección, tarifa, consumo del mes de análisis.
- Asociación de los consumidores a los transformadores, La asociación requiere de una revisión en terreno de los consumidores involucrados.
- Determinación de los consumos de los consumidores.
- Cuantificación de la energía registrada en los bancos de transformadores con la suma de los consumos individuales de los consumidores.
- Cuantificación de la energía total registrada

De la diferencia entre la energía suministrada y la energía registrada se obtienen las pérdidas totales; una vez obtenido el valor global de las pérdidas, se procede a obtener el porcentaje de pérdidas de energía que ello representa. Este balance representa el punto de partida para estimar las pérdidas por componente de red. Dichas pérdidas comprenden el conjunto de pérdidas técnicas y no técnicas, pero para ello se deben realizar análisis técnicos con la finalidad de discriminar entre estos dos componentes.

Paso 4. Segmentación de pérdidas técnicas

En un alimentador primario se presentan pérdidas técnicas en los siguientes subsistemas: circuito primario, transformadores de distribución, redes secundarias, contadores de energía, acometidas y AP.

Pérdidas técnicas en circuitos primarios

- Actualización de circuitos primarios: actualización de la información referente a las características técnicas de los circuitos primarios, que involucra la longitud entre los nodo eléctricos, configuración geométrica de los conductores, fases de los circuito clase y características de los conductores (calibre y resistencia), ubicación de transformadores y de grandes consumidores.

- Seccionalizar circuito primario (levantamiento real por fase de lo instalado y la distancia de cada fase).
- Obtener la demanda máxima D_{max} (kW) y demanda promedio (D_{prom}) a la salida del alimentador.
- Cuantificar la energía a la salida del alimentador (kWh/mes).
- Determinar las pérdidas de potencia.
- Determinar las pérdidas de energía.

Pérdidas técnicas en el transformador de distribución

- Definir los transformadores que conforman el circuito de distribución en estudio.
- Obtener las capacidades nominales de los transformadores
- Declarar el periodo base para el estudio.
- Determinar los clientes asociados a cada transformador.
- Determinar la energía facturada a cada cliente y obtener la energía en cada banco de transformador
- Calcular el consumo promedio (energía facturada/ clientes asociados)
- Obtener las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre a partir de la información de tablas de los fabricantes según la potencia nominal de cada transformador.
- Determinar las pérdidas fijas o de vacío (F_e) de un transformador al multiplicar las pérdidas de hierro obtenidas de los fabricantes por el número de horas que representa el periodo del estudio.
- Para determinar las pérdidas variables (P_{cu}) en el transformador que dependen de la demanda, y como consecuencia, de la corriente que circula en sus devanados, se requiere:

Existen varios métodos para asignar la demanda a los transformadores de distribución, que dependen principalmente de la disponibilidad de datos. Para el sistema de distribución actual no se tiene medición a la salida de los transformadores, por lo que se utiliza para la determinación de la demanda el método de la REA, que es un método de estimación de la demanda a partir del consumo de energía donde tomando como base los consumos de los clientes, lo que es conveniente debido a que en los sistemas comerciales de las empresas eléctricas esta información se encuentra siempre disponible, este método dentro de su aplicación logra obtener el cálculo del factor de carga (F_c) donde el consumo promedio mensual (kWh) ya se obtuvo anteriormente y el número de consumidores para cada banco de transformador se determina en el levantamiento de terreno.

Obtener el factor de pérdida a partir del factor de carga utilizando la expresión desarrollada por los ingenieros de General Electric Company: Bullera y Woodrow donde el coeficiente "x" se asume como 0.30 dentro de aproximaciones estadísticas mostradas en anexo N°:3.

Para lograr el resultado de las pérdidas energía de los diferentes transformadores, se determina el factor de utilización de la división de la máxima demanda entre la capacidad instalada de cada banco de transformador; del resultado se discriminan los transformadores no exclusivos, los transformadores exclusivos no se toman ya que las pérdidas de potencia del hierro y el cobre se incluyen en el cálculo de la facturación (las cuales se les cobra a los clientes).

Finalmente las pérdidas totales en transformadores se determinan sumando las pérdidas resistivas y las pérdidas en el núcleo de todos los transformadores de distribución.

Pérdidas técnicas en la red secundaria

A partir de la clasificación dada a los transformadores, las mediciones efectuadas y la curva de demanda que se le asocia a cada transformador se procede a determinar las pérdidas en las redes secundarias de la siguiente manera:

- Identificar los bancos de transformadores que conforman la red secundaria.(Idem a los transformadores)
- Asociar a cada nodo de la red secundaria los consumidores correspondientes y determinar el total de clientes por banco.
- Se determina la energía consumida en los diferentes puntos, la cual permite conocer la demanda máxima en ellos por el método REA, ya que cada usuario tiene un historial de consumo, datos adquiridos de la base de datos.
- Determinar la demanda promedio de los transformadores de distribución que tienen secundario. (se divide la energía entre el periodo de estudio)
- Determinar la longitud L (km), el calibre \emptyset (mm²), y la sección del conductor de los secundarios en los cuales se determinarán las pérdidas.
- Calcular el Factor de carga (Fc) que se obtiene de la división entre la demanda promedio (Dprom) y la demanda máxima (Dmax).
- Obtener el factor de pérdida a partir del factor de carga utilizando la expresión desarrollada por los ingenieros de General Electric Company Bullera y Woodrow.

- Con el tipo de conductor determinar la resistencia R (Ω/km) (anexo No.4) y calcular la resistencia equivalente.
- Determinar la Tensión U (V) entregada.
- Calcular el coeficiente K
- Calcular la corriente que circula por el circuito I (A)
- Las demandas sirven para determinar la corriente que circula por la acometida a demanda máxima, la que al relacionarse con la resistencia de la acometida determina las pérdidas de potencia.
- Las pérdidas de energía se obtienen multiplicando el nivel de pérdidas de potencia por el factor de pérdidas y el intervalo de tiempo de estudio.

Pérdidas de energía en las acometidas

Se originan en el conductor que transportan la energía desde las redes secundarias hasta el contador de energía, las pérdidas resistivas son función de la variación de la demanda, debido a la variación de la circulación de corriente que produce calentamiento (efecto joule). Para determinar su valor es necesario:

- Definir el periodo del estudio.
- Determinar la energía consumida, la cual permitirá conocer la demanda máxima en ellos.
- Para la evaluación de pérdidas en acometidas interviene el mismo criterio de pérdidas en las redes secundarias, es decir, evaluarlas a partir de la demanda máxima.
- El método de estimación de la demanda se realiza a partir del consumo de energía, método propuesto por la REA, empleando los datos de energía recolectados del grupo de muestras de los secundarios realizados en el levantamiento de campo.
- Realizar el levantamiento del número de acometidas según la cantidad de usuarios y tensión del servicio,
- Proceder a las mediciones de distancias desde cada poste a cada una de las viviendas y distancias de poste a poste.
- Identificar el tipo de servicio de cada usuario, número de cada contador por usuario, calibre, sección y tipo de conductor de acometidas, cantidad de postes, número de luminarias
- Determinar la resistividad del material ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) empleado en las líneas de distribución secundaria según catálogo de los fabricantes.

- Calcular la Resistencia del conductor (R_a) (Ω).
- Calcular la Corriente por acometidas I (A) por fase
- Calcular las pérdidas de potencia de para demanda máxima
- A partir de las pérdidas de la potencia de pérdidas para demanda máxima se emplea el procedimiento general para determinar las pérdidas de energía en las acometidas.

Pérdidas de energía en contadores de energía

Las pérdidas en contadores de energía se originan por las bobinas de corriente y de potencial en medidores electromecánicos, los mismos tienen un nivel de pérdidas un poco más alto que el de los contadores de energía digital y es una de las razones por lo que la empresa eléctrica de Holguín tiene implementando en su mayoría medidores de tipo digital, para su cuantificación:

- Se determina el número total de contadores de energía analógicos trifásicos y monofásicos, determinando dentro de los monofásicos la cantidad de 110 V y la de 220 V. De la misma forma se hará para los contadores de energía electrónicos conectados al sistema.
- Se establece una clasificación de contadores de acuerdo a la marca y se recurre a la estratificación de los consumidores según las fases de conexión.
- Se obtienen las pérdidas las bobinas de corriente y de potencial de los catálogos de los proveedores según los tipos de contadores de energía.
- Para obtener las pérdidas en demanda de los contadores de energía se considera el total de los contadores de energía y el número de fases por tipo, se determinan al establecer el número total de contadores y sus pérdidas nominales.
- Para determinar las pérdidas de energía se establece que los contadores de energía permanecen conectados todo el tiempo y resultan de multiplicar las pérdidas en demanda por el número de horas del mes para el caso de estudio.

Paso 5. Determinación de las pérdidas técnicas totales

Se obtiene de la sumatoria de las pérdidas técnicas por segmento.

Paso 6. Determinación de las PNT de energía

La estimación de las PNT se determinan discriminando el porcentaje de pérdidas técnicas del porcentaje de las pérdidas totales, dando curso a la detección y desagregación de las posibles causas no técnicas para luego evaluar las causas incidentes.

Paso 7. Segmentación de las PNT

Identificación y clasificación de las causas preliminares de PNT

Para el proceso de identificación de las posibles causas se propone una lluvia de ideas que es la técnica adecuada para relacionar las causas y los efectos, una vez definido el problema central, confeccionar un listado de todas las posibles causas y efectos del problema; una vez que se cumple el propósito de identificación, se agrupan en el proceso que se generan para posteriormente determinar el porcentaje de participación en cada uno de los procesos, estos componentes son susceptibles de identificación y desagregación mediante inspecciones al suministro en primera instancia en las bases de datos y luego en terreno donde las pérdidas por estimación de consumo solo son posibles determinarlas por censo de la carga instalada, las que a su vez son comparadas con lo facturado.

Con este listado se confecciona un "Diagrama Causa Efecto", cuyo formato se presta para la planeación y aunque normalmente se ignora si esas causas son responsables reales o no del efecto o problema, bien preparado permite al investigador tener una concepción más amplia del problema y ayuda a pasar de opiniones a teorías comprobables.

Selección de la población y muestra: para el muestreo se propone una alternativa de muestreo aleatorio simple donde la población con la que se cuenta es finita, es decir, que la muestra es de un número conocido.

Para estimar una proporción cuanto mayor es la precisión deseada, mayor es el tamaño muestral necesario para la estimación del parámetro. En el caso que la población que se desea estudiar sea finita y con un tamaño conocido (N) se utiliza la fórmula:

$$n = \frac{NZ^2 x p x q}{(N-1)x e^2 x Z^2 x p x q} \quad (2.1)$$

En donde:

n: tamaño de la muestra buscado

N: tamaño de la población

p: probabilidad de éxito.

q: probabilidad de fracaso

Z: nivel de confianza: es definido por el investigador y hace referencia a la confiabilidad de la muestra a tomar.

e: Error máximo admisible

En donde, N = tamaño de la población, el nivel de confianza Z es de 95% que es igual a 1,65, la probabilidad de éxito p es igual a 0,5 y la probabilidad de fracaso es $q = (1-p)$ lo que da como resultado 0,5, y E es la precisión (Error máximo admisible en términos de proporción) que es igual al 10% o (0,1).

Porcentaje de participación que tienen las causas de PNT

Proceso de contratación:

Causa 1. Tarifa mal aplicada

Verificar la correspondencia de la tarifa aplicada con el objeto social del servicio, la medición instalada y su conexión al banco de transformador, ya que es muy común encontrar casos en los cuales las tarifas no corresponden con las características técnicas ni la medición instalada. Se procede a calcular la energía recuperada en función de la carga instalada. La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver.

Causa 2. Error en la capacidad nominal del transformador asociado

Con mucha frecuencia se realizan movimientos de transformadores que el área técnica no actualiza a las partes interesadas y el área comercial no revisa en terreno ni en la base de datos las posibles modificaciones quedando desactualizado el tipo y capacidad nominal del transformador en las bases de datos. Por lo que se debe revisar en el terreno la correspondencia de esta información ya que genera que no se cobre la energía por pérdidas de transformación de manera correcta. La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver.

Causa 3. Transformador asociado incorrectamente

Al tener un cliente asociado un transformador que no le corresponde puede darse el caso que no se cobren las pérdidas del transformador, además de generar un cálculo incorrecto en los estudios de pérdidas; por lo que el mismo debe ser rectificado y actualizado por el dato real obtenido en terreno, la diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver.

Causa 4. Censo de AP desactualizado

Realización de un censo de las luminarias existente en el área de estudio, en el cual deberá constar con el tipo de luminaria, cantidad, potencia de la lámpara, potencia de balasto, potencia total de luminaria y potencia total instalada por tipo de luminaria, datos que permiten calcular el consumo total del AP. Si el área en estudio es muy extensa se recomienda seleccionar una muestra representativa para realizar el seguimiento diurno y nocturno que permita determinar las incidencias, La potencia total instalada multiplicada por el porcentaje de luminarias en funcionamiento, el tiempo

estimado de funcionamiento y por el número de días correspondientes a cada mes, se determina la energía consumida mensual. La diferencia entre esta energía estimada y la energía facturada por AP nos proporciona la pérdida que se tiene por estos valores, la misma que puede ser calculada en porcentaje respecto al total de PNT. De igual forma se procede para otras señales luminosas como los semáforos que consumen energía y no se facturan.

Causa 5. Retraso en el proceso de electrificación

Inspeccionar las solicitudes de nuevos servicios y cambios de voltajes envejecidos, mayores de seis meses para evitar conexiones directas o violaciones de lo estipulado en la ley eléctrica. Inspeccionar las áreas electrificadas con clientes potenciales aledaños o con condiciones de servicio no mejoradas para detectar la conexión de nuevas tendederas. Se procede a calcular la energía recuperada en función de la carga instalada.

Causa 6. Error de captación de las características asociadas al servicio.

Verificar en el SIGERE las informaciones brindadas del servicio, tipo de banco, conexión, capacidad instalada, voltaje secundario, si es exclusivo o no, con la información que aparece en el terreno en los clientes de la muestra, de existir diferencias enviar información rectificadora con los modelos primarios al proceso de actualización de movimientos en las bases de datos y calcular la energía con los datos actualizados. La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver.

Proceso de Lectura:

Causa 8. Error de captación de datos involuntarios o por corrupción

Revisar si el promedio histórico de un cliente es mucho mayor que el consumo actual facturado, se debe investigar con habilidad si hay una disminución de la carga del cliente de conjunto con la rectificación de la lectura. Se procede a calcular la energía recuperada en función de la carga instalada.

Causa 9. Contador en el interior de la vivienda

Identificar los contadores de energía eléctrica que deben ser reubicados. De encontrar diferencias en la lectura la diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver.

Causa 10. Ceros consumos no investigados

Seleccionar todos los zeros consumos con más de 6 meses para inspección ya que alguno de estos clientes puede presentar alguna anomalía técnica de medición, manipulación o el cliente no necesite

el servicio y deba ser retirado. Se procede a calcular la energía recuperada en función de la carga instalada.

Causa 11. Contadores de energía defectuosos no identificados

Identificar los contadores que se ven en buen estado pero que están parados a pesar de tener carga. Si el consumo facturado es menor que el promedio histórico se comprobará el CEE con los equipos establecidos, verificando que está dentro de los parámetros de trabajo y ante la duda comprobarlo en el laboratorio de medición, dejando el servicio en empate directo provisional. Se procede a calcular la energía recuperada en función de la carga instalada.

Otra opción es pedir a los usuarios que prendan algún electrodoméstico con el objeto de verificar si el medidor opera adecuadamente, en varios casos se determina que, a pesar de estar en buen estado visualmente, el medidor sigue parado al conectarle la carga. Esto nos indicará si este ha sido manipulado y que debe ser revisado o cambiado.

Causa 12. Violar el ciclo de lectura

Identificar rutas de lectura críticas, con altos porcentajes de lectura cero, consumos estimados por más de tres meses, etc.

Verificar los planes de consumo de energía mensual de cada cliente estatal identificado en el punto anterior. Se infiere una correspondencia del plan con el consumo real) y en las rutas de lectura seleccionadas, priorizar la inspección a los clientes estatales con plan asignado y luego los restantes, por medio de esta inspección se pueden identificar los contadores de energía faltantes o sobrantes por mala codificación, viviendas abandonadas, falsos reportes de lectores, difícil acceso a medidores, etc.

Por medio de la inspección se obtiene la carga real instalada la cual se compara con lo real facturado y el plan asignado; la diferencia entre la carga y lo facturado, se determina como energía a recuperar.

Proceso de facturación

Causa 13. Ajustes fuera de término

Los ajustes llevan un trámite legal con el representante de la parte natural o jurídica según el caso, la no localización de esta parte, o el nivel de irresponsabilidad del inspector actuante pueden ocasionar una contabilización de la energía ajustada fuera del periodo real encontrado por lo que se debe intensificar la acción de reconocimiento en el periodo que realmente corresponde ingresar esa energía.

Causa 14. Error de estimación en los consumos no medidos

Los clientes no medidos se facturan por carga instalada por lo que se deben enviar a inspección para verificar la actualización trimestral de la carga real instalada. La diferencia entre la carga y lo facturado, se determina como energía a recuperar.

Causa 15. Uso incorrecto de claves anormales

Esta causa se genera por la falta de análisis e investigación incorrecta de las claves de facturación relacionadas con las casas cerradas, contadores de energía defectuosos, ceros consumo y la disminución o aumento del consumo en los clientes, por tanto deben revisarse todas las facturaciones asociadas a estas claves y su correlación con la realidad de la carga en el terreno. La diferencia entre la carga y lo facturado, se determina como energía a recuperar.

Causa 16. Error de supervisión

Se producen en la introducción de datos al sistema de facturación, por lo que se debe revisar la correspondencia de los datos en los registros primarios con los procesados en el sistema. La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver

Causa 17. Error de estimación del alumbrado público

Las pérdidas durante la facturación son el registro del consumo de los usuarios finales por la incorrecta información proporcionada que se pueden presentar por dos factores: mala lectura en el medidor y la estimación de la misma.

- Recurrir a las bases de datos y listar todos los clientes con variaciones de consumo notables no investigados en el proceso de lectura.
- Listar todos los clientes con estimación de consumos en tendederas y empates directos.
- Con la información anterior se determina el tamaño de la muestra y se generan listados de los elementos identificando el nombre, código cliente, control-ruta-folio, carga registrada y consumo facturado.
- Con la muestra seleccionada ya en el terreno, a cada usuario se debe realizar un censo de carga instalada, a partir de la cual se cuantifica su consumo real, el mismo que puede compararse con clientes similares con medidor.

Este consumo al ser comparado con el consumo facturado se determina la energía no facturada.

Proceso de Medición

Causa 18. Solicitudes de nuevos servicios pendientes; revisión de los registros de solicitudes pendientes y listar posibles usuarios en estudio según la dirección del solicitante. Inspeccionar en el terreno todas las solicitudes que estén fuera de término, buscando conexiones ilegales.

Causa 19. Descalibración de los contadores de energía; ante un consumo que no se corresponde con la carga y aparentemente el CEE no registra la carga real debe investigarse si la causa es por error por descalibración localizando los errores siguientes:

- Error propio del contador de energía, varía de acuerdo a la clase que posee el medidor, debe ser menor que el 0,5% para variaciones en 0 y 200% del consumo.
- Errores por las condiciones de operación. El valor de la medición no es el correcto al variar las condiciones de carga.
- Errores por descalibración, debido a la manipulación incorrecta del contador durante el transporte e instalación, o descalibración de fábrica.
- Errores por avería en el contador de energía, generalmente ocurren daños en la bobina de corriente.
- Errores por envejecimiento del equipo, que ocasionan fricción o que campos magnéticos varíen con el tiempo.

Causa 20. Fallos en los equipos de medida (TC o TP): se escogen todos los consumidores reportados como fallos en la medición en el periodo que se analiza, facturados con clave 03.

- Determinar el consumo a facturar por el consumo promedio histórico sin clave anormal, reportado en los últimos 6 o 12 meses según el tipo de cliente (no residencial o residencial) respectivamente.
- Determinar el consumo a facturar es según el caso (cantidad de elementos dañados) por regla de tres según el elemento dañado.
- Revisión en las bases de datos y registros primarios si el TC o TP fue cambiado dentro del mes, determinar por diferencia de lectura el consumo real con medición correcta y extrapolar a los días del mes en análisis.

La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver

Causa 21. Contadores de energía defectuosos

- Seleccionar los consumidores reportados como defectuosos, (Clave 04 para el no residencial y 3 para el residencial) el sistema lo calcula por el promedio de los últimos 6 o 12 meses según el

tipo de cliente (no residencial o residencial) respectivamente. En el proceso de detección se debe garantizar que el sistema no tome como estimado consumos promediados o anormales.

- Si en el periodo de análisis el CEE fue cambiado, Determinar consumo promedio de los meses posteriores después de haber cambiado el contador, descartar los clientes que hayan introducido cambios en sus consumos por otras causas. Se calcula la diferencia como sigue: $\Delta E \text{ md} = (\text{Energía después del cambio del contador} - \text{Energía facturada como contador de energía defectuoso}) * \text{meses que se reportó como defectuoso}$.

Causa 22. Clientes en empates directos

- Verificar el comportamiento estable de lo facturado por el levantamiento de la carga.
- Verificar la actualización semestral de la carga real instalada.
- Revisión de los cambios bruscos de consumo y localizar la existencia del modelo que generó ese movimiento.

Para los casos antes descritos realizarles una inspección a estos clientes comprobando lo que se les está facturando con lo que realmente deben consumir por carga instalada. La diferencia debe negociarse su facturación y cobro con el cliente.

Causa 23. Error de instalación de los contadores de energía

Para detectar este tipo de error se debe verificar la existencia de:

- Error en el montaje de transformadores de corriente (TC) o de potencial (TP), estos ocurren en instalaciones de tipo estatal, donde los consumos son grandes y por tanto, su efecto es muy significativo.
- Error en la conexión del medidor, puede ocurrir en todo tipo de instalación.
- Errores en la definición de los multiplicadores, para el caso de los grandes consumidores.

Causa 24. Incumplimiento de los diagnósticos a la medición a los contadores de energía con equipos de medida (TC y TP)

- Revisión de la información de los clientes con TMR para detectar falta de corriente y tensión por fases en periodos determinados.
- Comprobar la relación real de corriente (I) que está llevando cada medición para ello debe comparar este valor real con el nominal y calcular la diferencia entre ambos por el cual se está multiplicando las lecturas (L) del CEE:

$$(L * I \text{ real} - L * I \text{ nominal}) \quad (2.2)$$

Se detecta con ello % de error de los transformadores de corriente.

- De los clientes que no han sido diagnosticados en el año verificar la existencia de transformadores de corriente subcargados. Son mediciones que por los altos valores de corriente secundaria de los transformadores, al medir las pequeñas cargas, esta corriente es de tan baja intensidad que el CEE recibe valores inferiores al 10% de su corriente nominal. Tanto el error del TC como la sensibilidad del contador de energía, hacen que no registre la energía que realmente se está consumiendo.

La diferencia entre lo facturado y lo rectificado es la energía recuperada o a devolver

Causa 25. Demoras en las reconexiones

- Se revisa el modelo de la desconexión del servicio del cliente en el CEE, cuya reconexión debió ocurrir dentro de las 48 horas, en ambos casos se debió dejar sellado el servicio. En estos casos se busca que el cliente no se haya conectado en empate directo para burlar el consumo en el contador.

Proceso de inspección

Causa 26. Incumplimiento del plan de inspección

Las rutas y clientes seleccionados a inspeccionar en un periodo determinado, que formen parte del circuito en estudio y no se ejecutó el plan deben ser considerados a revisión en el periodo de evaluación e implementación de la metodología.

Causa 27. El programa de inspección no abarca todos los clientes en el año

Se debe revisar el programa de inspección y los clientes no inspeccionados al momento del estudio deben incluirse en los clientes de la muestra seleccionada.

Causa 28. Usuarios sin contrato

Identificar en el terreno los contadores de energía instalados pero no ingresados al sistema de facturación y no están contratados. Los consumos sin contratos detectados en el recorrido de una ruta se le aplicarán lo que establece el decreto 260 en el artículo 1, inciso d), 300 pesos y la obligación de retirar el servicio. Los consumos sin contratos se les realizan el cobro de energía retroactiva por la carga instalada, hasta un año, amparado en el artículo 2 del decreto 260

Causa 29. Incremento de clientes en empate directo y contadores de energía defectuosos sin levantamiento de la carga.

Identificar conexiones directas antes del CEE esta acción será primordial y se le realizara antes de cualquier otra prueba, sin alertar al usuario para evitar que desconecte el posible fraude; con lo cual se podrá determinar si existe alguna conexión clandestina antes del contador de energía

Causa 30. Fraudes detectados no procesados

Es de carácter obligatorio, dentro de las 72 horas como establece el procedimiento, convenir la energía con el cliente, el inspector y el administrador en la oficina comercial, con el objetivo de calcular correctamente el expediente. Para ello, se le debe entregar al cliente el modelo de cuenta por pagar sobre el cumplimiento del artículo 17 de la Ley 1287 todos los casos que se encuentren en este estado serán procesados con carácter inmediato.

Causa 31. Rutas no selladas

La mayoría de los clientes que no están sellados sus CEE son posibles focos de fraude eléctrico; por lo que se debe verificar de manera visual el estado de los sellos del contador de energía. Si en el recorrido de la ruta que se está inspeccionando se detectan CEE que no tienen sellos en su tapa o están sellados con alicate, el inspector comprobará el CEE. Si está convencido de que no existe un fraude interno, sellará la tapa, el block de conexiones y el gabinete, con su ponchador.

El sellaje válido es aquel que se realiza con el ponchador que posee un número que identifica al Inspector que realizó la operación. En la OBET existe el acta de entrega del ponchador al Inspector con su número que lo identifica y firmada por el mismo.

- Identificar los contadores de energía y equipos de medida para diferentes los tipos de clientes (número, marca, serie, fases).
- Ordenar la secuencia en la ruta.

Otros aspectos a revisar

- Identificar conexiones sin contadores de energía.
- Contadores de energía con número diferente al del listado.
- Clientes cuyo CEE ha sido retirado.
- Clientes cuya lectura y/o facturación es incongruente.
 - Identificar diferencias significativas con las lecturas registradas por la empresa.
 - Realizar un censo de carga en aquellos casos de usuarios con conexión directa y contadores de energía que no marquen, para luego proceder a estimar el consumo.
 - Contadores de energía que están en la ruta pero que no constan en el listado.
- Clientes del listado que no aparecen en la ruta.
 - Existió cambio de domicilio.
 - El CEE fue retirado.
 - Existe un servicio temporal.

- Fue ubicado en otra ruta.
- Por moroso procedió a ocultar el contador de energía, etc.
- Retiro del medidor.
 - Verificación de las conexiones
 - Entrega de un formulario de retiro de medidores.
- Entrega al laboratorio.
- Recepción en laboratorio y verificación del posterior funcionamiento.

Finalmente se debe realizar un resumen de levantamiento de información, las causas encontradas con su respectiva estadística.

Se procede a sumar la contribución de cada componente y se obtienen las PNT desagregadas, valor que se compara con el total de las PNT obtenido en el balance global para así comprobar la efectividad de los resultados obtenidos.

Paso 8. Evaluación económica

Se cierra la metodología al calcular el efecto económico que aporta a partir de los resultados de su aplicación; al conocer la magnitud de las pérdidas totales de un circuito de distribución y de forma detallada las pérdidas técnicas y comerciales, donde las pérdidas de energía son consideradas como “energía dejada de vender”, siendo la base para el cálculo de resultados económicos, en este caso pérdidas económicas (Pecon) CUP.

$$\text{Pecon} = \text{costo promedio de la energía (CUP/kWh)} \times \text{energía dejada de vender (kWh)}. \quad (2.3)$$

Las pérdidas de energía representan una disminución de ingresos para las empresas distribuidoras, para recuperar los costos relacionados al suministro de electricidad, el monto de las pérdidas deberá ser cubierto, ya sea por el usuario o por el gobierno a través de un subsidio específico (Elizalde, 2012, p. 9).

El resultado de segmentar las pérdidas permite proponer o ejecutar según corresponda, medidas para su reducción y calcular cuánto costaría ejecutarlas, esta información sirve para que la empresa tome decisiones. Un método sencillo y práctico es el cálculo de la Relación Beneficio/Costo que aplica los siguientes criterios.

$B/C > 1$, indica que los beneficios superan los costes, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.

$B/C=1$, aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.

$B/C < 1$, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

Las pérdidas técnicas no pueden llevarse a cero por razones físicas, no obstante, se pueden implementar medidas para su reducción que generalmente llevan un componente importante de materiales y de equipos, siendo las acciones de reducción más comunes las siguientes:

1. Balanceo del circuito primario.

$$\text{Costo } C_b(\text{ps}) = C. \text{ admon} + C. \text{ log} \quad (2.4)$$

2. Cambio de Calibres primario, secundario y acometidas.

$$\text{Costo } C_{cc}(\text{psa}) = C. \text{ admon} + C. \text{ log} + C. \text{ mat} \quad (2.5)$$

3. Ajustes en las capacidades de transformación.

$$\text{Costo } C_{ac} = C. \text{ admon} + C. \text{ log} + C. \text{ Eq} \quad (2.6)$$

4. Instalación de bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia en el primario.

$$\text{Costo } C_{bc} = C. \text{ admon} + C. \text{ log} + C. \text{ Eq} + C. \text{ mat} \quad (2.7)$$

Donde:

C. admon: costo administrativo

C. log: costos logísticos

C. mat: costos de materiales

C. Eq: costo de equipos

El cálculo del beneficio se ejecutará para cada acción de acuerdo a los resultados obtenidos del mes seleccionado, estos se extrapolarán a un año para poder evaluar el periodo en que las inversiones se recuperan, el periodo de recuperación simple puede determinarse por el inverso de la relación Beneficio/Costo; este tipo de inversión posibilita hacer este análisis ya que los costos y gastos se ejecutan una sola vez.

Las pérdidas comerciales pueden tender a cero y debe ser la meta de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, su naturaleza está generalmente asociada a problemas administrativos, por tal razón las acciones para reducirlas suelen ser menos costosas al no ser aquellas que contemplan cambios en la tecnología de medición, pudiendo ser.

1. Adecuada ejecución y control del proceso de Contratación.

$$\text{Costo } C_c = C. \text{ admon} \quad (2.8)$$

2. Adecuada ejecución y control del proceso de Lectura.

$$\text{Costo } C_l = C. \text{ admon} \quad (2.9)$$

3. Adecuada ejecución y control del proceso de facturación.

$$\text{Costo } C_f = C. \text{ admon} \quad (2.10)$$

4. Atención de fallos de medición, revisión y supervisión del estado de la medición, blindaje de la medición

$$\text{Costo } C_m = C.\text{adm} + C.\text{log} + C.\text{Eq} + C.\text{mat} \quad (2.11)$$

5. Ejecución de inspecciones técnicas al servicio por equipos de inspección.

$$\text{Costo } C_i = C.\text{adm} + C.\text{log} \quad (2.12)$$

Los beneficios resultantes de las causas identificadas en la investigación se calculan en dependencia de las causas encontradas, su naturaleza y tiempo, pudiendo considerarse hasta un año de cobro retroactivo de la energía no facturada.

Para el caso de los clientes residenciales la energía que se determine como no cobrada se suma a la facturada mensualmente, se determina el importe real por mes y se resta al cobrado. La suma de las diferencias mensuales constituye el beneficio.

Para el caso de los clientes estatales el beneficio se calcula la energía recuperada de acuerdo a la tarifa que tiene aplicada.

2.4 Instrumentos de medición utilizados

Software:

- Sistema de Gestión Comercial: SIGECO.
- Sistema de Autofinanciados Mayores: AUTOMAY.
- Sistema de Información Geográfico en la Redes Eléctricas: SIGERE.
- Para medir y registrar de consumo de energía eléctrica de los usuarios se requiere de un EM, que, para nuestro caso se utilizaron los siguientes equipos:

1. Tipos de contadores de energía instalados (anexo №17)
2. Medición instalada a la salida del alimentador Baldozas. (anexo №18)

2.4.1 Características generales de cada instrumento utilizado

Sistema de Gestión Comercial (SIGECO-AUTOMAY): se encarga de ejercer un control sobre todos los consumidores. Realiza a su vez una diferenciación entre los clientes privados no residenciales y residenciales. Su control abarca datos técnicos como: número y tipo de contadores de energía, lecturas realizadas, así como información referente a datos del consumidor. El sistema permite organizar estratégicamente la función de cobro y efectuar un seguimiento más estrecho de las gestiones con el cliente.

SIGERE: su objetivo es mejorar radicalmente el control de las redes de distribución, permitiendo mejorar la calidad de suministro y la reducción de costos operativos, un mejor servicio a nuestros clientes y la superación de nuestros técnicos que permite un uso más racional de los recursos humanos. Para un mejor control del desarrollo e implementación el sistema se divide en subsistemas y estos en módulos. El módulo de Servicios permite enlazar los clientes, según rutas y folios en el SIGECO con las instalaciones de que se alimenta, mediante el punto de conexión a la red. Además posibilita zonificar las pérdidas confeccionando áreas de balance a partir de lecturas de contadores de energía en subestaciones y alimentadores contra los consumidores reales del mismo y calcular la cargabilidad de los centros de transformación a partir de curvas de cargas típicas de los diferentes clientes. Para la actualización de este módulo es necesario hacer un levantamiento poste a poste de los circuitos de distribución secundaria. Este módulo exige una conciliación mensual para lograr la actualización de los clientes, es decir, eliminar los clientes que ya no existan e introducir los nuevos en un recorrido de campo se actualiza el punto de conexión a la red.

CEE Electrónico: Se basa en la tecnología Micro Digital y no utiliza partes móviles. Su funcionamiento se controla mediante un circuito Integrado (IC). Contiene circuitos analógicos, transformador de tensión, transformadores de corriente, etc.; los datos digitales se convierten entonces en un "valor promedio"; la salida está disponible como "pulsos" indicados por un LED colocado en el panel frontal; estos pulsos son iguales al promedio kWh / unidad, se producen entre 800 a 3 600 pulsos / kWh; la salida es suficiente para mover un motor de pasos para mover los dígitos de rueda giratoria o el display.

CEE inteligente: funcionan de la misma manera a contadores de energía tradicionales electromecánicos, pero también contiene una batería y un chip de comunicación, este tipo de contador la lectura se realiza generalmente a través de un display de cristal líquido; para que estas señales puedan ser tratadas con seguridad por un convertidor analógico – digital, las mismas deben ser adaptadas, filtradas, y protegidas contra sobretensiones. Un microprocesador trata estos datos, los almacena en la memoria, y realiza los cálculos necesarios para determinar la energía consumida, reflejando este resultado en el display del contador.

RECERRADORES NULEC: es un interruptor con reconexión automática, son utilizados para proteger las líneas de energía eléctrica, los transformadores y otros equipos de distribución de ser expuestos a niveles de corriente peligrosos. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de

un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones, además de telecontrolarlo.

Conclusiones del capítulo 2

1. El diseño de la investigación garantiza adecuadamente el tratamiento del problema planteado. Se detalla la metodología actual con sus aciertos e insuficiencias y se plantea la formulación de las modificaciones con su método de validación y evaluación económica.
2. En este capítulo se ha presentado una metodología para la detección y reducción de PNT, basándose en metodologías que han sido desarrolladas por los estudiosos de esta temáticas y aplicadas con éxito en las empresas distribuidoras.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Introducción

En este capítulo, se exponen los resultados de la aplicación de la metodología expuesta en el capítulo II, para detectar y reducir las PNT en el municipio Holguín. Se realiza la evaluación económica del aporte de la energía recuperada con un análisis desde la eficiencia energética, encaminado fundamentalmente a demostrar el ahorro de energía por concepto de generación. Se valoran los resultados obtenidos y se demuestran los beneficios de su implementación desde la aplicación en el alimentador seleccionado.

3.1 Aplicación de la metodología de detección y reducción de pérdidas comerciales en el municipio Holguín

Paso1. El alimentador seleccionado es la S/E Baldozas con el circuito (OK24 por el código del SIGERE), conocido por circuito Baldozas por ser el único circuito dentro de este alimentador.

- Está ubicado en la parte periférica de la ciudad, zona industrial de Guirabito, carretera central vía Bayamo, municipio Holguín, donde el estrato económico de los clientes está ubicado en el sector rural lo que puede influir en la participación de las PNT.
- Posee un Nulec a la salida del alimentador que permite obtener las mediciones para el estudio de pérdidas en el sistema de distribución.
- Facilidad de inspección por poseer tipo de red aérea.
- El sector posee una heterogeneidad de tipos de clientes, es decir existe presencia de carga de distinta naturaleza. (Residencial, Estatal).
- Existen registros históricos de los consumos de energía de los clientes, para su respectiva evaluación.

Estos elementos apuntan que el circuito es representativo de aproximadamente la mitad de los circuitos más pequeños de la provincia.

Paso 2. Sistematización de la información para el cálculo de las pérdidas.

1. Período de estudio: noviembre 2021 que representa (720 horas).
2. Se identifica el alimentador Baldozas con el código de la S/E (OK24) (anexo № 19); Su geolocalización por medio del monolineal se representada en anexo № 20.
3. En anexo № 21 se muestran los clientes que conforman el circuito de distribución Baldozas y su estructura de consumo por tipo; se muestra que esta conformado por un 3% clientes estatales con un

39 % del consumo y un 97 % de clientes residenciales que consumen el 61 % del consumo total , todos ubicados en el sector rural.

4. Resultados de la información procesada para el balance energético

ES = 146 050 kWh/mes y ER = 124 836 kWh/mes

5. Resultados de la información procesada de la descarga del NULEC para determinar las pérdidas en el alimentador primario

Con las mediciones obtenidas en la salida del alimentador se puede determinar la curva de carga y demandas máximas en el alimentador para el período de análisis considerado. En anexo № 22 se muestra el grafico de carga máxima diaria, registrada en el Nulec instalado, donde se puede observar que la demanda máxima (Dmax) se produce el día 16 noviembre 2021 a las 13:30 pm, por un valor de 339 kW.

En la tabla 3.1 se muestran los valores procesados de las mediciones obtenidas de la descarga del Nulec a la máxima demanda registrada.

Tabla: 3.1 valores de las variables procesadas de las mediciones obtenidas de la descarga del Nulec

Energía (kWh/mes)	Dmax (kW)	Dprom (kW)	Um (V)	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	FP (CosØ)
146 050	339	196	13 679	12	16	21	0,87

Con los datos mostrados en la tabla 3.1 se realiza el procesamiento de la demanda máxima entre la demanda promedio y se obtiene un Factor de carga (Fc) de 0,58, que se traduce en un 58% de aprovechamiento de la capacidad instalada.

En la tabla 3.2, se muestran, la longitud de cada fase L (km) y el calibre del conductor (mm²) obtenidos del monolineal y comprobados en el trabajo de terreno y su resistencia R (Ω/km) por medio de los catálogos de los proveedores.

Tabla: 3.2 Características del conductor.

FASE	L (km)	Cal Ø (mm ²)	R (Ω/km)
A	3,252	35	0,916
B	2,149	35	0,916
C	5,282	35	0,916

6. Resultados de la información procesada para determinar las pérdidas eléctricas de los transformadores (anexo №23).

7. Resultados de la información procesada para determinar las pérdidas eléctricas de los conductores secundarios (anexo № 24).

8. Resultados de la información procesada para determinar las pérdidas eléctricas en las acometidas
Para el cálculo de las pérdidas en las acometidas se realizó la distribución de los clientes y su consumo según el nivel de tensión (anexo № 25).

En las muestras que se analizan en la red secundaria, no existen luminarias instaladas de AP, está diseñada con cables de aluminio, las acometidas de manera general sus distancias son cortas por el hecho que la línea tiene una longitud menor de 80 km, y el calibre en su mayoría es unificado por lo que se emplea acometida de calibre 10 para los estratos en estudio, con una resistencia de 0,028 ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$). De acuerdo a la experiencia del área técnica e inversiones se adopta una longitud promedio de la acometida de 30 (m); para clientes monofásicos de un hilo la tensión es 110 V y para 2 hilos 240 V.

9. Resultados de la información procesada para determinar las pérdidas eléctricas en la medición
Para determinar la pérdida de energía en los medidores de los usuarios se determinó la cantidad de medidores monofásicos o trifásicos, en este caso el circuito de distribución seleccionado tiene la gran mayoría (469) con medidores monofásicos, cabe aclarar que esto no significa que todos sean de tarifa domiciliaria y seis trifásicos que si son clientes estatales.

Los clientes con medidores analógicos y digitales que existen en los transformadores analizados, se asociaron a cada banco y se resumen (anexo № 26).

Paso 3. Resultados del balance de energía global

Por medio de la ecuación 1.1 y los resultados de la información procesada para el balance energético se obtiene:

$$\Delta E = 21\,214 \text{ kWh/mes}$$

$$\text{Porcentaje} = 14,53 \%$$

Resultando que las pérdidas totales del mes de noviembre 2021 ascienden a 21 214 kWh/mes y representan el 14,53 % de la energía suministrada.

Paso 4. Calculo de las pérdidas técnicas por segmentos de la red de distribución

Resultados de las pérdidas en el circuito de distribución primario.

En la tabla 3.3, se muestran los resultados de las pérdidas de potencia a demanda máxima y las pérdidas de energía en los conductores primarios una vez calculado el factor de pérdidas por el método Bullera y Woodrow.

Tabla 3.3 Resultados calculados de las pérdidas de potencia y energía en los conductores primarios.

FASE	ΔPD_{max} (kW)	fp	ΔE Primario (kWh)	Porcentaje (%)
A	0,429	0,41	126,63	
B	0,504	0,41	148,76	
C	2,134	0,41	629,87	
			905,25	0,62

Las pérdidas calculadas en los conductores de distribución primaria son de 905,25 kWh/mes lo que representa el 0,62% de la energía suministrada.

Pérdidas en los transformadores de distribución.

En anexo Nº 27, se muestra el resultado de las pérdidas de transformación de todos los bancos de transformadores del circuito de las que se toman solamente los valores de los bancos no exclusivos, resultando que las pérdidas calculadas en los transformadores de distribución son de 1 735,80 kWh/mes lo que representa el 1,19 % de la energía suministrada.

Resultados de las Pérdidas en los conductores secundarios.

En anexo Nº 28 se presentan las pérdidas de potencia ΔP (kW) y las pérdidas de energía ΔE (kWh) en el período de medición de los transformadores que forman parte de la red secundaria. Como resultado se obtuvo una pérdida de energía en los conductores secundarios de 13 211,48 kWh/mes que representa un porcentaje de pérdidas del 9,05 % de la de la energía suministrada.

Resultados de las Pérdidas en las acometidas

En anexo Nº 29 se presenta el cálculo de las pérdidas de energía para las acometidas por bancos de transformadores, se obtiene que la pérdida total en las acometidas es de 30,82 kWh/mes que representa el 0,02% de la energía suministrada.

Resultados de las Pérdidas en Contadores de Energía

Por otro lado se obtienen las pérdidas internas de los contadores de energía según los tipos de contador de energía, para clientes con medición a 120 V las pérdidas en la bobina de potencial es 0,02 y para clientes con medición a 240 V es 0,04, datos que facilitan el cálculo de las pérdidas de potencia y energía mostrados en anexo № 30 para los contadores de los clientes residenciales del circuito de distribución en estudio.

El total de pérdidas generado en 469 contadores de energía del grupo de clientes residenciales es de 9,37 kWh/mes que representa el 0,01% de la energía suministrada.

Los clientes estatales mayores tienen servicio exclusivo con medición indirecta, o sea usan transformadores de corriente siendo despreciable las pérdidas en estos casos por lo que no se tendrán en cuenta.

Paso 5. Determinación de pérdidas técnicas totales energía

El balance general de pérdidas técnicas se determina por la suma de cada valor de pérdidas que representa cada segmento que lo conforma anexo No 31, A partir de los resultados obtenidos, podemos observar en qué proporción se distribuye la energía suministrada en cada uno de los componentes que conforman la red de distribución obteniéndose como sumatoria de estos componentes que las pérdidas técnicas totales alcanzan un valor de 15 892,73 kWh/mes lo que representa el 10,89% de la energía suministrada.

Paso 6. Determinación de las pérdidas de energía no técnicas

Tomando en cuenta que se tiene el valor de las pérdidas totales, así como los valores ya obtenidos de las pérdidas técnicas en los diferentes segmentos, aplicando la ecuación (1.34) se obtiene el valor total de PNT es de 5 321,27 kWh que representa un 3,64 % de la energía suministrada.

Paso 7 Segmentación de PNT totales

Identificación y clasificación de las causas preliminares de PNT.

Para identificar y clasificar las causas preliminares de PNT se aplicó la técnica de la tormenta de ideas y el diagrama causa efecto quedando como resultado que las posibles causas definidas dentro de la posible ineficiencia de cada proceso como se muestra en anexo №32.

Detección y cuantificación de las PNT de energía

Una vez que ya fueron clasificadas las posibles causas fue necesario realizar un análisis en las estadísticas de las bases de datos para evaluar las que muestran señales de posibles incidencias luego verificar en el terreno para cuantificar cuál de ellas es representativa en los resultados antes expuestos; para lo que se selecciona una muestra de los clientes que se determinó de acuerdo a la ecuación (2.1) y fueron seleccionados en forma aleatoria simple, quedando conformado el fichero del anexo №33 extraído del maestro de la UEB Holguín de donde se obtuvo los datos de los usuarios y su consumo histórico (promedio mensual).

A cada uno de estos clientes se le realizó una supervisión e inspección minuciosa de los procesos de comercialización teniendo en cuenta las posibles causas en estudio participando un especialista comercial, dos especialistas de medición y cinco inspectores residenciales organizados con tareas definidas por procesos aportando los siguientes resultados:

Proceso de contratación

Cero incidencias

Proceso de medición

Causa: demoras en la ejecución de las solicitudes de servicio; para su detección se procedió a recopilar la información necesaria del número de clientes que solicitaron el servicio eléctrico y aún estaba pendiente su ejecución hasta el mes noviembre 2021, de los 65 pendientes en Holguín ubicados por la dirección del solicitante, tres clientes corresponden a este alimentador. Se realizó una cuantificación de a cuantos días estaba el término de los casos pendientes, a estos tres clientes se les realizó una inspección de terreno y dos estaban en empate directo sin contratar el servicio (anexo №34) y el otro no tenía ya necesidad del servicio por lo que se documentó y se cerró la solicitud, en el recorrido de la ruta se le aplicó lo que establece el decreto 260 en el artículo 1, inciso d), 300 pesos y la obligación de retirar el servicio; además de la aplicación del artículo 2 del cobro retroactivo de la energía eléctrica sustraída hasta un año, para lo cual se le realizó un levantamiento de la carga para determinar la energía a facturar.

Resultados: el tiempo que tarda la ejecución de estas solicitudes causa una pérdida de 145 kWh/mes. En el anexo №35, se presentan los resultados obtenidos de los cálculos realizados a estos clientes para esta investigación.

Causa: usuarios sin medición o ED, dentro de este grupo presentan tres clientes con servicio convenido permanente.

Resultados: se identifica la incidencia de un cliente con incremento de carga (un splik), lo que indica el incumplimiento de las supervisiones trimestrales. Se le realizó una actualización de la carga y se cobra la energía retroactiva de la carga incrementada; en el anexo №36 se presentan los resultados obtenidos en esta investigación, generándose una pérdida de 289 kWh/mes por ineficiencia en el proceso administrativo al no cumplirse lo establecido con la instalación de la medición y la inspección trimestral.

Causa: equipos de medida y CEE trifásicos en fallo, generalmente este tipo de medición está instalada en clientes estatales, por el peso que tienen los consumidores estatales en el consumo es conveniente tomar una muestra representativa, para el estudio se consideró tomar los seis clientes que representan el 100 % de los clientes con estas características en el circuito.

Resultados: en el diagnóstico ejecutado se detectó problemas en la medición en el cliente depósito de petróleo, consistente en potencial partido de la fase c del CEE a partir del análisis de la descarga del TMR, para determinar la energía dejada de facturar se toman los parámetros registrados, se encontró que desde el día 25 no existe registro de corriente en la fase C y hay registro de potencial en la fase c anexo №37, Lo que permitió determinar el porcentaje de energía dejado de facturar, se inspeccionó el servicio de conjunto con el energético del depósito comprobando que se encontraba partido el conductor del potencial, procedió facturar 469 kWh/mes por fallo en el contador de energía.

El valor total de la energía recuperada en el proceso de medición asciende a 903 kWh/mes, que representa el 0,62 % de la energía suministrada

Proceso lectura y facturación

Causa: variaciones de consumo no investigados; en la muestra se analiza el comportamiento del consumo en el periodo de 12 meses anteriores a 13 clientes identificados a los que se decidió conveniente realizar un seguimiento de las lecturas y se detecta que en la muestra analizada existen diferencias entre los datos de lectura registrados en las rutas con los que cuenta la base de datos del departamento comercial, las anomalías observadas son las siguientes:

- Lecturas que coinciden con la base de datos del comercial y los consumos difieren: 2
- Lecturas que constan en las rutas coinciden con la base de datos de comercial, consumo fijo: 1
- Lectura fija en la base de datos del comercial con consumos estimados: 2
- No coinciden las lecturas: 8

En la muestra por errores de lectura se pierde 2 705 kWh/mes y por facturación se gana 2 509 kWh/mes, lo que da un resultado de 196 kWh/mes que se pierden por errores de lectura y facturación.

Causa: estimación de consumo por CEE defectuosos o consumo no medido; al verificar los consumidores que forman parte de la muestra se encontraron dos casos, los que se detallan en anexo №38; con estos datos, las pérdidas por estimación de consumo de contadores de energía defectuosos son de 182 kWh/mes.

Causa: ceros consumos no investigados; se registran en la muestra 9 clientes en cero consumo, de ellos se detectan dos clientes que les cambia el CEE y los facturan en cero consumo incorrectamente los históricos de consumo se detallan en anexo №39. Con estos datos, las pérdidas por ceros consumos no investigados son de 364 kWh/mes.

El valor total de la energía recuperada en el proceso de lectura y facturación asciende a 742 kWh/mes, que representa el 0,51% de la energía suministrada.

Proceso de Inspección

Para la revisión y análisis se organizó el operativo con cinco inspectores distribuidos en la muestra seleccionada, a cada uno de estos clientes se le realizó una inspección minuciosa, según quedo descrito en el capítulo 2.

Causa: el programa de inspección no contempla a todos los clientes en el año; dentro de la muestra seleccionada se detectaron nueve clientes infractores que no se les había realizado inspección en todo el año de los cuales ocho tenían derivaciones de acometida se muestra ejemplo en el anexo №40 y un CEE manipulado que se muestra el certificado del laboratorio en el anexo №41.

Para determinar la energía pérdida se evaluó en cada caso el historial del cliente, las condiciones del servicio, las características de la infracción y la tabla de consumo los detalles de la información obtenida en el terreno se presentan en el anexo №42 de los elementos investigados en la muestra.

A los infractores se le aplicó lo que establece el decreto 260 en el artículo1, inciso a), 500 pesos, y el corte del servicio por 72 horas.

El valor total de la energía recuperada en el proceso de inspección 1 091 kWh/mes, que representa el 0,7% de la energía suministrada.

En anexo №43 se resume que la muestra estudiada de 123 clientes representa el 25,8 %, de los clientes totales del circuito, inciden en las pérdidas de energía 25 clientes que representan el 20,3 %, de la muestra estudiada; la energía recuperada es de 2 736 kWh, desglosadas en cuatro procesos

de los cinco fundamentales de la actividad comercial figura: 3.1.

De las 31 posibles causas de pérdidas no comerciales estudiadas se manifiestan 7 en la investigación las que se muestran en la figura 3.2.

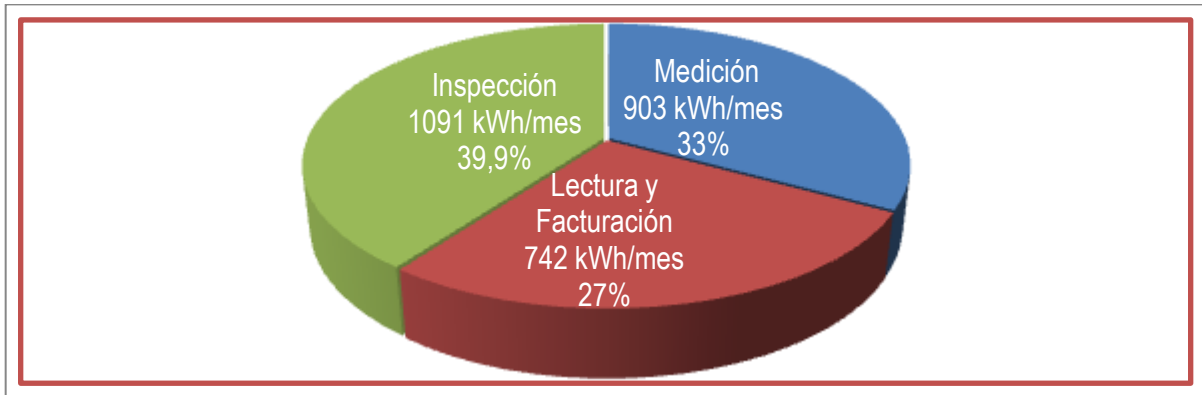


Figura 3.1 Comportamiento de la energía recuperada en los procesos comerciales

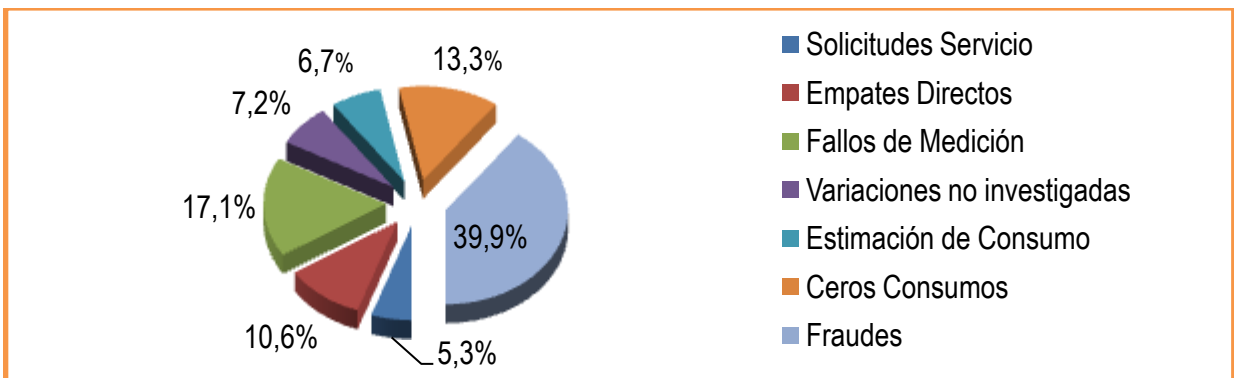


Figura 3.2 Por ciento (%) de energía por causas de PNT

La energía recuperada representa el 51.41 %, de las pérdidas comerciales identificadas en el balance de energía; estos resultados corroboran la efectividad de las acciones ejecutadas y la objetividad de la muestra estudiada al seleccionar el 100 %, de los clientes estatales y una adecuada representación de los clientes residenciales.

Los resultados muestran la fuerte incidencia que tiene el proceso de inspección donde el fraude constituye la causa más representativa, seguido por la medición donde se destacan los fallos, en la reducción de las pérdidas comerciales, esta incidencia se acentúa en la actualidad marcada por la carencia de recursos que provoca el bloqueo que impide poder ejecutar mejoras técnicas, mantener un adecuado blindaje del servicio, satisfacer la necesidad de contadores de energía para las nuevos servicios, aumentos de capacidad y sustituir los dañados todo esto unido al incremento de la tarifa,

el crecimiento del valor de los productos de primera necesidad y el crecimiento del trabajo por cuenta propia, entre otras.

Las condiciones que impera el entorno enunciadas anteriormente no van a cambiar a corto plazo; si se ejecuta un trabajo organizado siguiendo esta metodología por circuito de distribución, se pueden obtener resultados sin la necesidad de ejecutar grandes inversiones, solo administrando, capacitando y estimulando adecuadamente al personal que lideran de los procesos técnico y comerciales.

Paso 8. Distribución de la energía suministrada en el alimentador

La energía suministrada quedó distribuida en el mes de noviembre en el circuito de distribución alimentado por la S/E Baldozas según se muestra en la figura 3.3.



Figura: 3.3. Distribución de la energía suministrada en el alimentador “Baldozas”

De los resultados mostrados en la figura 3.3 se puede observar que del total de la energía distribuida en el circuito de distribución Baldozas, se factura el 85,47 %, en cuanto a la energía que se pierde las pérdidas técnicas superan las pérdidas comerciales; al detectar la incidencia de las causas, se obtienen mayores pérdidas de energía técnicas en la red secundaria y las no técnicas en el proceso de inspección provocado por el nivel de fraudes, por lo que en las acciones se deben priorizar estas causas, con esta metodología se logra una reducción de las pérdidas comerciales del 1,87 % y se proponen acciones para disminuir las pérdidas técnicas.

Paso 9. Acciones de Reducción

Propuesta de mejoras Técnicas

- ✓ Balanceo del circuito primario; existe gran desbalance de carga, la corriente promedio de la fase A (Ia) es de 5 A, la de la fase B (Ib) es de 8 A y la de la fase C (Ic) es de 15 A o sea la fase C está cargada en un 66,6 % más que la fase A y en un 46,6 % más que la fase B y a su vez la fase B está cargada en un 37,5 % más que la fase C; balanceando el circuito (anexo. Nº44), se

reducen las pérdidas técnicas en 140,6 kWh mensuales.

- ✓ Cambio de calibre del conductor primario, el conductor del circuito primario es ACSR 35 mm², por normativa de la UNE el conductor a utilizar en circuitos de distribución primaria es el AAAC 78 mm², el cambio de calibre a circuito balanceado (anexo. Nº45) aporta un ahorro mensual de 338,9 kWh mensual.
- ✓ Ajuste de las capacidades de los transformadores; en la investigación realizada encontramos tres transformadores sobrecargados (HB3042:15 kVA; HB1185: 50 kVA; HB3370: 37,5 kVA), uno al 100.0 % (HB1184: 50 kVA) y dos subcargados (HB1181, 50 kVA; HB2590: 50 kVA), la acción recomendada a ejecutar es reubicar en el circuito los transformadores subcargados e introducir 2 transformadores para dividir el circuito secundario del HB1185 retirando el transformador de 50 kVA sobrecargado (anexo. Nº46), esta acción solo mejora en 0,52 kWh mensual.
- ✓ Cambio de calibre de los conductores secundarios; el conductor de los circuitos secundarios es ACSR 35 mm², por normativa de la UNE el conductor a utilizar en los circuitos de distribución secundaria es el AAAC 85 mm², el cambio de calibre a circuitos secundarios (anexo. Nº47), aporta un ahorro mensual de 7298,05 kWh mensual.
- ✓ Cambio de acometidas; las acometidas instaladas son # 10 de aluminio (5,26 mm²) la posible a instalar por cambio es la # 8 de aluminio (8,37 mm²), esta acción aporta una reducción de 11,45 kWh mensual (anexo. Nº48).

Acciones comerciales ejecutadas

Recuperación de la energía dejada de facturar por las siguientes causas.

- ✓ Un cliente en empate directo sin contrato
- ✓ Dos clientes en Empates directos facturados con estimados de consumo no actualizados
- ✓ Un Servicio del estatal mayor con fallo en la medición
- ✓ Clientes con variaciones de consumo facturados incorrectamente
- ✓ Dos clientes con CEE defectuoso facturados con promedio incorrecto.
- ✓ Dos clientes declarados en cero consumo con consumo de energía.
- ✓ Nueve clientes cometiendo fraude

En la tabla 3.4 se muestra el balance estimado de energía considerando la implementación de las propuestas de acciones técnicas viables a corto plazo y las acciones comerciales ejecutadas.

Tabla 3.4 Pérdidas de energía posterior a las acciones de mejora

MEJORAS	Componentes	ΔE (kWh)
Técnicas	Primario	140,70
	Transformadores	0,52
	Secundario	7298,05
	TOTAL	7439,27

Tabla 3.4 continuación.

ACCIONES	Procesos	Energía (kWh)
Comerciales		145,00
		289,00
	Medición	39,08
		16,33
		182,00
	Facturación	52,00
	Inspección	970,50
	TOTAL	1693,92

Teniendo en cuenta que el valor de la energía servida en el mes de noviembre 2021 es de 146 050 kWh se muestra en la tabla 3.5 el resultado de la mejora que se obtiene con las acciones técnicas viables a corto plazo y las acciones comerciales ejecutadas

Tabla 3.5 Comportamiento de las pérdidas (anterior y posterior de las acciones de mejora)

Tipo de Pérdidas	ΔE (anterior)		ΔE (posterior)		Variación	
	kWh/mes	%	kWh/mes	%	kWh/mes	%
Técnicas	15 893	10,9	8 454	5,8	7 439	5,1
Comerciales	5 321	3,6	3 627	2,5	1 694	1,1
Totales	21 214	14,5	12 081	8,3	9 133	6,2

La ejecución de las mejoras técnicas seleccionadas de conjunto a las acciones comerciales permiten reducir las pérdidas del circuito de 14,5 % a 8,3 % con una mejora del 6.2% quedando en niveles aceptables para la gestión, por consiguiente conduce a una reducción de las pérdidas económicas anuales de 87 676,80 CUP mejorando la gestión integral de la Empresa.

Paso 10. Evaluación económica

Resultados económicos

Para evaluar la afectación económica que provocan las pérdidas de energía en el circuito de distribución primaria alimentado desde la SE Baldozas 34,5/13,8 kV municipio Holguín para el mes de noviembre año 2021, se utiliza el precio promedio de venta del mes resultando de dividir la venta de energía entre la energía facturada resultando 0,8 CUP/kWh; la pérdida económica por este concepto es de 16 971,20 CUP/mes y las del año se estiman en 203 654,40 CUP.

Para valorizar las mejoras antes descritas se analizan los costos anuales asociados a las acciones comerciales ejecutadas se muestran en el anexo №49 y los costos asociados a las acciones técnicas propuestas a ejecutar se muestran en el anexo №50.

En la tabla 3.6 se muestran los resultados de la aplicación de la metodología comercial, a través de una valoración de la estimación de la energía recuperada a por acción, ingresos (Beneficios), gastos (costos) y la relación entre estas últimas variables.

Tabla 3.6 Valoración económica acciones comerciales por la relación (Beneficio /Costo)

PROCESO	CAUSAS	ENERGIA RECUPERADA (kWh)	BENEFICIO (CUP)	COSTO ESTIMADO (CUP)	BENEFICIO /COSTO
Medición	Solicitudes servicio	1740	973,80	385,82	2,52
	Empates directos	3468	22058,40	178,59	123,51
	Fallos de medición	469	85,15	96,34	0,88
Lectura y Facturación	Variaciones no investigadas	196	538,72	140,41	3,84
	Estimación de Consumo	2184	3483,00	169,93	20,50
	Ceros consumos	624	624,69	195,85	3,19
Inspección	Fraudes	11646	42535,07	3755,82	11,33
TOTAL		20327	70298,83	4922,77	14,28

La relación Beneficio/costo es mucho mayor que 1 indicando su factibilidad y su relación inversa indica que el total de gastos erogados se recuperan de forma inmediata.

En la tabla 3.7, se muestran los resultados de las acciones de mejoras técnicas propuestas, mediante una valoración de la energía recuperada por acción, ingresos (Beneficios), gastos de inversión (Costos) y la relación entre estas últimas variables.

La relación Beneficio/Costo para las acciones técnicas es mucho menor que 1 indicando que no es factible su ejecución a corto plazo y su relación inversa indica que el total de gastos erogados se recuperan en un periodo superior a los 8,6 años.

Tabla 3.7 Valoración económica propuesta de acciones técnicas por la relación (Beneficio /Costo)

SEGMENTO	ACCIONES(5)	ENERGIA RECUPERADA (kWh)	BENEFICIO (CUP)	COSTO ESTIMADO (CUP)	BENEFICIO /COSTO
Red primaria	Balanceo del circuito	1688,40	1350,72	4014,42	0,336
	Cambio de calibre	4066,80	3253,44	130651,45	0,025
Transformadores de distribución	Ajuste de capacidades	6,24	4,99	52226,84	0,000
Redes secundarias	Cambio de calibre	87576,55	70061,24	187921,32	0,373
Acometidas	Cambio de acometidas	137,40	109,92	71090,37	0,002
TOTAL			74780,31	445904,4	0,168

El balanceo del circuito primario con bajos costos y con un periodo de recuperación de 2,9 años se justifica su ejecución; así mismo el cambio de calibre secundario aun cuando tiene un alto costo su inversión por el aporte en la reducción de las pérdidas técnicas del circuito y un periodo de recuperación de 2,7 años se justifica su ejecución.

El cambio de calibre primario y el cambio de acometida por las características técnicas del circuito y los altos costos que requieren no se justifican ejecutarlos.

La adecuación de los bancos de transformadores introduce un gasto significativo sin mejoras significativas en la reducción de pérdidas, la decisión de su ejecución en este caso no es económica, es puramente técnica para evitar el daño de equipos y la afectación de los clientes.

En la tabla 3.8, se representan los resultados económicos considerando la ejecución de las acciones

técnicas viables más las acciones comerciales ejecutadas en cinco años.

Tabla 3.8 Resultados de la recuperación económica

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Acciones	CUP	CUP	CUP	CUP	CUP
Comerciales	70 299,00	70 298,83	70 298,83	70 298,83	70 298,83
Técnicas	71 412,00	71 411,96	71 411,96	71 411,96	71 411,96
Beneficios	141 711,00	141 710,79	141 710,79	141 710,79	141 710,79
Comerciales	4 922,77	0,00	0,00	0,00	0,00
Técnicas	191 935,74	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos	196 858,51	5 514,77	0,00	0,00	0,00
Ingresos	-55 147,72	86 563,07	141 710,79	141 710,79	141 710,79
					511 695,45

La combinación de las acciones comerciales y técnicas son factibles en su conjunto a partir del tercer año de su ejecución y aportan un beneficio a la empresa superior al medio millón de CUP en tan solo 5 años de implementadas.

Conclusiones del capítulo 3

1. El balance global de energía permite identificar el porcentaje de pérdidas de energía totales del mes de noviembre 2021, ascienden a 21 214 kWh/mes que representan el 14,53 % de la energía disponible del alimentador.
2. De la sumatoria de los segmentos que conforman las pérdidas técnicas se obtiene que se pierde 15 892,73 kWh/mes lo que representa el 10,89% de la energía suministrada y Las pérdidas comerciales calculadas son de 5321,27 kWh/mes y representan el 3,64 % de la energía suministrada.
3. De las 31, posibles causas de pérdidas no comerciales estudiadas se manifiestan siete, en la investigación incidiendo cinco de los seis procesos fundamentales de la actividad comercial, el fraude constituye la causa más representativa con el 39.9 % de la energía perdida seguido de los fallos de medición con el 17,1 %, la incorrecta facturación a ceros consumos con el 13,3 %, los empates directos con el 10,6 %, luego las variaciones de consumo no investigadas con él 7,2 %, los estimados incorrectos de consumo con el 6,7 % y por último pero no despreciable las solicitudes de servicio no atendidas con el 5,3 %. La energía recuperada en el mes es de 2 736 kWh/mes que representa una reducción del 1,87

% de las pérdidas comerciales totales, resultados que permiten afirmar que la solución al problema de investigación ha tenido resultados positivos.

4. Al evaluar la metodología basado en los resultados económicos esperados se identifica que no es factible la propuesta de ejecución de las acciones de mejoras técnicas relativas al cambio de calibre primario y cambio de las acometidas por su alto costo y discretos beneficios, además de no justificarse técnicamente; sin embargo el balanceo del circuito primario y el cambio de calibre secundario por su resultados económicos en un tiempo de recuperación aceptable de tres años es viable la ejecución; en cambio los resultados económicos corroboran las expectativas sobre la ejecución correcta, ordenada y planificada de acciones comerciales, se recuperan 20 327 kWh/año dejados de facturar en el año con un beneficio económico 66543,01 demostrando la viabilidad de ejecutar acciones que conlleven a detención y corrección de las PNT de energía. El resultado económico es consecuencia del trabajo técnico e investigativo por lo que de igual manera sustenta que los resultados alcanzados con la investigación son positivos.

CONCLUSIONES GENERALES

- ❖ Mediante la presente investigación se determinó que las causas principales que inciden en el incremento de las pérdidas comerciales en el municipio Holguín están relacionadas con el fraude que constituye la causa más representativa con el 39.9 % de la energía perdida seguido de los fallos de medición con el 17,1 %, la incorrecta facturación a ceros consumos con el 13,3 % y es sobre las mismas hacia donde deben dirigirse las principales acciones para lograr su reducción.
- ❖ En la propuesta para la mejora de la metodología de detección de pérdidas comerciales en el municipio Holguín, como nuevos elementos se introduce el focalizar las pérdidas por tipos a nivel de circuitos de distribución y determinar todas las causas incidentes, insertando al análisis modificaciones en la determinación de las pérdidas mediante fórmulas matemáticas simplificadas.
- ❖ Al evaluar las afectaciones técnicas y económicas que sufre la empresa eléctrica de Holguín se determinó que las pérdidas de energía en el circuito de distribución baldosas afectan en unos 203 654,40 CUP al año; la ejecución de las mejoras técnicas seleccionadas de conjunto a las acciones comerciales permiten reducir las pérdidas del circuito de 14,5 % a 8,3 % con una mejora del 6.2% quedando en niveles aceptables para la gestión, por consiguiente provoca una reducción de las pérdidas económicas anuales de 87 676,80 CUP mejorando la gestión integral de la Empresa.

RECOMENDACIONES

1. Continuar esta investigación hasta que pueda lograrse, con la aplicación de los resultados, alcanzar los valores aceptados que establece el Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de las pérdidas eléctricas.
2. Durante la continuación de la investigación, para garantizar la precisión de los resultados, introducir contadores de energía con tecnología AMR, al inicio de los alimentadores primarios para monitorear el comportamiento de su balance mensual de energía, en futuros estudios de pérdidas de energía.
3. Diseñar un modelo matemático que integre todos los procesos comerciales y que facilite mediante la simulación, el análisis para la detección y reducción de las pérdidas no técnicas.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.

1. Aguirre Hernández, D., Armijos Gallegos, H, Briones Zavala, M, Salcedo Guerrero, A. (2016). Plan estratégico de reducción de pérdidas comerciales de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A. EMELRIOS <https://www.researchgate.net/publication/28791484>
2. Alvarez Díaz, A. (2012). Automatización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara., (Tesis de Maestría), Universidad Central “Marta Abreu” Santa Clara, Las Villas-Cuba.
3. Álvarez Leyva, D. (2018). Análisis de las pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria Banes 1 mediante el uso de técnicas de minería de datos. (Tesis de Maestría), Facultad Metalurgia Electromecánica departamento de eléctrica. Moa-Cuba. <http://ninive.ismm.edu.cu>
4. Alexander Porras, j. (2014). Identificación de pérdidas en sistemas de energía mediante aplicación de técnicas de análisis y visualización de información., (Tesis de Maestría), Universidad EAFIT, Escuela de Ingeniería, Departamento de Informática y Sistemas. Quindío-Colombia.
5. Antmann, P. (2009) “Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector,” in *World Bank Group Energy Sector Strategy*. <http://siteresources.worldbank.org>
6. Aquino Paco, S. (2018). Aplicación de una metodología de reconfiguración de redes de distribución para reducir pérdidas resistivas en la línea, (Tesis de Maestría), universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. <https://repositorio.unsa.edu.pe>.
7. Arrastía, A. (2012). Generación Distribuida en Cuba: Cambio a un nuevo paradigma energético. Boletín Electrónico de CubaSí. Edición No. 293
8. Bravo de las Casas, M., Y. Ortuño Borroto, and Á. Hernández Álvarez. (2015). Reenganche automático en circuitos de distribución con generación distribuida; automatic reclosing in distribution circuits with distributed generation. Vol. 35
9. Blanco Vázquez J J. (2018). Determinación de pérdidas técnicas y no técnicas de los circuitos que derivan del transformador t1 de la S/E San Cristóbal (Tesis de grado) Tecnológico Nacional de México Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. México.
10. Castillo, E., & Pérez, A. (2012). Diseño de una Metodología para la reducción y control de Pérdidas de Energía utilizando índices sectorizados de Pérdidas en alimentadores

primarios para CNEL S.A. Regional El Oro. (Tesis de grado), Universidad de Cuenca, Ecuador. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/691>

11. Castillo Villacrés, H. P., Escobar Gonzáles, E. J. y Viteri Naranjo, B. C. (2020). Validación mediante criterio de expertos de proyecto de reforma al artículo 238 del Reglamento General de la Ley Orgánica de Transporte Terrestre, Tránsito y Seguridad Vial de Ecuador. *Estudios del Desarrollo Social: Cuba y América Latina*, 8.
12. Castro Luera, M & Florián Reyes, E R. (2016). Programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032 – 7ma. Sur, de la empresa Hidrandina S.A. – CHIMBOTE. (Tesis de grado) NUEVO CHIMBOTE - PERU
13. Cañar Olmedo, S. P. (2007). Cálculo Detallado de Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución Aplicado al Alimentador "Universidad" (Tesis de grado) Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador
14. Costa, M., Daví, D. y Trujillo, E. (2016). The economic impact of electricity losses. *Energy Economics*. Barcelona, España
15. Correa, W. A. (2016). Evaluación de los procedimientos en el diagnóstico de pérdidas de energía eléctrica implementados por EDEC S.A. (Tesis de grado Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Electrónica, Universidad Tecnológica y Pedagógica de Colombia). Tunja, Colombia.
16. Contreras, R. (2020). "Análisis de las tarifas del sector eléctrico: los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay", serie Recursos Naturales y Desarrollo, N° 199 (LC/TS.2020/146), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
17. Crespo Castro, N. (2018) Sistema para la mitigación de las perturbaciones que afectan la calidad de la energía., (Tesis de Maestría) en eficiencia energética. Pinar del Rio. <https://rc.edu.cu>
18. Chevarría Izarra, MF. (2017). Tratamiento tributario de las pérdidas de energía eléctrica: técnicas y no técnicas (Tesis de Maestría) en Tributación y Política Fiscal, Universidad de Lima – Perú
19. Daquilema Miranda L E. (1996) Metodologías para el control y reducción de pérdidas negras en un sistema eléctrico de distribución, aplicación a la empresa eléctrica Riobanba. (Tesis de grado). Escuela politécnica nacional de Ingeniería Eléctrica. Quito Ecuador.

20. Dután Amay, W.J. (2014). Pérdidas en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues (Tesis de Maestría) en Planificación y Gestión energéticas. Universidad de Cuenca., Cuenca-Ecuador <http://dspace.uccuenca.edu.ec/handle/123456789/20661>.
21. Ecologiaverde. (2020), Ariols E., ¿Cuáles son las fuentes de energía más utilizadas en el mundo?. <https://ecologiaverde.com>
22. Edison A.C. Neto, A. Coelho, J. (2013). Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system. Electric Power Systems Research.
23. Elnakat, A., & Gómez, J.D. (2015). Energy engenderment: an industrialized perspective assessing the importance of engaging women in residential energy consumption management. Energy Policy. (publications) <https://utsa.influent.utsystem.edu>
24. Elizalde, A. (2012). "Key Drivers and Economic Impact of Non-Technical Losses in Distribution Power Systems: Experiences in Latin America," in *Inter-American Development Bank*. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://www.usaee.org>
25. Fernández Vásquez M N. 2018., "Propuesta de plan de determinación y reducción de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador C-217 de la empresa electro norte S.A." (Tesis de grado) Universidad Nacional "Pedro Ruiz Gallo" LAMBAYEQUE – PERÚ
26. Freire Reasco F A. (2019). Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la S/E San Gabriel de la empresa eléctrica regional norte S. A. (Tesis de Grado) Universidad Técnica Del Norte Ibarra – Ecuador.
27. Gaibor Plúas, A., Benítez Astudillo, J A., Pincay Abril, O F., Márquez Coronel, A J. (2020) Análisis de costo beneficios de la implementación del sistema Smart Meter AMI en CNEL Unidad de Negocio Milagro Revista Universidad y Sociedad.
28. Galarza Chacón, LC. (2019) Estudio de causas incidentes en las pérdidas no técnicas en baja tensión de una empresa distribuidora de electricidad con alta demanda., (Tesis de Grado) de Ingeniero Eléctrico-Mecánica Universidad católica de Santiago Guayaquil - Ecuador
29. Giraldo de los Ríos, AF. (2018) Desarrollo y aplicación de la metodología BAGGING y ADABOOST para la detección de pérdidas no técnicas en el sistema de distribución de la empresa de energía de PEREIRA S.A. (Tesis de Maestría), Universidad tecnológica de PEREIRA.

30. Gómez López, J. M., Castán Luna, R., Montero Cervantes, J. C., & Meneses Ruiz, J., & García, J. (2015). Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín INEEL. <https://www.ineel.mx/boletin042015/tecni1>.
31. González Torres, F A. (2019). Estudio de causas incidentes en las pérdidas no técnicas en baja tensión de una empresa distribuidora de electricidad con alta demanda. (Trabajo de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial). Guayaquil - Ecuador
32. Global Electricity Review. (2021). translation-spanish.pdf., <https://ember-climate.org>
33. Guillén Bernal, L.G. (2015). Modelo integral para la reducción de pérdidas no técnicas de energía en la corporación nacional de electricidad CNEL EP), (Tesis de Maestría) en Sistemas Eléctricos de Potencia Cuenca – Ecuador.
34. HUB de Energía. (2020). Pérdidas de electricidad como porcentaje de la oferta total de electricidad., ABD .<https://hubenergía.org>.
35. Hinojosa Ortiz, MV. (1999). Estudio de la metodología para control y reducción de pérdidas sistema eléctrico de distribución de ciudad de IBARRA (tesis de grado). Escuela politécnico nacional .Quito
36. Hernández Pérez, M., Arroyo Figueroa, G., Santos Domínguez M., Rodríguez Ortiz, G., Escobedo Hernández, H. (2015). Modelo para detectar y prevenir pérdidas no técnicas en sistemas de distribución eléctrica con base en técnicas de minería de datos y redes bayesianas. Instituto Nacional de Electricidad y Energía Limpias. BIIE04, 2015. <https://www.ineel.mx/boletin040215/tecni2>
37. Jiménez, R., Serebrisky, T. y Mercado, J. (2014). Electricidad Perdida, Dimensionamiento de las pérdidas de electricidad en los sistemas de distribución en América Latina y el Caribe (Monografía del BID; 241)
38. Legorreta Hernández, C.A. (2009). Metodología para el análisis y Reducción de Pérdidas en Redes de distribución de Energía Eléctrica Carlos Alberto L. (Tesis de Maestría) Instituto Tecnológico de Monterrey, N.L. <https://repositorio.tec.mx>
39. Loma Iturralde, D.A. (2015). La empresa eléctrica pública de Guayaquil, EP, la recaudación y las pérdidas negras periodo 2010 - 2012” (Tesis de Maestría) Universidad de Guayaquil Facultad de ciencias económicas. Guayaquil – Ecuador.

40. Méndez González, J R. (2020). Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión. (Tesis de Maestría) Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, México.
41. Ministerio de Energía y Minas, Unión Eléctrica (MINEM). (2014). Manual de procedimientos UC-CG 0007 Rev. 03., La Habana, Cuba.
42. Munguía Aguilero JI. (2018). Aplicación y evaluación de las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión para redes de distribución de energía eléctrica de el salvador. (Tesis de Grado) Universidad de el Salvador facultad de ingeniería y arquitectura escuela de ingeniería eléctrica. República de El Salvador.
43. Murillo Arango, F. (2020). Reducción de pérdidas técnicas de energía en niveles de tensión 1 y 2 a partir de reconfiguración de transformadores usando una estrategia de búsqueda local (Tesis de Maestría) Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.
44. Ninantay Torres O. (2019). Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 QUENCORO–CUSCO – electro sur este S.A.A. (Tesis de maestría) Universidad nacional de San Agustín de Arequipa Arequipa Perú.
45. Ormaetxea. (2017). <http://www.expansion.com/latinoamerica/economia.html>.
46. Ortuño Borroto, Y & Villar Vázquez, G. (2021). Comportamiento de las pérdidas de energía con la conversión de circuitos de 4 kV a 13 kV. (Tesis de maestría). Universidad Central «Marta Abreu» de Las Villas. Villa Clara, Cuba.
47. Paricahua Pacori, R., & Fernández Huanca, G. (2017). Estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de Puno 2017. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Altiplano, Puno – Perú <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/7503>
48. Pascual, J.E. (2019). Diseño de investigación para la implementación de monitoreo remoto en transformadores de distribución, para mejorar la calidad del servicio eléctrico y aumento de la eficiencia energética. (Tesis de grado) Universidad de San Carlos. Guatemala.
49. Pérez Arriaga. (2013). Regulation of the Power Sector. Berlin. Springer (I.Ed.)
50. Pérez Maliuk. I & Laurencio Pérez. A, (2020). Metodología práctica, para la evaluación de pérdidas técnicas de potencia y energía, en sistemas de distribución. Empresa Eléctrica Holguín. Holguín Cuba.

51. Pinos Idrobo, J C; Pita Borbor, A L. (2017). Escenarios para la reducción de pérdidas técnicas en una empresa distribuidora de energía eléctrica. Un caso de estudio en el Ecuador. (Tesis de grado) Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil. Ecuador
52. Ramírez Castaño S. (2004). Redes de Distribución de Energía Universidad Nacional de Colombia Tercera Edición Manizales Colombia.
53. Santamaría Herranz, G and Castejon Oliva, A. (2009). in Electrotecnia “efecto joule”. Madrid
54. Salomón Luévano, C. (2020). Análisis de la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución (Tesis de Maestría) Instituto Tecnológico de ciudad Madero. México.
55. Sohn Associates Limited, (2009). “Electricity Distribution Systems Losses.” (A paper prepared for Ofgem). <http://www.ofgem.gov.uk>
56. Stanley Vest, S. J. (1957). Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems. Power Apparatus and Systems, vol 76.
57. Torres Hernández. (2015). Distribución de las pérdidas técnicas en la distribución de la energía eléctrica, en la zona del sur del municipio Sandino, Pinar del Rio. (Tesis de Maestría) Universidad de Pinar del Rio Hermanos Zaís Montes de Oca. <https://rc.upr.edu.cu/jspui/handle/DICT/3192>.
58. Trejos Ramírez, RD. (2014). Metodología para la Detección de pérdidas no técnicas en sistemas de distribución utilizando métodos de minería de datos, (Tesis de Maestría) Universidad tecnológica de Pereira. PEREIRA.
59. Vásquez, R. (2019). Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de infraestructura eléctrica y urbana existente. Escuela Politécnica Nacional. Quito
60. Viegas J., Esteves P R., Melício R., Mendes V. M. F., Vieira S M. (2017). Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: a review IDMEC, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal Universidade de Evora, Portugal C-MAST, Centre for Mechanical and Aerospace Sciences and Technology, Portugal.
61. Villanueva Huancollo KH. (2020). Cuantificación de las pérdidas no técnicas en el proceso de distribución de energía eléctrica en baja tensión del sector MAJES SIGUAS (Tesis de grado) Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa AREQUIPA– PERÚ.

62. Yero Peña, W. (2015). Libro memorias de la electricidad en Holguín 1908- 2001.Editorial Holguín.
63. Yujra Flores, A. Y. (2019). Evaluación de pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko - Madre de Dios perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.A. (tesis de grado). Universidad Nacional del Altiplano, Puno.Anexo Nº:1 Niveles referenciales de pérdidas por subsistema.

Anexo Nº:1 Niveles referenciales de pérdidas por subsistema

Subsistema	Porcentaje de pérdidas	
	Deseable	Tolerable
Transmisión	1.4	2.1
Subtransmisión	2.0	3.0
Distribución	3.2	4.9
Total	6.6	10

Primarios	1.75	3.5
Transformadores de distribución y circuitos secundarios	2.5	5.0

Fuente: Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas.

Anexo Nº:2. Factor A para cada número de consumidores. (Vest, 1957)

No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A
		41	53,40	105	122	310	325	820	832
		42	54,50	110	128	320	335	840	853
		43	55,50	115	133	330	344	860	873
		44	56,70	120	138	340	354	880	891
5	9,49	45	57,90	125	143	350	364	900	911
6	10,60	46	59,00	130	148	360	373	920	931
7	12,10	47	60,20	135	153	370	383	940	951
8	13,50	48	61,40	140	159	380	393	960	972
9	14,80	49	62,40	145	163	390	403	980	992
10	16,10	50	63,50	150	168	400	412	1000	1010
11	17,40	51	64,7	155	173	410	422	1050	1059
12	18,70	52	65,7	160	178	420	432	1100	1108
13	20,10	53	66,7	165	183	430	442	1150	1157
14	21,40	54	68	170	188	440	452	1200	1207
15	22,70	55	69	175	193	450	462	1250	1258
16	24,00	56	70,2	180	198	460	472	1300	1304
17	25,30	57	71,2	185	203	470	481	1350	1353
18	26,60	58	72,3	190	208	480	491	1400	1400
19	27,80	59	73,6	195	213	490	501	1450	1450
20	29,20	60	74,5	200	218	500	512	1500	1500
21	30,40	62	76,7	205	223	510	522	1600	1600
22	31,70	64	78,9	210	228	520	532	2000	2800
23	32,80	66	81,1	215	233	530	542	2400	2400
24	33,90	68	83,2	220	238	540	551	2800	2800
25	34,90	70	85,4	225	243	550	561	3200	3200
26	36,00	72	87,0	230	247	560	571	3600	3600
27	37,20	74	89,7	235	252	570	582	4000	4800
28	38,90	76	91,8	240	257	580	592	4400	4400
29	39,50	78	93,9	245	262	590	601	4800	4800
30	40,70	80	96	250	267	600	612	5200	5200
31	41,90	82	98,3	255	272	620	631	5500	5500
32	43,10	84	100	260	276	640	652	6000	6800
33	44,30	86	102	265	282	660	672	6500	6500
34	45,40	88	104	270	287	680	692	7000	7800
35	46,60	90	107	275	291	700	713	7500	7500

Anexo №3

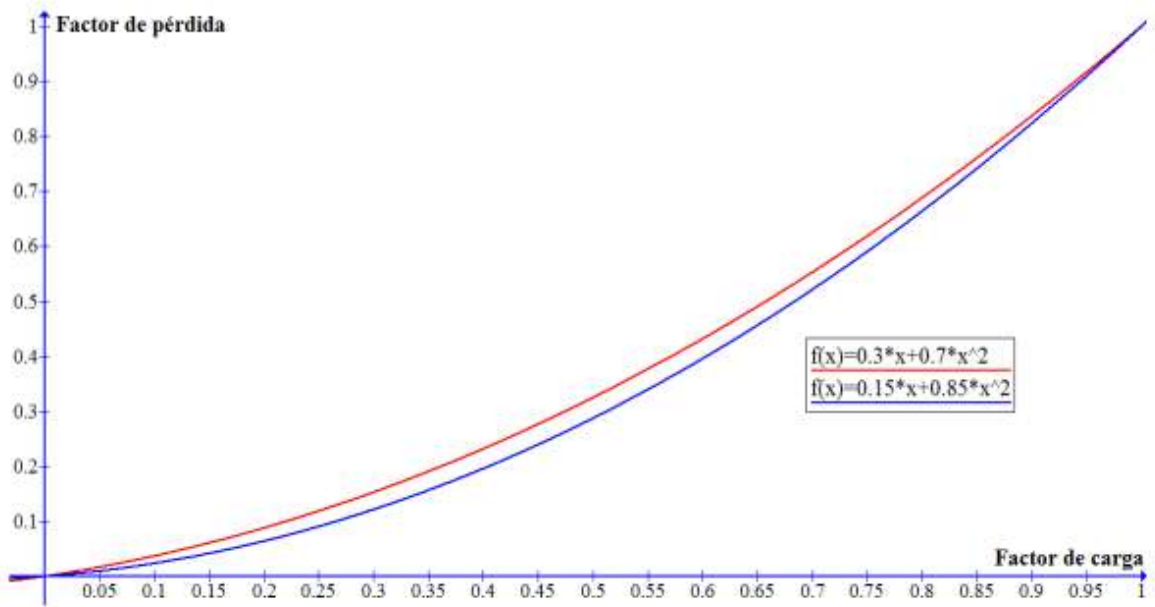


Figura: 1. Factor de carga vs factor de pérdida para valores típicos de x = 0.85 y x = 0.7.

Anexo Nº4. Catálogo de datos para conductores

Aluminio (ACSR)							
mm ² A	D mm ²	R (Ohm/km)		I max (A)	GMR (mm)	Xaa (1m) (Ohm/km)	
		DC 25	AC 50°				
35	8,4	0,789	0,916	107	7,76		0,478
50	9,6	0,603	0,700	128	1,76		0,478
70	11,4	0,428	0,496	160	1,80		0,476
95	13,5	0,306	0,357	198	1,81		0,476
120	15,2	0,249	0,292	256	2,08		0,465
150	17,0	0,198	0,227	299	2,44		0,453
185	19,0	0,162	0,184	349	3,29		0,431
240	21,6	0,124	0,143	417	8,74		0,357
Aluminio AAAC							
mm ² A	D mm ²	R (Ohm)/km		I max (A)	GMR (mm)	AWG (MCM)	Xaa (1m) (Ohm/km)
		DC 20°	AC 75°				
21,15	5,88	1,36	1,66	138	2,11	4	0,464
24,67	6,36	1,36	1,62	143	4,95	48,7	0,399
33,63	7,42	0,85	1,04	185	2,67	2	0,446
39,25	8,02	0,85	1,02	191	6,25	77,5	0,382
53,51	9,36	0,54	0,66	247	3,37	1,0	0,429
62,48	10,11	0,54	0,64	256	7,87	123,3	0,365
67,44	10,51	0,43	0,52	286	3,78	2,0	0,420
78,74	11,35	0,42	0,51	296	8,84	155,4	0,356
85,03	11,80	0,34	0,41	331	4,25	3,0	0,411
99,16	12,74	0,34	0,40	342	9,92	195,7	0,347
107,2	13,25	0,27	0,33	383	4,77	4/0	0,403
125,10	14,31	0,27	0,32	395	11,14	246,9	0,339
126,7	14,40	0,23	0,28	425	0,28	520	0,395
135,2	14,88	0,21	0,26	443	5,35	266,8	0,394
152,0	15,96	0,19	0,23	478	5,74	300,0	0,389
158,50	16,29	0,21	0,25	460	12,70	312,8	0,333
170,5	16,92	0,17	0,21	513	6,10	336,4	0,384
177,3	17,23	0,16	0,20	526	6,20	350,0	0,383
199,9	18,30	0,168	0,20	532	14,25	394,5	0,320
235,8	19,88	0,140	0,170	590	15,48	465,4	0,314
283,5	21,79	0,12	0,14	663	16,97	559,5	0,307
330,6	25,53	0,10	0,12	729	19,88	625,4	0,295

Anexo № 5. Portadores energéticos del municipio Holguín

Portador	UM	Valor	%
Gasolina Total	Tcc	3545,30	1,50
Diésel total	Tcc	33 528,49	14,18
GLP Total	Tcc	996,54	0,42
Fuel Oil Total	Tcc	5711,85	2,42
Energía Eléctrica	Tcc	192 729,35	81,49
Total	Tcc	236 511,52	100

Anexo № 6. Composición técnica del sistema eléctrico del municipio Holguín

Segmentos de la red	Cantidad						Potencia instalada		
	Bancos Transformadores			Transformadores (U)			MVA		
Transformadores de distribución	3 940			4 507			214		
Transmisión (110 kV)	3			4			100		
	Propio	Tercero	Total	Propio	Tercero	Total	Propio	Tercero	Total
Subestaciones (S/E) 33 kV	26	3	29	36	3	39	202,05	6,76	208,81

Segmentos de la red	Cantidad de Líneas (km)		Cantidad de circuitos (U)
	Transmisión (110 kV)	68,05	
Subtransmisión	181,64	11	
Distribución primaria	821,94	32	
Secundarias	934,86	3 426	
Total	2 006,49	3 475	

Anexo №7.Composición del mercado en el municipio Holguín Noviembre 2020-2021

	Distribución de los clientes por sectores					
	Total		Sector residencial		Sector no residencial	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Holguín						
Municipio	129 408	129 920	124 219	124 110	5 189	5 810
Provincia	378 946	380 204	359 525	359 357	10 827	12 310

	Consumo por sector					
	Total		Sector residencial		Sector no residencial	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Holguín						
Municipio	34 223	33 754	23 793	23 357	10 431	10 398
Provincia	99 253	99 269	66 590	58 357	32 662	40 912

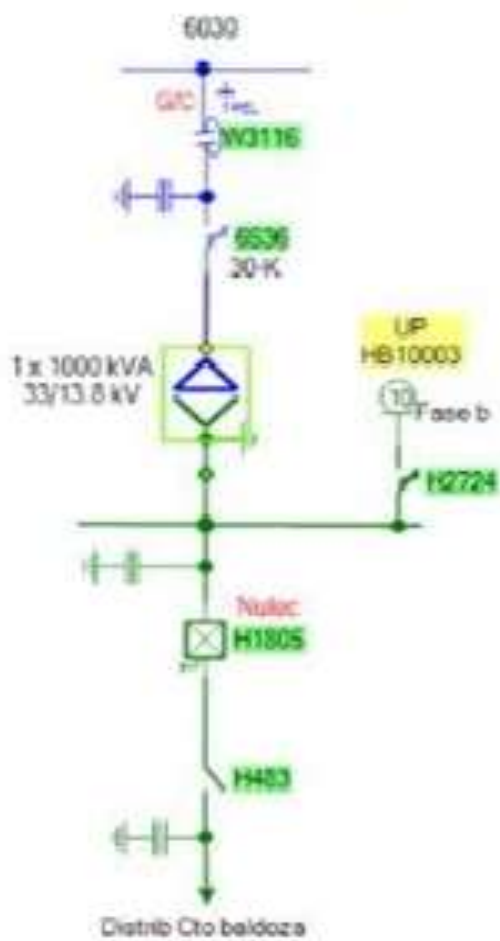
Anexo № 8 Segmentación de las pérdidas por municipio año 2020

Municipio	Energía Total MWh/año	Resumen de Pérdidas por Municipio en unidades										
		Lineas de 33 kV		Distribución		Secundarias	Acom	M/C	Otras	Técnicas	No Técnicas	Totales
		DE líneas	DE trafo	DE líneas	DE trafo	DE	DE	DE	DE	DE	Totales	Totales
MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	MWh/año	
Antilla	16890.00	25.01	68.46	118.47	289.06	72.16	63.33	31.01	33.37	700.90	272.10	973.00
Moa	90069.00	1413.07	1044.84	144.69	2027.28	596.80	166.60	163.04	555.63	6112.00	3131.00	9242.90
Mayarí	111857.00	3230.18	1246.54	1594.94	831.68	1019.51	437.64	214.22	857.47	9432.20	6293.10	15725.30
Cacocum	39056.80	455.40	371.94	802.96	185.95	273.17	191.34	17.98	229.87	2528.60	1592.60	4121.20
Gibara	88151.10	962.52	740.62	1427.88	2037.79	648.74	372.88	183.00	637.34	7010.80	2522.70	9533.50
Calixto	44227.10	1015.55	278.01	1330.76	1234.28	675.35	291.35	32.63	485.79	5343.70	1557.30	6901.00
Urbano	47029.10	212.19	1174.38	701.34	1081.12	260.80	208.52	102.05	374.04	4114.40	2121.00	6235.50
Báguanos	45128.40	411.05	556.94	540.26	1100.68	503.17	250.83	122.73	348.57	3834.20	423.80	4258.00
Cueto	30410.52	940.75	403.18	282.14	711.91	209.42	166.53	81.47	279.54	3075.00	856.50	3931.40
Frank	19263.63	146.45	456.23	159.27	419.26	39.04	12.91	12.26	124.54	1370.00	260.60	1630.50
Holguín	507827.20	7481.91	2011.77	5601.14	7438.94	1473.05	1710.16	836.93	2655.39	29209.30	33414.10	62623.40
Sagua	34487.70	712.10	464.44	1318.33	805.56	302.37	196.26	96.10	389.52	4284.70	1507.20	5791.90
Banes	68015.40	554.59	567.59	757.39	1198.45	667.80	330.07	161.53	423.74	4661.20	1532.10	6193.30
Freyre	91076.10	438.67	714.46	619.21	1125.09	1096.10	320.56	156.80	447.09	4918.00	919.20	5837.20
Provincia	1233289.10	17999.50	10099.40	15398.80	20487.10	7837.50	4719.00	2211.80	7841.90	86594.80	56403.30	142998.10

Municipio	Energía Total MWh/año	Resumen de Pérdidas por Municipio en %										
		Lineas de 33 kV		Distribución		Secundarias	Acom	M/C	Otras	Totales	No Técnicas	Totales
		DE línea	DE trafo	DE línea	DE trafo	DE	DE	DE	DE	DE	Totales	Totales
MWh/año	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
Antilla	16890.0	0.15	0.41	0.71	1.73	0.43	0.38	0.19	0.20	4.20	1.63	5.83
Moa	90069.0	1.57	1.16	0.16	2.25	0.66	0.18	0.18	0.62	6.79	3.48	10.26
Mayarí	111857.0	2.89	1.11	1.43	0.74	0.91	0.39	0.19	0.77	8.43	5.63	14.06
Cacocum	39056.8	1.17	0.95	2.06	0.48	0.70	0.49	0.05	0.59	6.47	4.08	10.55
Gibara	88151.1	1.09	0.84	1.62	2.31	0.74	0.42	0.21	0.72	7.95	2.86	10.81
Calixto	44227.1	2.30	0.63	3.01	2.79	1.53	0.66	0.07	1.10	12.08	3.52	15.60
Urbano	47029.1	0.45	2.50	1.49	2.30	0.55	0.44	0.22	0.80	8.75	4.51	13.26
Báguanos	45128.4	0.91	1.23	1.20	2.44	1.11	0.56	0.27	0.77	8.50	0.94	9.44
Cueto	30410.5	3.09	1.33	0.93	2.34	0.69	0.55	0.27	0.92	10.11	2.82	12.93
Frank	19263.6	0.76	2.37	0.83	2.18	0.20	0.07	0.06	0.65	7.11	1.35	8.46
Holguín	507827.2	1.47	0.40	1.10	1.46	0.29	0.34	0.16	0.52	5.75	6.58	12.33
Sagua	34487.7	2.06	1.35	3.82	2.34	0.88	0.57	0.28	1.13	12.42	4.37	16.79
Banes	68015.4	0.82	0.83	1.11	1.76	0.98	0.49	0.24	0.62	6.85	2.25	9.11
Freyre	91076.1	0.48	0.78	0.68	1.24	1.20	0.35	0.17	0.49	5.40	1.01	6.41
Provincia	1233289.1	1.46	0.82	1.25	1.66	0.64	0.38	0.18	0.64	7.02	4.57	11.59

Anexo №9 Esquema monolineal de la SE Baldozas con medición a través de Reconector NuLec.

S/E Baldozas OE.647



Anexo Nº 10. Descarga del Nulec en Sub Estación Baldozas (Muestra del día 16)

Fecha	Hora	Mean labc	la	lb	lc	le	kW	kVA	kVAR	Power Factor	Vi a-b	Vi b-c	Vi c-a	Vi a	Vi b	Vi c	Auxiliary Supply	Battery Voltage
16/11/2021	0:00	9	4	6	17	12	186	210	98	0.88	13294	13275	13256	0	0	0	34,7	0,1
16/11/2021	0:15	9	4	6	17	12	184	207	94	0.89	13246	13226	13214	0	0	0	34,6	0,1
16/11/2021	0:30	9	5	7	17	11	190	213	95	0.89	13185	13171	13151	0	0	0	34,5	0,1
16/11/2021	0:45	10	5	7	17	10	201	225	101	0.89	13168	13160	13127	0	0	0	34,4	0,1
16/11/2021	1:00	9	5	7	16	10	189	211	93	0.89	13204	13207	13178	0	0	0	34,5	0,1
16/11/2021	1:15	8	4	6	16	11	173	193	85	0.89	13194	13175	13170	0	0	0	34,5	0,1
16/11/2021	1:30	9	5	6	15	10	179	201	90	0.89	13193	13199	13170	0	0	0	34,5	0,1
16/11/2021	1:45	9	5	7	16	9	184	207	93	0.88	13259	13259	13235	0	0	0	34,7	0,1
16/11/2021	2:00	9	4	6	15	9	179	200	88	0.89	13245	13238	13213	0	0	0	34,7	0,1
16/11/2021	2:15	8	4	5	15	11	166	182	77	0.9	13331	13331	13318	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	2:30	8	4	6	15	10	167	183	74	0.91	13337	13340	13327	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	2:45	8	3	6	15	10	165	181	75	0.91	13310	13304	13305	0	0	0	34,9	0,1
16/11/2021	3:00	8	3	5	14	10	161	179	79	0.89	13378	13374	13366	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	3:15	8	3	5	14	10	158	176	77	0.9	13392	13403	13398	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	3:30	8	3	5	14	10	158	175	76	0.9	13446	13430	13429	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	3:45	8	3	5	14	10	156	174	77	0.89	13393	13390	13387	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	4:00	7	3	5	14	10	156	174	77	0.89	13424	13420	13424	0	0	0	35,1	0,1

16/11/2021	4:15	7	3	5	14	10	156	174	77	0.89	13442	13419	13422	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	4:30	7	3	5	14	10	153	170	75	0.89	13433	13422	13425	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	4:45	7	3	5	14	10	152	170	76	0.89	13415	13418	13424	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	5:00	7	3	5	14	10	151	170	78	0.88	13497	13485	13495	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	5:15	7	3	5	14	10	153	171	77	0.89	13460	13445	13454	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	5:30	7	3	5	13	9	149	166	73	0.89	13475	13465	13479	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	5:45	7	3	5	13	9	147	163	71	0.9	13475	13466	13479	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	6:00	7	3	5	13	9	149	167	76	0.89	13535	13526	13546	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	6:15	7	3	5	13	9	150	168	76	0.89	13537	13526	13546	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	6:30	7	3	6	13	9	150	167	72	0.9	13508	13508	13528	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	6:45	7	3	5	13	9	148	164	71	0.9	13485	13469	13501	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	7:00	7	3	5	13	9	145	164	76	0.88	13498	13470	13509	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	7:15	7	3	5	13	9	148	167	79	0.88	13558	13526	13581	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	7:30	7	3	5	13	9	151	170	79	0.88	13484	13457	13516	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	7:45	7	3	5	14	10	153	171	76	0.89	13578	13551	13598	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	8:00	8	4	5	14	10	159	178	80	0.89	13687	13654	13702	0	0	0	35,5	0,1
16/11/2021	8:15	8	4	5	14	10	160	178	78	0.89	13720	13696	13735	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	8:30	8	4	5	15	11	173	193	85	0.89	13671	13643	13694	0	0	0	35,5	0,1
16/11/2021	8:45	8	4	6	15	11	172	195	90	0.88	13578	13551	13617	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	9:00	8	4	6	15	11	174	194	85	0.89	13587	13573	13633	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	9:15	7	4	5	13	10	160	176	72	0.91	13659	13649	13726	0	0	0	35,4	0,1

16/11/2021	9:30	8	4	5	14	10	163	181	78	0.9	13681	13661	13734	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	9:45	9	5	7	15	10	182	213	104	0.86	13583	13578	13654	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	10:00	9	5	7	14	8	187	210	95	0.89	13570	13584	13681	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	10:15	9	6	8	14	6	194	219	102	0.88	13576	13598	13698	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	10:30	12	9	11	15	6	233	273	138	0.85	13525	13482	13615	0	0	0	34,9	0,1
16/11/2021	10:45	13	10	12	16	5	254	296	146	0.85	13474	13405	13504	0	0	0	34,8	0,1
16/11/2021	11:00	14	10	13	17	5	275	315	152	0.87	13370	13367	13400	0	0	0	34,8	0,1
16/11/2021	11:15	13	9	13	18	7	264	308	158	0.85	13311	13367	13322	0	0	0	34,8	0,1
16/11/2021	11:30	13	9	13	17	6	265	304	149	0.87	13358	13421	13365	0	0	0	34,7	0,1
16/11/2021	11:45	14	10	14	18	6	281	326	165	0.86	13383	13444	13384	0	0	0	34,6	0,1
16/11/2021	12:00	14	9	14	18	7	273	321	170	0.84	13476	13502	13478	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	12:15	15	10	15	20	9	299	347	176	0.86	13579	13576	13574	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	12:30	15	10	15	19	6	298	347	177	0.85	13604	13606	13582	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	12:45	14	10	15	17	6	286	331	165	0.86	13569	13567	13548	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	13:00	12	7	13	16	7	239	287	159	0.83	13658	13652	13631	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	13:15	14	10	15	17	6	277	337	188	0.82	13640	13636	13599	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	13:30	16	12	16	21	7	339	386	186	0.87	13703	13685	13649	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	13:45	15	9	15	20	9	303	349	173	0.86	13771	13736	13716	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	14:00	13	9	13	18	9	275	317	158	0.86	13745	13716	13696	0	0	0	35,7	0,1
16/11/2021	14:15	14	9	14	18	8	283	325	159	0.87	13723	13681	13659	0	0	0	35,5	0,1
16/11/2021	14:30	12	7	11	16	8	240	280	143	0.85	13835	13821	13780	0	0	0	35,9	0,1

16/11/2021	14:45	12	7	11	17	9	235	276	143	0.84	13762	13746	13697	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	15:00	11	7	11	16	8	229	267	135	0.85	13775	13764	13719	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	15:15	13	10	12	18	7	270	311	153	0.86	13711	13709	13646	0	0	0	35,3	0,1
16/11/2021	15:30	13	9	11	17	7	259	296	144	0.87	13633	13626	13571	0	0	0	35,1	0,1
16/11/2021	15:45	13	9	11	17	7	257	294	143	0.87	13610	13592	13547	0	0	0	35,0	0,1
16/11/2021	16:00	14	10	14	18	6	274	319	158	0.86	13562	13550	13506	0	0	0	34,8	0,1
16/11/2021	16:15	14	10	14	18	6	297	335	153	0.88	13591	13592	13531	0	0	0	34,8	0,1
16/11/2021	16:30	15	11	14	19	7	315	353	158	0.89	13942	13937	13881	0	0	0	35,5	0,1
16/11/2021	16:45	14	11	14	18	5	302	343	160	0.88	13812	13812	13750	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	17:00	13	9	14	16	5	274	313	150	0.87	13805	13796	13759	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	17:15	12	8	12	16	6	254	288	135	0.88	13804	13784	13744	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	17:30	13	10	13	17	5	274	313	151	0.87	13792	13782	13727	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	17:45	13	8	12	17	7	258	299	150	0.86	13785	13773	13726	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	18:00	13	8	13	18	7	267	306	150	0.87	13763	13731	13688	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	18:15	12	6	11	17	8	239	274	134	0.87	13733	13705	13674	0	0	0	35,3	0,1
16/11/2021	18:30	10	6	10	15	7	222	249	112	0.89	13717	13713	13667	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	18:45	12	8	12	17	5	259	290	128	0.89	13690	13689	13643	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	19:00	12	8	11	17	7	260	288	122	0.9	13703	13709	13658	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	19:15	11	7	9	18	9	240	268	118	0.89	13803	13796	13746	0	0	0	35,5	0,1
16/11/2021	19:30	10	6	8	17	10	219	245	109	0.89	13782	13769	13730	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	19:45	11	7	8	17	8	233	257	108	0.9	13755	13734	13699	0	0	0	35,5	0,1

16/11/2021	20:00	11	6	8	19	12	234	260	113	0.89	13722	13714	13668	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	20:15	11	7	7	18	13	233	259	110	0.9	13771	13740	13725	0	0	0	35,8	0,1
16/11/2021	20:30	12	8	8	21	15	260	288	120	0.9	13788	13753	13731	0	0	0	35,8	0,1
16/11/2021	20:45	12	7	7	21	15	249	277	117	0.9	13702	13672	13646	0	0	0	35,4	0,1
16/11/2021	21:00	11	7	7	21	15	242	270	117	0.89	13627	13606	13569	0	0	0	35,3	0,1
16/11/2021	21:15	11	7	8	20	13	238	271	128	0.88	13727	13706	13678	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	21:30	11	6	7	19	13	223	256	124	0.87	13834	13804	13783	0	0	0	35,8	0,1
16/11/2021	21:45	10	6	7	19	14	215	246	119	0.87	13841	13800	13783	0	0	0	35,8	0,1
16/11/2021	22:00	10	5	7	18	13	206	237	117	0.86	13782	13751	13725	0	0	0	35,7	0,1
16/11/2021	22:15	10	5	6	18	13	202	233	114	0.86	13735	13715	13683	0	0	0	35,6	0,1
16/11/2021	22:30	10	5	6	18	13	204	231	108	0.88	13640	13620	13608	0	0	0	35,3	0,1
16/11/2021	22:45	10	5	7	18	13	203	229	107	0.88	13627	13607	13606	0	0	0	35,3	0,1
16/11/2021	23:00	10	5	7	17	11	204	232	109	0.88	13627	13606	13606	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	23:15	11	6	8	17	9	220	248	114	0.88	13608	13606	13591	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	23:30	10	6	7	18	10	217	244	112	0.89	13632	13616	13593	0	0	0	35,2	0,1
16/11/2021	23:45	10	5	7	17	11	202	230	110	0.87	13637	13620	13595	0	0	0	35,3	0,1

**Anexo № 11 Resumen de facturación en las rutas asociadas a los bancos del circuito
“Baldozas”**

Bancos	Rutas	Clientes	Facturación
HB1178	2	1	10 913
HB1179	28	17	2 570
HB1180	2	1	12 114
HB1181	28	38	7 041
HB1182	2	1	19 373
HB1183	2	1	2 029
HB1184	53	89	13 569
HB1185	26	24	5 055
	53	48	9 067
HB1186	26	43	7 739
HB1187	26	25	3 451
HB1891	2	1	430
HB2590	53	16	2 404
HB3042	26	34	4 884
HB3155	26	43	6 727
	53	28	4 547
HB3370	28	64	10 255
HB3462	2	1	2 668
Total general		475	124 836

Anexo № 12 Características de los bancos de transformadores asociados al circuito “Baldozas”.

Banco	S.inst	kVA	Salida	voltaje salida	Conexión	Monofásico / Trifásico	Fase
HB1178	667	333	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada	Trifásico	A
HB1178		167	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada		C
HB1178		167	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada		B
HB1179	25	15	secundario	0,24	estrella deltha cerrada	Trifásico	B
HB1179		10	secundario	0,24	estrella deltha cerrada		A
HB1180	150	100	secundario	0,24	estrella deltha cerrada	Trifásico	A
HB1180		50	secundario	0,24	estrella deltha cerrada		C
HB1181	50	50	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	B
HB1182	75	50	exclusivo	0,24	Estrella deltha abierta	Trifásico	C
HB1182		25	exclusivo	0,24	Estrella deltha abierta		A
HB1183	100	50	exclusivo	0,24	Estrella deltha abierta	Trifásico	C
HB1183		50	exclusivo	0,24	Estrella deltha abierta		A
HB1184	50	50	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	B
HB1185	50	50	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	B
HB1186	40	25	secundario	0,24	Estrella deltha abierta	Trifásico	C
HB1186		15	secundario	0,24	Estrella deltha abierta		A
HB1187	25	25	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	C
HB1891	150	50	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada	Trifásico	A
HB1891		50	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada		B
HB1891		50	exclusivo	0,24	estrella deltha cerrada		C
HB2590	50	50	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	A
HB3042	15	15	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	C
HB3155	50	50	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	C
HB3370	37.5	37,5	secundario	0,24	monofásico	Monofásico	A
HB3462	200	75	secundario	0,48	estrella deltha cerrada	Trifásico	A
HB3462		75	secundario	0,48	estrella deltha cerrada		B
HB3462		50	secundario	0,48	estrella deltha cerrada		C

Anexo №13. Pérdidas de cobre y en vacío normalizadas, mínimas requeridas para los transformadores de distribución.

Pérdidas promedio de los transformadores de acuerdo a su capacidad (Monofásicos)		
kVA	P _{FE} (kW)	P _{CU} (kW)
5	0.046	0.107
10	0.065	0.180
15	0.084	0.251
25	0.115	0.389
37.5	0.162	0.487
50	0.199	0.626
75	0.269	0.882
100	0.332	1.185
167	0.482	1.893
250	0.660	2.802
333	0.83	3.587

Pérdidas promedio de los transformadores de acuerdo a su capacidad (Trifásicos)		
kVA	P _{CU} (kW)	P _{FE} (kW)
25	0.553	0.230
37.5	0.718	0.259
40	0.860	0.263
50	1.125	0.268
63	1.170	0.285
75	1.306	0.443
100	1.771	0.468
150	2.218	0.813
200	2.738	1.143
300	4.206	1.349
400	5.803	1.457
500	6.883	1.484
630	7.736	1.531
750	9.925	2.237
800	10.340	2.300
1000	11.115	2.594
1250	15.520	2.705
1600	16.587	3.174
2000	23.95	3.649
2500	23.100	5.175
3200	37.000	11.500
10000	65.000	14.500
25000	120.000	27.000
27000	120.000	27.000
40000	175.000	39.500
63000	302.000	68.000

Fuente: Manual de consumidores UC-CG 0004 revisión 12

Anexo Nº 14. Pérdidas internas según catálogo de los contadores de energía electrónicos

Contadores de energía electrónicos		
N Fases	Pérdida en la bobina de corriente	Pérdida en la bobina de potencial
1f	0.02	0.80
2f	0.04	1.00
3f	0.09	1.80

Fuente: Manual del laboratorio de contadores de energía.

Anexo № 15. Distribución de clientes y energía por acometidas en el circuito de distribución “Baldozas”

Código	Energía Facturada (kWh)			Clientes		
	Total	120 V	240 V	120 V	240 V	Total
HB1179	2 570	1 519	1 051	13	4	17
HB1181	7 041	3 916	3 125	23	15	38
HB1184	13 569	8 697	4 872	61	28	89
HB1185	14 122	8 479	5 643	45	27	72
HB1186	7 739	3 139	4 600	22	21	43
HB1187	3 451	1 118	2 333	10	15	25
HB2590	2 404	1 576	828	11	5	16
HB3042	4 884	1 047	3 837	10	24	34
HB3155	11 274	6 277	4 997	44	27	71
HB3370	10 255	7 215	3 040	48	16	64
Total	77 309	42 983	34 326	287	182	469

Anexo № 16. Datos técnicos de las acometidas en el alimentador “Baldozas”

Código	Resistividad del Aluminio ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)	Longitud promedio de la acometida, (m)	Sección mm^2	Tensión acometidas U (110 V)	Tensión acometidas U (240 V)
HB1179	0.028	30	5.26	120	240
HB1181	0.028	30	5.26	120	240
HB1184	0.028	30	5.26	120	240
HB1185	0.028	30	5.26	120	240
HB1186	0.028	30	5.26	120	240
HB1187	0.028	30	5.26	120	240
HB2590	0.028	30	5.26	120	240
HB3042	0.028	30	5.26	120	240
HB3155	0.028	30	5.26	120	240
HB3370	0.028	30	5.26	120	240
Total					

Anexo No 17 . Tipos de contadores de energía instalados

Medición Directa Servicio Bifásico Residencial / Conexión Delta	
CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA Tipo: CHINT Modelo: DDS686 Voltaje: 220 V Amperaje: 20-100 A Fabricación: China Principio de Funcionamiento: Pulsos Electrónicos Comunicación: Infrarrojo Registro: Energía Activa	
	

Medición Directa Servicio Bifásico Residencial / Conexión Estrella	
CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA Marca: CHINT Modelo: DTS634 Voltaje: 2X120/208 V Amperaje: 2X10-40 A Fabricación: China Principio de Funcionamiento: Pulsos Electrónicos Comunicación: Infrarrojo Registro: Potencia Activa	

Medición Directa Servicio Bifásico Residencial / Conexión Delta	
CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA Tipo: CHINT Modelo: DDS686 Voltaje: 220 V Amperaje: 20-100 A Fabricación: China Principio de Funcionamiento: Pulsos Electrónicos Registro: Energía Activa	
	

Cee Multifuncion P200T
 Fabricante: China.
 Tensión : Multirango 57.5 – 100 V
 240 – 415 V.
 Corriente : 5 A.
 Frecuencia : Automática 50 o 60 Hz.
 Precisión : Energía activa clase 1
 Energía reactiva clase 2.
 Batería : Lítio 10 años.

Comunicación : Óptico, puerto serie RS485

Anexo No 18 . Medición instalada a la salida del alimentador Baldozas

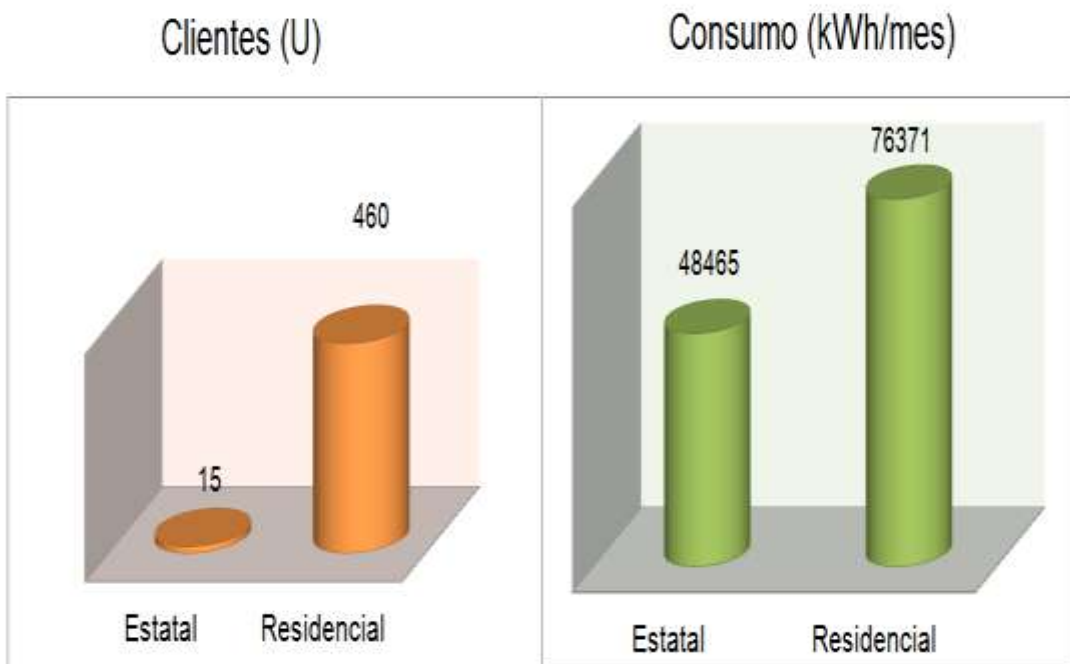


Reconectores Nu-Lec tipo PTCC

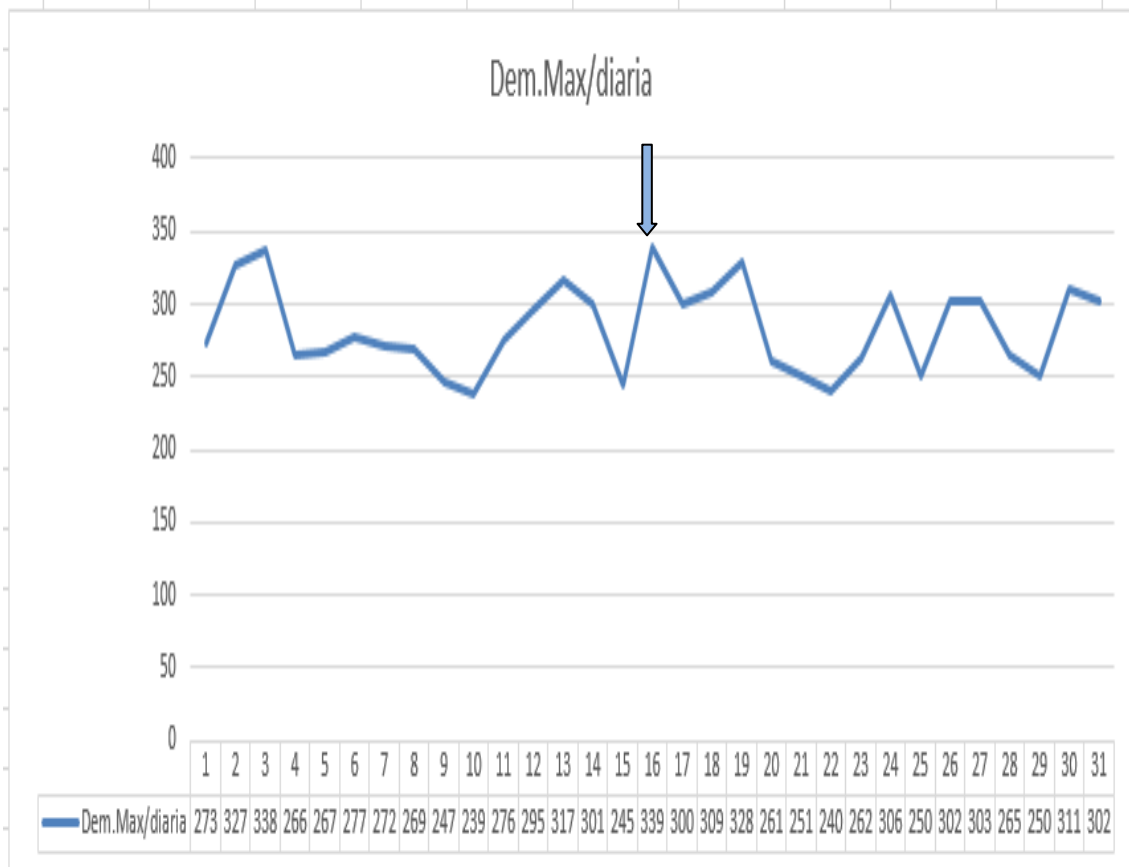
Anexo № 19 Subestaciones primarias del municipio Holguín

Código	Nombre	Desconectivo	kV	BcoT	Clientes
OK45	Cto Iberia 1	H020	13,2	8	0
OK20	Cto Zarzal 1	H218	13,2	70	795
OK21	Cto Zarzal 2	H1740	13,2	20	562
OK18	Cto C-1	H014	13,2	121	1114
OK19	Cto C-2	H651	13,2	9	78
OK15	Cto CC -2	H345	13,2	140	1787
OK14	Cto CC-1	H340	13,2	61	602
OK26	Cto M-1	H035	13,2	45	819
OK12	Cto A. Claras	H044	13,2	70	1524
OK24	Cto Baldozas	H1805	13,2	16	475
OK22	Cto C Purnio	H1305	13,2	96	2451
OK124	Cto San Andres 1	H1320	13,2	99	3221
OK27	Cto San Andres 2	H1315	13,2	93	2283
OK127	Cto Piedra Blanca	H1755	13,2	98	9074
OK128	Cto Sao Arriba	H1760	13,2	151	10621
OK129	Cto Las Biajacas	H1728	13,2	90	1703
OK176	Cto Caballería	H2620	13,2	235	1567
OK01	Cto 1 Holguín	4230	13,2	198	8308
OK02	Cto 2 Holguín	4235	13,2	190	6370
OK03	Cto 3 Holguín	4240	13,2	168	8710
OK136	Cto A. Pino 1	H980	13,2	210	7587
OK149	Cto 11 Mayabe	H2005	13,2	210	11569
OK146	Cto 12 Mayabe	H2010	13,2	118	4574
OK150	Cto 13 Mayabe	H2015	13,2	122	9371
OK147	Cto 14 Mayabe	H2020	13,2	163	6601
OK148	Cto 15 Mayabe	H2025	13,2	50	2192
OK151	Cto 16 Mayabe	H2030	13,2	164	3726
OK169	Cto 17 Holguín	H2160	13,2	141	2491
OK168	Cto 18 Holguín	H2155	13,2	240	1567
OK164	Cto 19 Holguín	H2170	13,2	164	5877
OK165	Cto 20 Holguín	H2145	13,2	86	5808
OK166	Cto 21 Holguín	H2150	13,2	181	5109
OK167	Cto 22 Holguín	H2165	13,2	113	1384

Anexo № 21. Clientes que conforman el circuito de distribución Baldozas y su estructura de consumo por tipo.



Anexo Nº 22. Gráfico de carga máxima diaria en el mes de noviembre 2021



Anexo № 23. Información para el cálculo de pérdidas eléctricas en los bancos de transformadores

Bancos de Transformadores	Exclusivo	kVA1	kVA2	kVA3	total kVA	Catálogo		Clientes	Energía Facturada	Energía promedio por clientes	X	Factor A	Factor B	DMD	FC	Factor pérdidas (FP)	Factor de utilización (Fu)
						DP fe	DP cu										
HB1178	Si	333	167	167	667	3,79	7,37	1	10913	10913	0,30	3,16	22,40	139	0,11	0,04	0,21
HB1182	Si	37,5	0.0	50	87,5	0,36	1,11	1	19373	19373	0,30	3,16	37,25	51	0,53	0,35	0,58
HB1183	Si	50	0.0	50	100	0,40	1,25	1	2029	2029	0,30	3,16	5,05	15	0,19	0,08	0,15
HB1891	Si	50	50	50	150	0,60	1,88	1	430	430	0,30	3,16	1,28	4	0,15	0,06	0,03
HB1180	Si	100	0.0	50	150	0,53	0,81	1	12114	12114	0,30	3,16	24,57	35	0,48	0,31	0,23
HB3462	Si	75	75	50	200	0,74	2,39	1	2668	2668	0,30	3,16	6,43	30	0,12	0,05	0,15
HB1179	No	10	15	0.0	25	0,15	0,43	17	2570	151	0,30	24,74	0,51	13	0,29	0,14	0,50
HB1181	No	0.0	50	0.0	50	0,20	0,63	38	7041	185	0,30	45,95	0,61	28	0,35	0,19	0,56
HB1184	No	0.0	50	0	50	0,20	0,63	89	13569	152	0,30	96,99	0,51	49	0,38	0,22	0,99
HB1185	No	0.0	50	0.0	50	0,20	0,63	72	14122	196	0,30	79,98	0,64	51	0,39	0,22	1,02
HB1186	No	15	0.0	25	40	0,20	0,64	43	7739	180	0,30	50,96	0,59	30	0,36	0,20	0,75
HB1187	No	0.0	0.0	25	25	0,12	0,39	25	3451	138	0,30	32,88	0,47	15	0,31	0,16	0,61
HB2590	No	0.0	50	0.0	50	0,20	0,63	16	2404	150	0,30	23,71	0,50	12	0,28	0,14	0,24
HB3042	No	0.0	0.0	15	15	0,08	0,25	34	4884	144	0,30	41,93	0,48	20	0,33	0,18	1,35
HB3155	No	0.0	0.0	50	50	0,20	0,63	71	11274	159	0,30	78,98	0,53	42	0,38	0,21	0,83
HB3370	No	37,5	0.0	0.0	37,5	0,16	0,49	64	10255	160	0,30	71,98	0,53	38	0,37	0,21	1,02

Anexo № 24. Información para determinar las pérdidas eléctricas de los conductores secundarios

Código	Clientes	Energía Facturada(kWh)	Dmax (kW)	Dprom (kW)	fc	x	fp	L (km)	Cal (mm)	R (Ω/km)	U (V)	K	Re (Ω)	I (A)
HB1179	17	2570	12,51	3,57	0,29	0,30	0,14	0,35	35	0,916	240	0,55	0,64	52,11
HB1181	38	7041	27,81	9,78	0,35	0,30	0,19	0,30	35	0,916	240	0,55	0,55	115,89
HB1184	89	13569	49,40	18,85	0,38	0,30	0,22	0,33	35	0,916	240	0,55	0,60	205,82
HB1185	72	14122	50,92	19,61	0,39	0,30	0,22	0,21	35	0,916	240	0,55	0,39	212,18
HB1186	43	7739	30,06	10,75	0,36	0,30	0,20	0,36	35	0,916	240	0,55	0,66	125,26
HB1187	25	3451	15,33	4,79	0,31	0,30	0,16	0,28	35	0,916	240	0,55	0,52	63,89
HB2590	16	2404	11,92	3,34	0,28	0,30	0,14	0,14	35	0,916	240	0,55	0,25	49,67
HB3042	34	4884	20,26	6,78	0,33	0,30	0,18	0,21	35	0,916	240	0,55	0,39	84,41
HB3155	71	11274	41,70	15,66	0,38	0,30	0,21	0,16	35	0,916	240	0,55	0,29	173,76
HB3370	64	10255	38,31	14,24	0,37	0,30	0,21	0,26	35	0,916	240	0,55	0,47	159,63

Anexo Nº 26. Resumen de clientes por nivel de tensión del servicio

Código	Clientes	Clientes con medición (120 V)	Clientes con medición (240 V)
HB1179	17	13	4
HB1181	38	23	15
HB1184	89	61	28
HB1185	72	45	27
HB1186	43	22	21
HB1187	25	10	15
HB2590	16	11	5
HB3042	34	10	24
HB3155	71	44	27
HB3370	64	48	16
Total	469	293	182

Anexo Nº 27. Pérdidas energía de los diferentes transformadores

Bancos de Transformadores	ΔE_{Fe} (kW)	ΔE_{Cu} (kW)	ΔE (kW)
HB1178	2731,68	9,46	2741,14
HB1182	259,92	96,13	356,05
HB1183	286,56	1,64	288,20
HB1891	429,84	0,06	429,90
HB1180	382,32	9,73	392,05
HB3462	530,64	1,85	532,49
HB1179	107,28	11,08	118,36
HB1181	143,28	26,78	170,06
HB1184	143,28	95,17	238,45
HB1185	143,28	102,57	245,85
HB1186	143,28	51,21	194,49
HB1187	82,80	17,09	99,89
HB2590	143,28	3,56	146,84
HB3042	60,48	58,98	119,46
HB3155	143,28	66,26	209,54
HB3370	116,64	76,23	192,87
Todos los transformadores	5847,84	627,79	6475,63
Los no exclusivos	1226,88	508,92	1735,80

Anexo № 28 Pérdidas de potencia ΔP (kW) y las Pérdidas de energía ΔE (kWh) en la red secundaria

Código	ΔP (kW)	ΔE (kWh)
HB1179	1,75	179,33
HB1181	7,43	1 027,26
HB1184	25,30	3 940,90
HB1185	17,65	2 788,09
HB1186	10,41	1 474,01
HB1187	2,12	247,97
HB2590	0,61	61,49
HB3042	2,77	356,51
HB3155	8,74	1 329,77
HB3370	12,04	1 806,15
Total	88,82	13 211,48

Anexo № 29 Pérdidas de energía en acometidas monofásicas

Código	Pérdida en acometidas 120 V	Pérdida en acometidas 240 V	Pérdida Instantánea en acometidas (W)	Pérdida en las acometidas monofásicas kW/h mes
HB1179	3,8	3,0	6,75	0,69
HB1181	14,3	7,0	21,23	2,93
HB1184	26,5	9,1	35,59	5,54
HB1185	34,2	12,6	46,79	7,39
HB1186	9,6	10,8	20,36	2,88
HB1187	2,7	3,9	6,56	0,77
HB2590	4,8	1,5	6,30	0,63
HB3042	2,3	6,6	8,91	1,15
HB3155	19,2	9,9	29,05	4,42
HB3370	23,2	6,2	29,38	4,41
Total	140,55	70,36	210,91	30,82

Anexo Nº30. Pérdidas de potencia ΔP (kW) y energía ΔE (kWh) para los contadores de los clientes residenciales

	ΔP (kW)		ΔE (kWh)		ΔEt (kWh)
	1f 120 V	1f 240 V	1f 120 V	1f 240 V	1f
HB1179	0,000	0,000	0,190	0,120	0,310
HB1181	0,000	0,000	0,330	0,430	0,760
HB1184	0,001	0,000	0,880	0,810	1,680
HB1185	0,001	0,000	0,650	0,780	1,430
HB1186	0,000	0,000	0,320	0,600	0,920
HB1187	0,000	0,000	0,140	0,430	0,580
HB2590	0,000	0,000	0,160	0,140	0,300
HB3042	0,000	0,000	0,140	0,690	0,840
HB3155	0,001	0,000	0,630	0,780	1,410
HB3370	0,001	0,000	0,690	0,460	1,150
Total	0,006	0,010	4,130	5,240	9,370

Anexo №31. Pérdidas técnicas en cada uno de los componentes que conforman la red de distribución

Pérdidas técnicas	ΔE (kWh/mes)
Red Primaria	905,30
Transformadores de Distribución	1 735,80
Redes Secundarias	13 211,48
Acometidas	30,82
Contadores	9,37
TOTAL	15 892.73

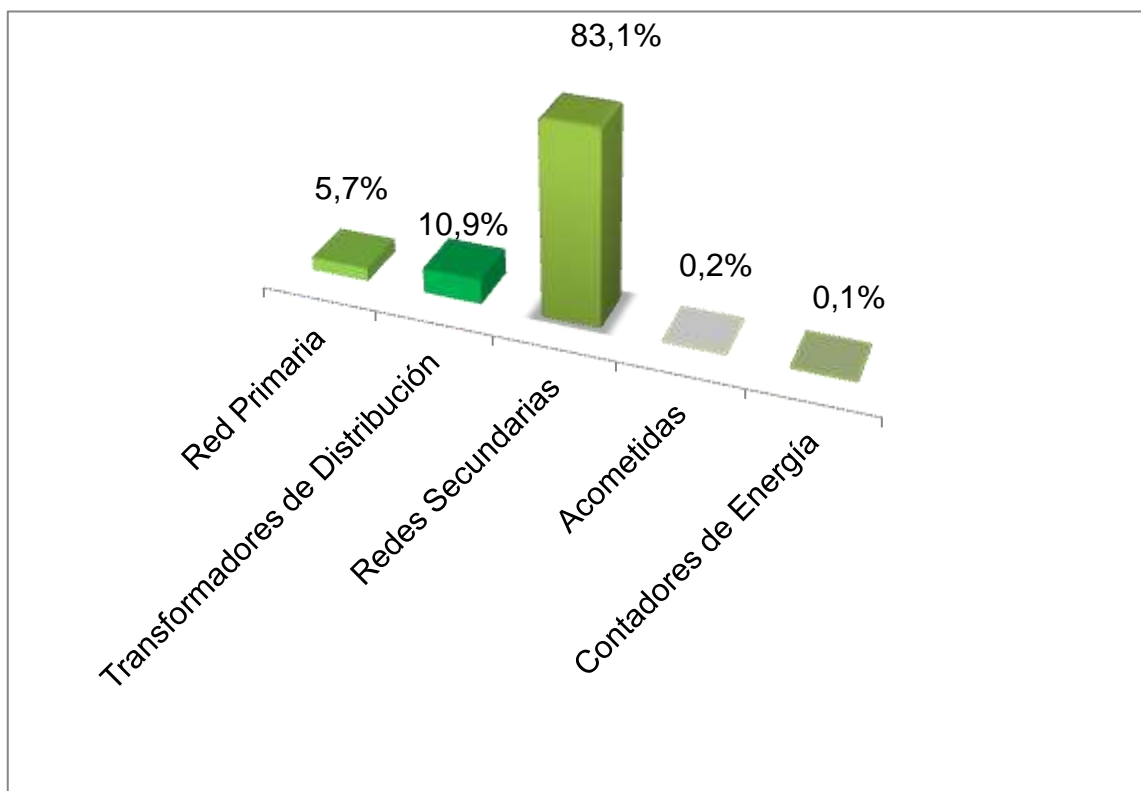


Figura: 1 Por ciento (%) de cada componente de las pérdidas Técnicas dentro de su segmento.

Anexo № 32

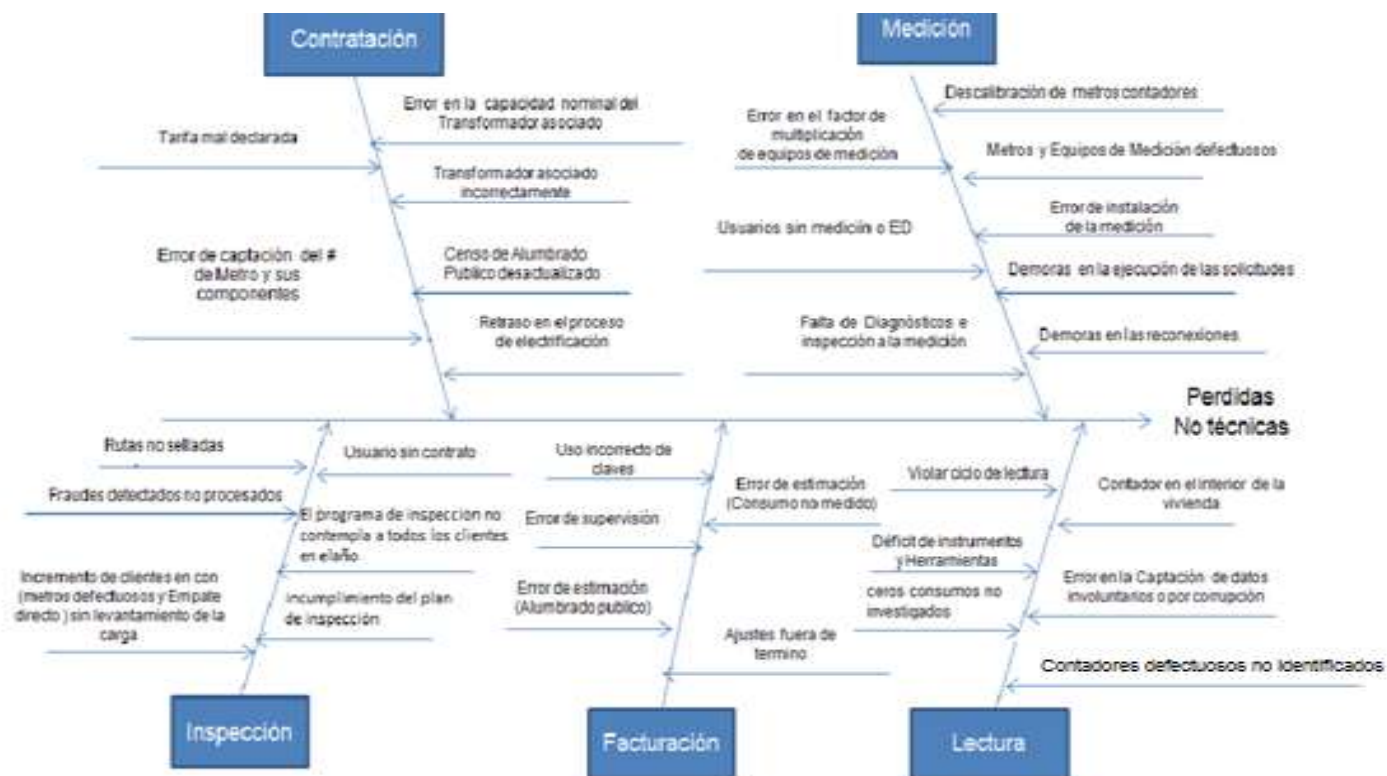


Figura. 2 Posibles causas que afectan las pérdidas no técnicas.

Anexo Nº 33 Listado de clientes seleccionados a muestrear

Ruta	Folio	Direccion	Tarifa	No. CEE	#Transformador	Facturación
02	4950	GUIRABITO	M1A	873017031650	HB1178	10 913
02	5050	GUIRABITO	M1A	873017032299	HB1182	19 373
02	5100	GUIRABITO	M1C	80500001101	HB1183	2 029
02	5250	GUIRABITO	M1A	873017032229	HB1180	12 114
02	5200	GUIRABITO	M1A	873017033033	HB3462	2 668
02	5150	GUIRABITO	M1A	388726903	HB1891	430
26	4451	#: Rpto Guirabito	B2	30353009	HB3042	169
26	0720	GUIRABITO	B2	26100886	HB3155	169
26	4040	GUIRABITO	B2	26112186	HB1186	170
26	4630	GUIRABITO	B2	2082862	HB1186	155

26	4289	#: Rpto Guirabito	B2	3040105521	HB3042	153
26	4425	#: Rpto Guirabito	B2	2877326	HB3042	169
26	0527	#: Rpto GUIRABITO	B1	24010135705	HB1185	248
26	4249	#: Rpto Guirabito	B2	ED	HB3042	20
26	3060	GUIRABITO	B2	3959331	HB1186	159
26	4520	GUIRABITO	B2	3090209257	HB1186	162
26	4400	#: Rpto Guirabito	B2	2090063723	HB1187	15
26	4316	Guirabito #:	B2	3070045035	HB1187	170
26	4268	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	3040009536	HB1187	16
26	4468	#: Rpto Guirabito	B2	300352816	HB3042	173
26	0730	GUIRABITO	B2	3090184954	HB3155	174
26	0880	GUIRABITO	B2	26100871	HB3155	0

26	4060	GUIRABITO	B2	26112200	HB1186	0
26	4640	GUIRAB.FRENTE AL VIVERO	B2	3090093287	HB1186	173
26	0690	Guirabito #:	B2	3300010355	HB1185	26
26	4648	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	B2	2685790	HB1186	44
26	4157	#: Rpto Guirabito	B2	3090056900	HB3042	45
26	4421	#: Rpto Guirabito	B2	2120069866	HB3042	170
26	4235	#: Rpto Guirabito	B2	3110168951	HB3042	10
26	4374	#: Rpto Guirabito	B2	30362744	HB1187	16
26	4416	#: Rpto Guirabito	B2	30358467	HB3042	146
26	4411	#: Rpto Guirabito	B2	30368382	HB3042	144
26	4319	#: Rpto Guirabito	B2	2100337975	HB3042	31
26	4240	#: Rpto Guirabito	B2	20130716907	HB3042	149

26	4406	#: Rpto Guirabito	B2	ED	HB3042	4
26	4350	#: Rpto Guirabito	B2	2030012686	HB1187	36
26	4484	#: Rpto Guirabito	B2	3100138402	HB3042	144
26	5020	#: Rpto Guirabito	B2	3000302768	HB1185	147
26	0225	#: Rpto Guirabito	B2	3090103389	HB1185	33
26	4662	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	2120002153	HB1186	161
26	0733	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	2120001861	HB3155	9
26	2030	#: Rpto GUIRABITO	B1	24010575975	HB3155	27
26	3177	#: Rpto GUIRABITO FINAL	B1	24010507366	HB1186	263
26	5040	#: Rpto GUITERAS	B1	24010133395	HB3155	30
28	3380	CARRET VIEJA A C	B2	2659419	HB3370	161
28	3160	CARRET VIEJA A C	B2	31119400	HB3370	167

28	2780	C VIEJA DE CACOCUM	B2	250922	HB1179	163
28	2870	C VIEJA A CACOCUM	B2	2589483	HB1179	180
28	2720	CARRET VIEJA A C	B2	2690110	HB1181	179
28	2970	C ARRET VIEJA A C	B2	2690089	HB1181	163
28	3100	CARRET VIEJA A C	B2	2659431	HB3370	160
28	3310	GUIRABITO FRENTE A CUP.	B2	2673502	HB3370	174
28	2887	C.VIEJA CACOCUM	B2	2589496	HB1179	168
28	3232	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	25110518	HB3370	154
28	3285	C. Vja Cacocun #: Rpto GUIRABITO	B2	2840543	HB3370	175
28	3330	CARRET VIEJA A C	B2	2659425	HB3370	171
28	2895	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	B2	2100321960	HB1181	157
28	3130	CARRET VIEJA A C	B2	2673509	HB3370	157

28	3125	C.A.GUIRABITO	B6	ED	HB3370	287
28	2750	CARRET VIEJA A C	B2	2690099	HB1181	175
28	2760	C VIEJA DE CACOCUM	B2	2690104	HB1179	177
28	2790	C VIEJA DE CACOCUM	B2	2589494	HB1179	41
28	2889	GUIRABITO ZONA INDUST.	M3A	200805003190	HB1179	272
28	2900	CARR VIEJA A C	B2	30143087	HB1181	170
28	2920	CAMINO VIEJO C	B2	30143082	HB1181	145
28	2940	CARRET VIEJA A XC	B2	259165	HB1181	149
28	3010	CARRET VIEJA A C	B2	3718592	HB1181	684
28	2888	C.VIEJA CACOCUM	B2	2120068095	HB1179	0
28	2775	C.A.GUIRAB.ENTRADA LECHE	B2	25931	HB1179	154
28	3005	Guirabito #:S/N Rpto GUIRABITO	B2	31128933	HB1181	149

28	3320	Guirabito #:	B2	2573504	HB3370	0
28	3287	C. Vja Cacocun #: Rpto GUIRABO	B2	30218293	HB3370	185
28	3137	C. Vja Cacocun #: Rpto GUIRABITO	B2	2673493	HB3370	145
28	3322	Ctra V. a Cacoc #: Rpto GUIRABITO	B2	2589490	HB3370	144
28	3217	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	B2	3090180466	HB3370	166
28	2975	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	B2	2575229	HB1181	43
28	2935	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	M3A	2575156	HB1181	98
28	2985	Guirabito #: Rpto GUIRABITO	B2	2685554	HB1181	0
28	3235	Ctra V. a Cacoc #: /:Ctra V. a Cacoc y Rpto Guirabo	B2	25110501	HB3370	174
28	2749	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	2090063782	HB1179	144
28	2742	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	2090063775	HB1179	38
28	2743	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	3070081517	HB1179	179

28	2757	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	3070081520	HB1181	145
28	3132	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090045517	HB3370	161
28	3312	#: Rpto Guirabito	B2	2090045528	HB3370	4
28	3284	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	2900021193	HB3370	144
53	7380	GUIRABITO	B2	25123218	HB2590	165
53	5760	GUIRABITO	B2	25126782	HB1185	160
53	5440	GUIRABITO	B2	26100872	HB1184	165
53	7100	GUIRABITO	B2	25123235	HB1185	153
53	5318	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052485	HB1184	154
53	5397	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	3030012490	HB1184	164
53	5520	GUIRABITO	B2	26100867	HB1184	161
53	7040	GUIRABITO	B2	3313540	HB1185	232

53	5480	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052487	HB1184	167
53	5301	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052483	HB1184	171
53	5080	GUIRABITO	B2	3000318565	HB3155	6
53	5100	GUIRABITO	B2	25126789	HB3155	13
53	5180	GUIRABITO	B2	57759	HB3155	0
53	5200	GUIRABITO	B2	3090282584	HB3155	526
53	5360	GUIRABITO	B2	25126770	HB1184	6
53	5384	C.VIEJO A CACOCUM GUIRAB	B2	2120044076	HB1184	41
53	5500	GUIRABITO	B2	26100870	HB1184	29
53	5600	GUIRABITO	B2	2020028509	HB1184	0
53	7340	GUIRABITO	B2	215123226	HB2590	162
53	5398	GUIRABITO	B2	2090054275	HB1184	49

53	5650	Guirabito #: Rpto Guirabito	B2	2000972092	HB1184	154
53	5560	C. Vja Cacocun #: Rpto GUIRABITO	B2	2090056328	HB1184	14
53	7350	Guirabito #:	B2	25123223	HB2590	157
53	7345	Guirabito #:	B2	20872381	HB2590	46
53	5310	Ctra V. a Cacoc #: Rpto GUIRABITO	B2	2334679	HB1184	13
53	5090	Guirabito #:	B2	3800015537	HB3155	144
53	5590	Guirabito #:22-A	B2	2100085416	HB1184	0
53	5295	Guirabito #:	B2	2300133194	HB1184	10
53	7105	#: Rpto Guirabito	B1	3210001983	HB1185	67
53	5335	Linea #: Rpto Guirabito	B2	3040022302	HB1184	170
53	5399	Ctra V. a Cacoc #: Rpto Guirabito	B2	3030046713	HB1184	145
53	5515	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	3040094040	HB1184	31

53	5307	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052466	HB1184	0
53	5312	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	3070081276	HB1184	151
53	5325	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052475	HB1184	33
53	5425	C. Vja Cacocun #: Rpto Guirabito	B2	2090052469	HB1184	156

Anexo № 34



Figura 3. Foto de conexión directa, servicio sin contrato.

Anexo № 35. Calculo de las incidencias del evento de inspección ruta 53 noviembre 2021

Consumidor (Silvano Hernández)	Potencia W	Consumo kWh		Pérdidas kWh
		Calculado	Facturado	
OLLA REINA 5L.	800	29		
TOSTADORA DE PAN	970	7		
LAVADORAS	500	5		
PLANCHA	750	4.5		
REFRIGERADOR.	85	43		
TELEVISOR	175	31.5		
VENTILADOR.	45	16.2		
D.V.D.y Video	12	5		
KONCA -5	3	1.5		
COMPUTADORA	245	45		
LAMP. FLUORECENTES.	20	3		
Total		186.2	169	-17.2
Consumidor (Arcelio Estrada)	Potencia W	Consumo kWh		Pérdidas kWh
		Calculado	Facturado	
Olla reina 5l.	800	29		
Lavadora	500	5		
Plancha	750	4.5		
Refrigerador.	85	43		
Televisor	175	31.5		
Ventilador.	45	16.2		
Lamp. fluorescentes.	20	3		
		132.2	4	-128.2

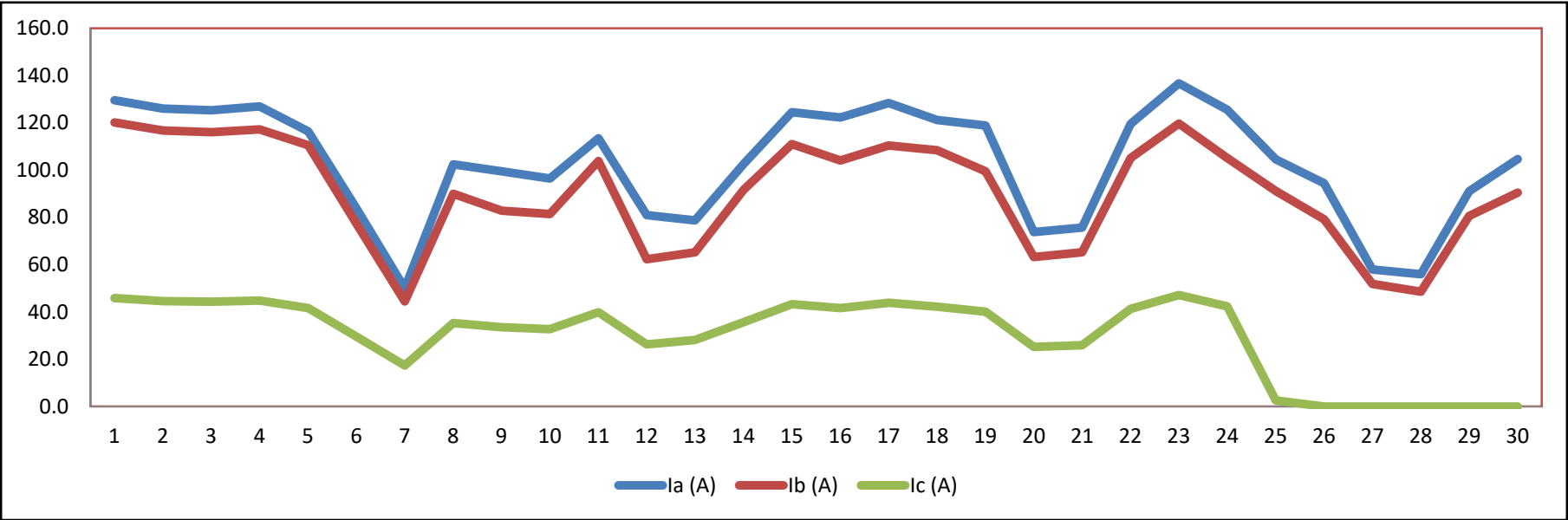
Resumen

Oficina	Cliente	Ruta	Folio	#CEE	Inciso	impuesto	Fraude	Energía
AU	Silvano Hernández	53	E.D	E.D	d	300	E.D	17
AU	Arcelio Estrada	53	E.D	E.D	d	300	E.D	128

Anexo Nº 36 Usuario sin medición o ED (evento de inspección noviembre 2021)

Consumidor (28/3125)	Potencia W	Consumo kWh		Pérdidas
		Calculado	Facturado	kWh
Split	1 tn	432		
Lavadoras	500	5		
Microwave.	600	26		
Refrigerador.	200	102		
Plancha	750	4.5		
Televisor	175	31.5		
Ventilador.	45	16.2		
Laptop		8		
Lamp. fluorescentes.	20	3		
Total		576	287	-289

Anexo No 37 Registros de corriente por fase, cliente depósito de petróleo.



Anexo № 38. Pérdidas por consumos estimados

Consumidor (165135)	Potencia (W)	Hora de uso	Días	Consumo kWh		Pérdidas kWh
				Calculado	Facturado	
Luminaria	500	12	30	180		
Horno	1000	2	30	60		
Radio	20	8	30	4.8		
Televisión	100	8	30	24		
Total				268.8	169	99.8
Consumidor (E01801)	Potencia W	Hora de uso	Días	Consumo kWh		Pérdidas kWh
				Calculado	Facturado	
Luminaria	300	6	30	54		
Equipo de música	20	6	30	3.6		
Cocina eléctrica	20	8	30	4.8		
Televisión	100	8	30	24		
Total				86.4	4	82.4

Consumidor	Consumo (kWh)		Pérdidas (kWh)
	Calculado	Facturado	
165135	268.8	169	100
E01801	86.4	4	82
Total	355.2	173	182

Anexo Nº 39. Ceros consumos

DATOS DEL CONSUMO HISTORICO DEL CLIENTE

Pág: 1

OBE: Holguin Sucursal: A.Urquio Ruta: 26 Folio: 4060
Nombre: ARIEL PEREZ RA # Metro: 21109450 Tarifa: B2
Dirección: GUIRABITO Clasif: 1

Ultima facturación:

Fecha de Lectura	Lectura	Consumo	Clave Mov	Clave Lect	Clave Sup	Importe	Días de lectura
18/12/2021	357	499	7		A	578.45	30
Historia:							
18/11/2021	0	0				0.00	30
19/10/2021	17878	218				202.30	30
19/09/2021	17660	266				329.00	30
20/08/2021	17394	226			0	221.95	30
21/07/2021	17168	270				341.00	31
20/06/2021	16898	235				244.10	30
21/05/2021	16663	243				263.80	31
20/04/2021	16420	163				105.10	30
21/03/2021	16257	255				296.00	31
18/02/2021	16002	231				234.25	28
21/01/2021	15771	231				234.25	31

OBE: Holguin Sucursal: A.Urquio Ruta: 53 Folio: 5180

Nombre: RAFAEL OLIVA RGUE # Metro: 21108961 Tarifa: B2

Dirección: GUIRABITO Clasif: 1


Ultima facturación:

Fecha de Lectura	Lectura	Consumo	Clave Mov	Clave Lect	Clave Sup	Importe	Días de lectura
19/12/2021	196	125	7	LC		59.75	30
Historia:							
19/11/2021	30134	0		LC	S	0.00	30
20/10/2021	30134	90				29.70	30
20/09/2021	30044	119				53.35	30
21/08/2021	29925	151			0	87.95	30
22/07/2021	29774	125				59.75	31
21/06/2021	29649	137				72.60	30
22/05/2021	29512	150				86.50	31
21/04/2021	29362	140				75.80	30
22/03/2021	29222	158				97.95	31
19/02/2021	29064	132				67.25	28
22/01/2021	28932	134				69.40	31

Anexo № 40. Derivación de acometida.



Anexo № 41. Certificado de calibración



EMPRESA ELÉCTRICA HOLGUÍN
Laboratorio de CEE.
OO - PE 1209.A1
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Denominación del Instrumento: Contador de Energía Eléctrica Certificado de Calibración No. LC20- 0045
 Amplitud del intervalo: 220 V 10 (40) A Clase de exactitud: 2 No Orden: 0050
 Modelo: DD5666 Fabricante: CHINA Dirección: Guirabo
 Perteneciente a: Empresa Eléctrica Holguín

Los patrones utilizados son trazables a los del Servicio Nacional de Metrología, los cuales mantienen las unidades de medidas de acuerdo al Sistema Internacional de Unidades (SI), mediante la intercomparación o calibración periódicamente con patrones en otros países.

Patrón utilizado: Modelo: BY 2462A-6 No. Serie: E31015 Clase: 0.1
 Trazable al patrón: ZERA GMBH, Modelo COM-1003. Fábrica de Fusible y Desconectivos Villa Clara.
 Condiciones ambientales de referencia: Temperatura (°C): 20.0 Humedad Relativa (%): 62.0
 Método de Calibración: Comparación Directa. Según la Instrucción: OO-IE 1201 Calibración de CEE de trabajo.
 Fecha de Calibración: 2021-11-27 Fecha de emisión: 2021-11-27 Fecha de recepción: 2021-11-27

Prueba de arrastre: C Prueba de sensibilidad: C

No. Serie	Lectura dejada	No Sello	Tensión (V)	Intensidad de Corriente (A)	Cos φ	Error (%)	Incertidumbre expandida con k=2 (%)	Criterio de conformidad
3313540	15371	2116602	220 V	$I_n \leq I \leq I_{m\acute{a}x}$	1	0.47	0.12	Conforme
				$I = 0,1 I_n$	1	0.52	0.12	Conforme
				$I = I_n$	0.5	0.36	0.12	Conforme

Observaciones: Este CEE trajo sello plástico amarillo violado # 0234501 y verde # 2316049. Se recibe con lectura 15369. El mismo se encuentra registrando al 50 % debido a tener el registrador cambiado por uno de 127 V. La manipulación es evidente.


Nota: La incertidumbre declarada es la expandida asumiendo que las mediciones siguen una distribución normal, con factor de cobertura $k = 2$ y nivel de confianza para el intervalo que describe aproximadamente el 95 %. El resultado de las mediciones se expresa como $Y \pm zU$ con $K=2$. No se permite la reproducción parcial o total de este documento sin la autorización del que lo emite, el cual solo tiene validez en su forma íntegra y original. Los métodos y medios de calibración, las condiciones ambientales y de uso en que se realizó la calibración están amparados por el documento utilizado para efectuarla. El presente certificado ampara solamente las mediciones realizadas en el momento y con las condiciones ambientales y en uso en que se ejecutó la calibración por el documento especificado. Los resultados emitidos solamente se refieren al o los instrumentos calibrados. No se certifica ninguna característica del instrumento diferente a las descritas en este certificado. El instrumento no puede ser utilizado para la calibración de otros instrumentos. Las opiniones e interpretaciones no son objeto de acreditación por el ONARC. El laboratorio no se responsabiliza por la validez de los resultados en caso de que el cliente solicite alguna desviación a los métodos.

Regla de decisión para criterios de conformidad de las mediciones (Según ILAC -G8):
Conforme: Cuando el error de la medición extendido por la incertidumbre expandida, es menor que el error máximo permisible especificado en la norma Cubana NC 917.2012 (expresados en %).
No Conforme: Cuando el error de la medición extendido por la incertidumbre expandida, son mayores que el error máximo permisible especificado en la norma Cubana NC 917.2012 (expresados en %).
Sin Criterio: Cuando el error de la medición extendido por la incertidumbre expandida, es mayor que el error máximo permisible especificado (expresados en %), a pesar de que el error de medición es menor que el error máximo permisible especificado (expresados en %), o cuando el error de la medición extendido por la incertidumbre expandida, es menor que el error máximo permisible especificado (expresados en %), a pesar de que el error de medición es mayor que el error máximo permisible especificado (expresados en %) (El error máximo permisible se especifica en la norma cubana NC 917.2012)

Lugar de calibración: Laboratorio de Contadores de Energía Eléctrica, Emp. Eléctrica Holguín

Calibra: Hernán Álvarez Santiesteban Aprobado: Ing Lisyánis Hernández Hernández
 Cargo: Comprobador "B" de CEE. Cargo: Jefa Laboratorio CEE
 Firma: [Firma] Firma: [Firma]

Cuño Legible



Laboratorio del Servicio Nacional de Metrología
 Carretera Central Vía Bayamo, km 776, Holguín, Cuba. Teléfono: 423704, Ext. 111
 Correo electrónico: lisyannis@elechol.une.cu

Anexo № 42. Resultados de la inspección

Ruta	Folio	Dirección	# CEE	Facturación	Energía Mensual	Energía Acumulada	Observaciones
26	4451	#: rpto guirabito	30353009	169	216	2 592	1 fase de 1 aire
26	4630	guirabito	2082862	155	216	2 592	1 fase para 1 Split
26	3060	guirabito	3959331	159	74	888	1 olla reina y 1 turbina
28	3380	carret vieja a c	2659419	161	110	110	1 máquina perforadora de pozo
28	3100	carret vieja a c	2659431	160	72	864	1 hornilla
28	3285	c. vja cacocun #: rpto guirabito	2840543	175	45	540	1 motor para compresor
28	2895	guirabito #: rpto guirabito	2100321960	157	36	432	1 hornilla
53	5318	c. vja cacocun #: rpto guirabito	2090052485	154	90	1 080	1 refrigerador y 1 olla reina
53	7040	guirabito	3313540	232	232	2 548	Registrador cambiado

Anexo Nº 43. Resumen de la energía recuperada por procesos y causas de la actividad de comercialización de la energía.

Proceso	Causas	Energía		Clientes		
		kWh	%	Revisados	Inciden	%
Contratación	Varias causas	0		123	0	0,0
Medición	Solicitudes servicio	145	0,10	3	2	66,7
	Empates directos	289	0,20	3	1	33,3
	Fallos de medición	469	0,32	6	1	16,7
	Otras causas	0	0,00	0	0	0,0
Medición		903.0	0,62	12,0	4.0	33,3
Lectura y Facturación	Variaciones no investigadas	196	0,13	13	8	61,5
	Estimación de consumo	182	0,12	14	2	14,3
	Ceros consumos	364	0,25	3	2	66,7
	Otras causas	0	0,00	0	0	0,0
Total Lectura y Facturación		742	0,51	30	12	40,0
Inspección	Fraudes	1091	0,75	123	9	7,3
	Otras causas	0	0,00	0	0	0,0
Total Inspección		1091	0,75	123	9	7,3
Total		2736	1,87	288	25	20,3

Anexo № 44. Pérdidas de energía con balanceo del circuito primario de distribución

Fase	L (km)	R (Ω/km)	K	Req (Ω)	I (A)	ΔP (kW)	fp	ΔE (kWh)
A	3,252	0,916	1,09	2,978832	16,3	0,791	0,41	232,7
B	2,149	0,916	1,09	1,968484	16,3	0,523	0,41	153,8
C	5,282	0,916	1,09	4,838312	16,3	1,285	0,41	378,0
								764,6

Anexo № 45. Pérdidas de energía con cambio de calibre del conductor primario

Fase	L (km)	R (Ω/km)	K	Re (Ω)	I (A)	ΔP (kW)	fp	ΔE (kWh)
A	3,252	0,51	1,96	1,65852	16,3	0,441	0,41	129,6
B	2,149	0,51	1,96	1,09599	16,3	0,291	0,41	85,6
C	5,282	0,51	1,96	2,69382	16,3	0,716	0,41	210,5
								425,69

Anexo Nº 46. Pérdidas de energía con ajuste de las capacidades de los transformadores

Bancos de Transformador	Total kVA	Clientes	Energía Facturada	DMD	ΔE fe	ΔE cu	ΔE (kWh)
HB1179	25	17	2 570	13	107,28	11,08	118,38
HB1181	50	38	7 041	28	143,28	26,78	170,06
HB1184	50	89	13 569	49	143,28	95,17	238,45
HB1185	37,5	36	7 061	25,5	116,64	30,77	147,41
HB1185A	37,5	36	7 061	25,5	116,64	30,77	147,41
HB1186	40	43	7 739	30	143,28	51,21	194,49
HB1187	25	25	3 451	15	82,8	17,09	99,88
HB2590	15	16	2 404	12	60,48	15,86	76,38
HB3042	37,5	34	4 884	20	116,64	18,31	134,95
HB3155	50	71	11 274	42	143,28	66,26	209,59
HB3370	50	64	10 255	38	143,28	55,11	198,39
					1 16,88	418,40	1 735,28

Anexo № 49. Costos anuales asociados a las acciones comerciales

Costos	Procesos						
	Medición			Lectura	Facturación		Inspección
	Solicitudes de Servicio	Empate Directo	Fallo E/M	Variaciones Investigadas	Estimación Consumo	Cero Consumo	Fraudes
Inspector estatal	38,18	38,18					610,86
Inspector residencial	221,78	110,89		110,89	110,89	166,33	2217,76
Supervisor	29,52	29,52		29,52	59,04	29,52	
Jefe de grupo	38,39		38,39				
Operarios	57,95		57,95				927,20
Logísticos			87,96				279,80
TOTAL	385,82	178,59	96,34	140,41	169,93	195,85	3755,82

Anexo № 50. Costos anuales asociados a la propuesta de acciones técnicas

COSTOS y GASTOS	Cbp	Cccp	Cac	Cccs	Ccca
Salario	3 612,98	38 300,48	4 583,87	44 409,12	16 307,97
Construcción y Montaje		83 115,88		129 160,98	52 970,40
Equipos			46 497,00		
Logísticos	401,44	9 235,10	1145,97	14 351,22	1 812,00
TOTAL	4 014,42	130 651,45	52 226,84	187 921,32	71 090,37