



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE MECÁNICA ELÉCTRICA

**Sistema de gestión inteligente para incrementar la eficiencia
energética de la red eléctrica del Establo San José, La Libertad.**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTORES:

Gamarra Cormán, Elvis Alberto (ORCID: 0000-0002-0478-5373)

Rengifo Villena, Lorenzo Artemio (ORCID: 0000-0001-9444-2237)

ASESOR:

Mg. Panta Carranza, Dante Omar (ORCID: 0000-0002-4731-263X)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2021

DEDICATORIA

*Este trabajo de tesis se lo queremos dedicar, en primer lugar, a **Dios** por brindarnos la fortaleza en cada momento, porque gracias a él, superamos los momentos difíciles y nos levantamos para continuar con nuestros anhelos que nos conducirán al éxito.*

Este trabajo de tesis se lo queremos dedicar, a nuestras familias, quienes son el pilar fundamental de nuestra vida, quienes, con su constante apoyo, permiten que no sigamos luchando por nuestras aspiraciones profesionales.

Los autores

AGRADECIMIENTO

Los autores queremos agradecer a nuestros asesores: Dr. Jorge Eduardo Luján López y Mg. Dante Omar Panta Carranza, quienes con su apoyo y contribución académica, han logrado que el presente informe de investigación tenga una calidad científica para la especialidad de la ingeniería mecánica eléctrica.

Los autores queremos agradecer a la plana de docentes de la Universidad Cesar Vallejo – Filial Trujillo, por su aporte académico durante nuestra formación académica, nuestro grato agradecimiento a todos ellos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
ÍNDICE DE CONTENIDO	IV
ÍNDICE DE TABLAS.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
RESUMEN	VIII
ABSTRACT.....	IX
I. INTRODUCCIÓN	1
II. MARCO TEÓRICO	5
III. METODOLOGÍA.....	13
3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	13
3.2. VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN	13
3.3. POBLACIÓN (CRITERIOS DE SELECCIÓN), MUESTRA, MUESTREO, UNIDAD DE ANÁLISIS.....	13
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	13
3.5. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	14
3.6. PROCEDIMIENTOS	14
3.7. MÉTODO DE ANÁLISIS DE DATOS	14
3.8. ASPECTOS ÉTICOS	15
IV. RESULTADOS	16
V. DISCUSIONES	77
VI. CONCLUSIONES	82
VII. RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS.....	84
ANEXOS	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Demanda total del establo San José.....	15
Tabla 2: Parámetros nominales de funcionamiento de las cargas nominales.....	21
Tabla 3: Mediciones de Voltaje.....	23
Tabla 4: Resumen de mediciones de corriente y frecuencia.....	24
Tabla 5: Resumen de mediciones de Armónicos THD.....	28
Tabla 6: Resumen de mediciones de flicker y factor de potencia.....	29
Tabla 7: Resumen de mediciones de potencia Activa, Reactiva y Aparente.....	30
Tabla 8: Determinación de calidad de energía eléctrica.....	31
Tabla 9: Especificaciones de cables de aleación de aluminio.....	32
Tabla 10: Parámetros del Transformador mixto.....	44
Tabla 11: Potencias de cargas trifásicas y monofásicas de Establo San José.....	45
Tabla 12: Intensidad nominal para conductores trifásicos.....	46
Tabla 13: Características del Conductor.....	48
Tabla 14: Características de los postes.....	49
Tabla 15: Planificación operativa realizada por el SGI.....	77
Tabla 16: Inversión en activos fijos.....	81
Tabla 17: Indicadores económicos – financieros.....	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Energía activa consumida en HP por el establo San José.....	21
Figura 2: Energía activa consumida en HFP por el Establo San José.....	22
Figura 3: Energía reactiva consumida por el Establo San José.....	23
Figura 4: Comparativo de energía reactiva y activa del Establo San José.....	24
Figura 5: Diagrama unifilar del S.E actual del establo San José.....	24
Figura 6: Gráfico de tensión de línea a neutro.....	26
Figura 7: Gráfico de tensión de línea a línea.....	27
Figura 8: Diagrama de Distorsión Armónica Total en tensión.....	28
Figura 9: Desbalance de consumo de corriente eléctrica.....	29
Figura 10: Factor de potencia.....	30
Figura 11: Frecuencia de los equipos eléctricos.....	31
Figura 12: Frecuencia de los equipos eléctricos.....	32
Figura 13: Comparativo de potencia activa, reactiva y aparente.....	33
Figura 14: Triángulo de consumos de energía del Establo San José.....	34
Figura 15: Distancia de separación de aisladores.....	35
Figura 16: Esquema del circuito para dimensionar cable trifásico de 380 V.....	36
Figura 17: Configuración del poste.....	37
Figura 18: Armados de retenida.....	39
Figura 19: Configuración de bloque de anclaje.....	40
Figura 20: Diagrama unifilar en estado de mejora a carga máxima.....	41
Figura 21: Diagrama unifilar propuesto subestación establo San José.....	42
Figura 22: Esquema general de sistema de gestión inteligente.....	48
Figura 23: Medidor inteligente Powermeter SMART con conectividad WiFi.....	70
Figura 24: Mediciones instantáneas del medidor inteligente.....	71
Figura 25: Instalación típica del medidor inteligente.....	71
Figura 26: Arquitectura básica de protocolo de comunicación Modbus.....	73
Figura 27: Algoritmo general de SGI.....	75
Figura 28: Gráficas de lecturas tomadas en un día.....	76
Figura 29: Árbol de toma decisiones para el plan operativo del SGI.....	77
Figura 30: Algoritmo de planificación del SGI.....	78
Figura 31: Asignación de potencias para la planificación operativo.....	79

Figura 32: Resultados entregado por el algoritmo.....80

RESUMEN

La presente investigación se basa en un sistema de gestión inteligente para incrementar la eficiencia energética de la red eléctrica del Establo San José. En la actualidad el uso de la electricidad crece a un ritmo acelerado, donde los costos unitarios tienen un alto impacto en la facturación eléctrica de una empresa, pero esto se neutraliza con la implementación de un sistema de gestión inteligente. Se encontró en el establo una baja eficiencia de 86.20%, debido a fallas como sobrecargas, sobrecalentamientos, caídas de tensión, incrementos de temperaturas, presencia de armónicos, programación de trabajo en horas punta, tarifa eléctrica y carga de instalación superior a la carga nominal contratada. El diseño del sistema eléctrico en media tensión comprendió la instalación de un transformador eléctrico de 100 KVA, 22.9/0.38/0.22 kV. El diseño del sistema inteligente Powermeter, se realizó con programación en MATLAB, seleccionando 4 medidores inteligentes, para las cargas especiales (picadoras, ordeño, bombeo y molino), para consumir una potencia de 85 KW con una eficiencia óptima del 95%. El análisis económico es viable con una inversión de 8035.70 US\$, beneficio 5590.00 US\$/año, periodo de retorno de la inversión 17 meses, valor actual neto 13154.80 US\$ y tasa interna de rentabilidad de 64%.

Palabras Claves: Simulación, Optimización, Sistema Inteligente, Eficiencia.

ABSTRACT

This research is based on an intelligent management system to increase the energy efficiency of the Establo San José electrical network. Currently the use of electricity is growing at an accelerated rate, where unit costs have a high impact on the electricity billing of a company, but this is neutralized with the implementation of an intelligent management system. A low efficiency of 86.20% was found in the barn, due to failures such as overloads, overheating, voltage drops, temperature increases, presence of harmonics, work schedule at peak hours, electricity tariff and installation load higher than the nominal load. hired. The design of the medium voltage electrical system included the installation of a 100 KVA, 22.9 / 0.38 / 0.22 KV electrical transformer. The design of the intelligent Powermeter system was carried out with programming in MATLAB, selecting 4 intelligent meters, for special loads (mincers, milking, pumping and milling), to consume a power of 85 KW with an optimal efficiency of 95%. The economic analysis is feasible with an investment of US \$ 8,035.70, profit US \$ 5,590.00 / year, payback period of 17 months, net present value of US \$ 13,154.80 and internal rate of return of 64%.

Keywords: Simulation, Optimization, Intelligent System, Efficiency.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la industria de energía eléctrica, tiene un crecimiento considerable, debido a su uso inevitable en el movimiento de máquinas eléctricas como motores eléctricos, sistemas de iluminación y otros (Mamaní, 2018), donde el uso racional de esta fuente energética recae sobre su eficiencia eléctrica, donde este parámetro se puede controlar mediante sistemas eléctricos computarizados o inteligentes (García, 2019), trayendo beneficios para las empresas consumidoras de este servicio como la reducción de los costos de facturación eléctrica e incremento del ciclo de vida del equipamiento eléctrico (Zegarra, 2017).

Asimismo, en los últimos años el sector eléctrico ha experimentado cambios importantes debido al aumento del uso de aparatos eléctricos lo que ha llevado a proponer nuevos sistemas de infraestructura eléctrica para poder suplir de energía a las nuevas tecnologías emergentes. Bajo el concepto de la gestión de la energía para lograr un uso eficiente de la energía se han desarrollado nuevas tecnologías, de entre las cuales podemos mencionar los Sistemas Inteligentes de Gestión de Energía, los cuales proporcionan flexibilidad y portabilidad para implementarse a una amplia variedad de consumidores (Pawar, 2019).

En el Perú existe una problemática extensa respecto a la utilización correcta de los sistemas eléctricos de potencia trifásicos en baja tensión y media tensión, sobre todo en las PYMES (pequeñas y medianas empresas) las cuales no tienen cultura racional del consumo energético, el cual trae consigo elevados costos de energía eléctrica y una problemática ambiental. Por lo cual el decreto supremo N° 004-2016-EM "Uso eficiente de la energía" especifica que las empresas están sujetas al cumplimiento de adoptar un sistema eléctrico viable y sostenible basado en el ahorro de la energía eléctrica (Pérez, 2018).

El estable San José ubicado en la ciudad de Virú, La Libertad pertenece al rubro Agropecuario y de Acuicultura, contando para el funcionamiento de sus diversas actividades productivas con un sistema eléctrico trifásico, con comisión de tarifa BT5, con una potencia contratada fuera punta y hora punta de 30 kW y con tensión 380/220V conexión en triángulo la cual es adquirida a la empresa Hidrandina. Pero actualmente el sistema eléctrico en baja tensión es ineficiente,

es decir no cumple con la demanda máxima, ya que su carga instalada en el establo es de 85 kW, el cual solo podría consumir 60 kW como potencia máxima ya que su transformador está limitado a 75 Kva. La carga instalada consta de 7 motores eléctricos asíncronos con una antigüedad de uso entre 8 a 10 años (Establo San José, 2020).

Esta problemática se sustenta dado que el actual sistema eléctrico de potencia no cumple con una gestión energética o un diseño eléctrico sostenible en el tiempo, esto se debe a la mala selección de equipos y conductores eléctricos, los cuales presentan significativas pérdidas eléctricas, incrementando de esta manera el consumo de energía reactiva y activa. Cabe indicar que el establo cuando opera a su capacidad máxima de 60 KW, tiene un factor de potencia de 0.75 lo cual conlleva a tener una potencia reactiva de 52 KVAR. Asimismo, en el periodo 2019 el establo facturo en consumo de energía eléctrica el valor de 32877.10 soles/año (Establo San José, 2019).

Los equipos eléctricos del establo San José, trabajan en promedio 2190 horas/año, y cuenta con equipos críticos como motores eléctricos, los cuales debido a la inestabilidad del sistema eléctrico en BT, presentan diversas fallas en su bobinado, sistema de arranque, fugas a tierra y mala distribución para su correcto funcionamiento. También se cuenta con tableros de distribución los cuales no están diseñados bajo los criterios de la ingeniería o Normas Técnicas Peruanas que permitan obtener un seguimiento de los parámetros eléctricos de los equipos. Asimismo, el establo cuenta con un sistema de iluminación de 100 lámparas de vapor de sodio, con una potencia unitaria de 36W tipo T8. Cabe enunciar que las lámparas de vapor de sodio tienen una elevada carga inductiva lo cual causa defectos armónicos en la tensión y corriente (Establo San José, 2020).

Por lo expuesto, se plantea realizar el diseño de la red eléctrica del establo San José implementado un sistema de Gestión Inteligente para mejorar su eficiencia energética, dado que el establo San José tiene el deseo de aumentar su producción actual debido a que el sistema eléctrico con el que cuenta carece de las especificaciones necesarias para cumplir con tal fin. Es por esta razón que con la implantación de este trabajo de tesis se espera proporcionar sostenibilidad

energética al establo San José en el tiempo, reduciendo los costos de facturación eléctrica tanto en energía activa y reactiva.

Consecuentemente la problemática de la investigación conlleva a plantear la siguiente pregunta ¿De qué manera se utilizará eficientemente el consumo de energía en la red eléctrica del Establo San José?

Para dar respuesta a la formulación de la pregunta se planteó la hipótesis: El consumo de energía en la red eléctrica del Establo San José, se utilizará eficientemente mediante la implementación de un sistema de gestión inteligente.

La investigación tiene como justificación desde el enfoque económico el cambio de la tarifa eléctrica, lo cual incluye el bajo costo del kWh trayendo un beneficio útil, desde el enfoque social contribuirá al mejor manejo del sistema eléctrico por parte de los operarios, limitando de esta manera los peligros o riesgos eléctricos.

De igual manera desde el enfoque institucional contribuirá al mejor manejo de la energía eléctrica consumiéndola eficientemente y con responsabilidad, utilizando los criterios de la ingeniería eléctrica basada, formando en el profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica un interés por la investigación y la solución de problemas en la sociedad, y desde el enfoque ambiental, el uso racional de la energía eléctrica reduce la carga contaminante lumínica al medio ambiente, además el eficiente diseño eléctrico permitirá alargar la vida útil de los equipos y conductores eléctricos.

Para la investigación se planteó el siguiente objetivo general: Analizar el sistema de gestión inteligente para incrementar la eficiencia energética de la red eléctrica del Establo San José.

De la misma manera, para cumplir con el objetivo general, se plantearon los siguientes objetivos específicos: Diagnosticar la eficiencia energética actual de suministro de la red eléctrica del establo San José La Libertad; Diseñar el sistema eléctrico en media tensión para satisfacer la demanda energética según los requerimientos del establo San José; Diseñar y simular el sistema de Gestión Inteligente de la red eléctrica del establo San José para estimar el comportamiento de la eficiencia energética; Evaluar el costo-beneficio de la

implementación de la Red Inteligente para el incremento de la eficiencia energética del establo San José.

II. MARCO TEÓRICO

A continuación, se describen los antecedentes bibliográficos relacionados al tema de investigación del presente trabajo.

Vilcahuaman (2017), implementó un sistema inteligente para la supervisión y monitoreo de la calidad del servicio eléctrico. El autor utilizó la metodología aplicada – Experimental, empleó como herramientas el cálculo de balance energético de redes eléctricas y el software VALSIRA1, como sistema inteligente para determinar la calidad de la energía consumida. El investigador primero analizó todas las fallas eléctricas que perjudican la calidad eléctrica y conllevan a tener una baja eficiencia eléctrica, encontrando que el sistema eléctrico en BT tiene una eficiencia eléctrica de 85.65% y en AT 89.54%, valores que resultan críticos para la empresa consumidora. Para dar solución a esta problemática el autor implemento el VALSIRA1 (Sistema Inteligente Experto en Calidad del Servicio Eléctrico) al sistema eléctrico de la empresa, considerando 7 factores: tipo de tensión, factor de potencia, excedentes de energía, energía reactiva, excedentes eléctricos, tarifa eléctrica y dimensionamiento de conductores, con lo cual permitió elevar la calidad: con un factor de potencia 92% y reducción en un 25.40% del consumo de corriente eléctrica, conllevando a elevar la eficiencia eléctrica a un valor máximo del 95.20% en BT y 96.14% en AT.

Mamani (2018), en su trabajo de integración de las energías renovables como generación distribuida en redes eléctricas inteligentes. Utilizó la metodología no experimental, donde el investigador utilizó la aplicación NOJA para mejorar la eficiencia eléctrica. El autor propuso el cambio de baja tensión a media tensión, encontrando un factor de potencia en el sistema actual de BT del orden promedio de 79.83%, con un exceso de energía reactiva del 45% de la energía total. El autor propuso el cambio de sistema eléctrico de BT a MT con la aplicación del NOJA (Automatización de Red Inteligente), para lo cual se propuso un rediseño de las instalaciones eléctricas (conductores, tableros, motores asíncronos e iluminación) y cambio de tarifa para incremento de potencia, logrando de esta manera incrementar la eficiencia energética eléctrica al valor de 96.00%. El autor estimó un retorno operacional de la inversión promedio de 3 años, con una tasa interna de la rentabilidad del 87%.

Vásquez (2019), realizó una evaluación a suministros en baja tensión, implementando un sistema de medición inteligente. El autor utilizó la metodología aplicada de corte transversal. Las herramientas utilizadas fueron el análisis energético eléctrico con el apoyo de los softwares Smart Grids (Redes Eléctricas Inteligentes) y DMS (Sistema de Gestión de Distribución). El autor encontró un sistema eléctrico en BT con fallas en el desequilibrio de cargas, contaminación armónica, caídas de tensión e incrementó de amperaje. El autor encontró un sistema eléctrico con un factor de potencia de 0.822 (ángulo desfase 34.71°), tensión 440 V, eficiencia eléctrica del 88.11%, potencia útil de 110 KW, potencia aparente 134 KVA, potencia reactiva 76.30 KVAR y amperaje de 175 A. Basado en estas situaciones el autor propuso el uso de un banco de capacitores trifásico, donde mediante un sistema inteligente se regularon los distintos parámetros eléctricos, obteniendo un incremento en la eficiencia eléctrica a un valor de 95.60%, factor de potencia 0.9810 (ángulo de desfase 11.20°), amperaje 140 A y potencia reactiva de 21.80 KVAR, generando valores positivos en la reducción del gasto económico para la empresa, con un TIR del 78.50% y ROI de 1.6 años.

Zegarra (2017), realizó un análisis a un sistema de medición centralizado de energía eléctrica con medidores inteligentes. Utilizando la metodología no experimental. El autor utilizó la herramienta informática REI (Red Eléctrica Inteligente) para analizar las diversas fallas del sistema eléctrica en baja tensión. El autor encontró un sistema eléctrico con un factor de potencia promedio de 83.20%, el cual es producto de la mala calidad y eficiencia de la red eléctrica, donde la causa raíz es el sobredimensionamiento de los equipos eléctricos y excesos de consumo de potencia activa, que producen sobretensiones y armónicos. El autor para dar solución a esta problemática planteo un rediseño del sistema eléctrico y la inclusión de banco de condensadores, logrando de esta manera incrementar el factor de potencia al valor de 95.80%, con la regulación del sistema REI. El estudio tuvo un valor actual neto (VAN) de 56780.00 dólares y una tasa interna de rentabilidad (TIR) del 90.11%.

Luque (2017), diseñó un sistema de control automático de generación en una red eléctrica inteligente. El autor empleó la metodología aplicada – no experimental, con el apoyo del software Smartgrid (Red Eléctrica Inteligente) para un sistema eléctrico trifásico en baja tensión de 380 V. El autor analizó la eficiencia eléctrica como causa de la calidad de la energía en motores asíncronos, los cuales tienen una eficiencia eléctrica baja promedio de 75.00%, debido a las diversas fallas en la red eléctrica, siendo necesario un sistema eléctrico inteligente fundamentado en la reducción de averías para incrementar la calidad y en consecuencia la eficiencia, proponiendo el uso de motores de alta eficiencia jaula ardilla y dimensionamiento de las instalaciones eléctricas, lo cual conllevó a incrementar la eficiencia a un valor máximo de 95.60%. El proyecto tuvo un beneficio de 25680.00 soles/año, para 23 motores eléctricos con potencia de 20 HP/cada uno.

Alcos (2017), desarrolló un sistema de gestión de energía en una red eléctrica inteligente. El autor utilizó como metodología el diseño no experimental, mediante el uso del software Smart Grid (Redes de Energía Inteligente) en un sistema eléctrico en BT de 600 V, con una potencia de 180 KW. El autor encontró diversas fallas, las cuales las analizó en un diagrama de Ishikawa, encontrando que la causa raíz de las fallas es el ineficiente diseño de la instalación eléctrica. El autor propuso el control de los parámetros: tensión, amperaje, factor de potencia, frecuencia y potencias mediante el software Smart Grid, logrando que la instalación tenga una reducción del amperaje del 21% y una diferencia porcentual positiva en la eficiencia energética de 9.60%.

Calderón (2019), implementó un sistema de distribución eléctrica para mejorar la confiabilidad de una empresa. El autor utilizó la metodología de diseño de investigación experimental. Analizó la confiabilidad eléctrica de los equipos como transformadores y motores en BT mediante el empleo del simulador Smart Grids, donde el investigador recalca que la confiabilidad es directamente proporcional a la eficiencia energética. El autor encontró un sistema eléctrico con una confiabilidad del 92.50%, pero mediante la simulación del sistema inteligente se logra obtener una confiabilidad del 98.00%, permitiendo reducir el amperaje, tener conductores de acuerdo a la carga distribuida y un alto factor de potencia de 96.80%.

En la misma línea de investigación el presente estudio, presenta las siguientes teorías relacionadas al tema extraídas de textos de ingeniería eléctrica:

Un Sistema de Gestión Inteligente (SGI), es un instrumento informático que almacena y procesa información de una red eléctrica, permitiendo el control inteligente de equipos eléctricos o electrónicos desde un panel de virtualización, que mejora la eficiencia. Asimismo, un SGI permite minimizar las fallas prematuras, para un ahorro importante en términos económicos y una gran flexibilidad en la selección de los componentes eléctricos (Santos, 2018).

La eficiencia energética eléctrica, es el consumo optimo de la electricidad por un sistema eléctrico. También contribuye al uso racional de la cantidad de energía requerida para proporcionar un servicio o producto (Pérez, 2020).

Los sistemas de baja tensión BT, son niveles de tensión para la distribución de la electricidad donde no debe superar los 1000 V (CNE, 2011) y su utilización es convertir la energía eléctrica en otros tipos de energía por lo general mecánica en motores eléctricos para los equipos industriales, porque poseen receptores eléctricos que son diseñados para trabajar en BT (Pérez, 2018).

Por otro lado, un sistema en media tensión MT, es un conjunto de niveles de tensión en el orden variable de 1000 V a 35000 V, la cual es consumida en su mayoría el sector industrial (CNE, 2011), este tipo de electricidad viaja desde una central eléctrica a una subestación eléctrica, la cual transfigura la electricidad de alta tensión (AT) en media tensión (MT) (Janh, 2017).

El diseño de un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de mecanismos eléctricos que permiten el funcionamiento óptimo de una red eléctrica y sus componentes, admitiendo el consumo racional de la energía activa y controlando los excesos por consumo de energía reactiva, asimismo el diseño del sistema eléctrico permite detectar pérdidas en equipos y establecer medidas correctivas de mejora (Lujo, 2018).

El análisis de la calidad del producto que es suministrado, se evalúa las variaciones eléctricas del nivel de tensión, frecuencia y perturbaciones en la entrada de la energía. Para identificar y solucionar los problemas eléctricos que pueden dañar al comportamiento de los equipos eléctricos y reducir su

confiabilidad, disminuir la productividad y la rentabilidad e incluso es un peligro de seguridad (Machaca, y otros, 2017).

La Norma de Opciones Tarifarias tiene la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE. Según las tarifas eléctricas de MT del artículo 5 del capítulo II, de las Normas de Osinergmin se clasifican: MT2, MT3 y MT4, y se muestran en el Anexo A.1: Tarifas Eléctricas de MT.

En el país la totalidad de sistemas eléctricos se basa en sistemas de energía eléctrica convencionales, las dos características principales de estos sistemas son: generación de energía centralizada y sistemas de suministro de energía unidireccionales. Esto significa que la energía eléctrica se produce primero mediante la generación de energía a granel y luego se transmite a través de la red eléctrica a la capa de distribución y, finalmente, a los usuarios finales. El flujo de electricidad en la red es de arriba (red de alta tensión) a abajo (red de baja tensión). Una red eléctrica está compuesta por tres etapas principales: generación, transmisión y distribución (Anexo 2). La red eléctrica tradicional consta de varios elementos como conductores, transformadores, interruptores, relés, etc. para entregar electricidad de manera segura a los consumidores finales. El desarrollo de sistemas de control, supervisión y monitoreo en tiempo real con un sistema de protección inteligente es esencial para optimizar la producción y el consumo de electricidad, mejorar la eficiencia general y garantizar la confiabilidad de la red (Refaat et al., 2021).

En la actualidad el desafío es que varias fuentes nuevas de generación puedan conectarse y desconectarse aleatoriamente sin originar problemas a la red de distribución. Además, controlar un gran número de fuentes diferentes con diferentes características es de suma importancia debido a la posibilidad de requisitos contradictorios y recursos de comunicación limitados, es así que se han desarrollado nuevos sistemas conocidos como Redes Inteligentes “Smart Grid”.

Una Red Inteligente “SG”, por sus siglas en inglés, es una red interconectada flexible y manejable que implementa infraestructuras de electricidad, información y comunicación (Anexo 3), para generar energía de manera más eficiente y confiable, y de la manera más limpia y segura posible para preservar el medio

ambiente. La arquitectura de control debe ser dinámico y multicapa para manejar el funcionamiento en tiempo real y proporcionar compensación entre desempeño e implementación. El control avanzado utiliza alta velocidad, infraestructura de comunicaciones, agentes inteligentes distribuidos, herramientas analíticas y operativas funcionales. Los sistemas de control avanzados del SG supervisan los componentes esenciales, proporcionar una respuesta oportuna, y permite la detección, predicción, desconexión y auto curación de fallas en el sistema (Refaat et al., 2021)

El SG utiliza tecnologías tales como detección de fallas mejorada, estimación de estado y permitiendo la auto reparación de la red sin necesidad de personal especializado. De esta manera se tiene un suministro confiable de electricidad y se minimiza la vulnerabilidad a ataques o ataques naturales desastres.

Los métodos de control avanzados y la supervisión de los elementos esenciales de la red, permiten un diagnóstico rápido y soluciones a eventos que afectan la integridad de la red, la energía calidad y buen funcionamiento. La red puede monitorear tanto en línea como en tiempo real como, así como evaluar su estado actual y predecir su situación futura. El SG tiene procedimientos sólidos de advertencia de riesgos para emplear capacidades preventivas, diagnóstico automático de fallas, aislamiento de fallas propias y restauración automática (Refaat et al., 2021).

El aumento de la complejidad de la red requerirá muchos requisitos operativos tecnológicos, computacionales y comerciales, tal como:

- Sistemas de autoaprendizaje.
- Mayor coordinación entre las áreas de equilibrio a nivel de transmisión, así como habilidades de equilibrio a nivel de distribución.
- Habilidades de equilibrio utilizando operaciones tanto del lado de la carga como del lado de la oferta.
- La privacidad y la seguridad se aplicarán en todas las partes del sistema, hasta los dispositivos de uso final.

Los requisitos para una nueva estructura del sistema de energía han inspirado el desarrollo de micro redes, debido a preocupaciones económicas y ambientales. El concepto de micro red trae beneficios considerables a las redes

de transmisión y distribución debido a sus ventajas que incluyen un alto grado de eficiencia y confiabilidad, penetración de fuentes de energía renovable (FER) de alto nivel y bajas pérdidas de energía.

En presencia de micro redes, se emplea el control distribuido jerárquico para proporcionar una estrategia de coordinación, junto con los dispositivos de almacenamiento y cargas flexibles. En el control distribuido jerárquico, la micro red se divide en varias áreas donde cada área puede incluir fuentes de energía distribuidas, cargas y líneas eléctricas. La principal motivación detrás de la implementación de una estructura de control distribuido es la incapacidad de los operadores de las diferentes áreas para compartir información y datos. Una arquitectura de control jerárquica se puede dividir en tres niveles de control según el marco de tiempo requerido: primario, secundario y terciario (Refaat et al., 2021).

Las redes inteligentes son capaces de producir una gran cantidad de datos a partir de dispositivos de medición ampliamente instalados y muchas otras fuentes. Las fuentes de Big Data en SG generalmente se dividen en dos categorías principales; fuentes de datos de servicios eléctricos y fuentes de datos suplementarios (Anexo 4). Ambas fuentes son necesarias para la gestión de la energía y las decisiones de control en los sistemas SG DG. La categoría de datos de servicios eléctricos incluye medición de servicios de datos, como datos de la unidad de medición fasorial (PMU), datos de medidores inteligentes, datos de dispositivos electrónicos inteligentes (IED), datos de gestión de activos, datos de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), relé de protección digital (DPR) datos, datos del registrador digital de fallas (DFR), datos del registrador de secuencia de eventos (SER), datos de infraestructura de medición avanzada (AMI), datos de control y mantenimiento para equipos y datos operativos de lectura automática de medidores (AMR) de la empresa de servicios públicos (Refaat et al., 2021).

En este punto cabe resaltar que los SG emplean sistemas inteligentes sobre la infraestructura de la red de transmisión eléctrica, pero en un sentido más amplio los sistemas inteligentes se pueden disgregar en dos grupos: la Inteligencia Artificial y la Inteligencia computacional, aunque ambos enfoques tienen el

mismo objetivo el cual es implementar sistemas artificiales impulsados por inteligencia (Bogdan, 2011).

Con el fin de poder minimización de costos de energía se puede modelar el sistema la Micro red (SMG), y el sistema de gestión. Algunos de los modelos que podemos mencionar son los relacionados a servidores Front-End (Aplicaciones a nivel de usuario).

Para la fase de implementación (Anexo 5) se muestra la arquitectura de la SMG donde se pueden resaltar varias partes como, generadores, cargas, bancos de almacenamiento y sistema de gestión de energía. Los generadores incluyen generadores de respaldo (generalmente generadores Diésel) y generadores renovables (por ejemplo, paneles solares o turbinas eólicas). Los SMG tienen dos modos de funcionamiento, es decir, conectados a la red y en isla. Cuando hay cortes de energía en las redes principales, los SMG pueden aislarse de las redes principales y suministrar mediante dispositivos de almacenamiento de energía o energía renovable (Jiang, 2015).

El Analizador de red PQ500 (ECAMEC) es un dispositivo de adquisición de datos para el control y análisis de calidad de energía, los parámetros que mide son: Tensiones de fases, Desviación de Tensión, Corriente RMS, máxima y mínima, por fase, Distorsión Armónica de tensión (THD%) hasta la componente 50° (según IEC61000-4-7 Clase II), Flickers (Pst y Plt) hasta Pst=5 (según IEC61000-4-15), Sobre y Sub tensión del tipo Sag y Swel, Desbalance de tensión, Frecuencia de red, Potencia Activa en 4 cuadrantes, Reactiva y Aparente, Energía Activa y Reactiva, Factor de Potencia e Interrupciones (Simonetta, 2013).

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación: Aplicada, pues se hace usos de los conceptos de ingeniería para diseñar, modelar y simular la red eléctrica operando bajo dominio del sistema inteligente.

Diseño de investigación: Pre experimental, pues se hará uso de modelos fisicomatemáticos para validar la lógica de operación del sistema de Gestión inteligente sobre el funcionamiento de la red eléctrica.

3.2. Variables y Operacionalización

Variable independiente

- Sistema de Gestión Inteligente

Variable dependiente

- Eficiencia energética

En el Anexo 6 se encuentra la tabla de operacionalización de variables con la descripción de las variables empleadas.

3.3. Población (criterios de selección), muestra, muestreo, unidad de análisis

Población: Redes eléctricas en baja tensión bajo plan tarifario BT5A

Muestra: Red eléctrica del establo San José

Muestreo: No probabilístico de tipo por conveniencia.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos técnicas de recolección de datos

En cuanto a las técnicas planteadas, a usarse en el presente estudio son:

- Análisis documental
- Observación del sistema
- Mediciones de campo

3.5. Instrumentos de recolección de datos

En cuanto a los instrumentos planteados, los cuales se usarán como técnicas de recolección de información son:

- Fichas de registro de fallas
- Ficha de mediciones de parámetros eléctricos
- Analizador de redes eléctricas

3.6. Procedimientos

En el desarrollo del presente trabajo se siguieron los siguientes pasos:

- Se realizó el inventario de los equipos pertenecientes a la red eléctrica de en el Establo San José.
- Se realizaron las mediciones de los parámetros eléctricos.
- Se realizó el cálculo de la demanda máxima de la red eléctrica en el estado actual.
- Se diseñó una nueva red eléctrica en base a los requerimientos del establo.
- Se diseñó y programó el Sistema de Gestión Inteligente para monitorear y controlar los parámetros y componentes dentro de la red eléctrica.
- Se simuló la red eléctrica operando bajo el control del Sistema de Gestión inteligente para comprobar la efectividad del sistema.
- Se realizó el análisis económico para verificar la viabilidad del diseño propuesto en este trabajo.

3.7. Método de análisis de datos

En la parte inicial se toman los datos de las facturas de consumo eléctrico del establo para determinar la tendencia del uso de la energía en los últimos años, con lo cual se realizará la estimación de la demanda máxima actual del establo. Además del anterior, se hará uso de un analizador de redes para registrar los parámetros eléctricos y generar un reporte de la condición del sistema eléctrico actual.

Procesando la información obtenida y empleando el método inductivo se definirá el estado actual de la red eléctrica. Bajo los resultados obtenidos

se diseñará una nueva red eléctrica resolviendo problemas y/o carencias existentes en la red actual.

Por su parte, el Sistema de Gestión Inteligente tomara los datos eléctricos de los equipos y la red eléctrica por medio de sensores y en base a los criterios de evaluación programados el Sistema de Gestión Inteligente generara una programación para los tiempos de operación de los equipos que componen la red eléctrica.

3.8. Aspectos éticos

Los autores del presente trabajo se comprometen a cumplir con los requerimientos de validación de la veracidad de la recolección y uso de datos evitando incurrir en plagio de los trabajos de otros autores y la protección de la información expedida por la empresa propietaria y la empresa concesionaria.

IV. RESULTADOS

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA ACTUAL DE SUMINISTRO DE LA RED ELÉCTRICA DEL ESTABLO SAN JOSÉ

Para realizar un diagnóstico de la eficiencia energética actual del suministro de la red eléctrica, se consideró el periodo de evaluación: mayo 2019 – abril 2020, porque fue el periodo con la mayor cantidad de averías o fallas que condujeron a un exceso de consumo de energía eléctrica, repercutiendo en los costos de facturación.

4.1.1. Cargas instaladas del establo San José

Para entender la operatividad de la red eléctrica del establo San José, la separaremos en dos tipos de cargas: especiales y de oficina u otros. Las cargas especiales involucran los servicios de consumo de energía de los equipos: motor de picadora de panca, sistema de ordeño, equipo de bombeo y molino procesadora de alimentos. Mientras las cargas de oficina u otros está comprendido por: alumbrado, toma corrientes y bomba de agua. Donde la potencia instalada o requerida por el establo San José es 85 KW, como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1: Demanda total del establo San José

Descripción	Capacidad (HP)	Cantidad	Potencia Total (KW)	F.P.	Consumo Parcial (KW)	Total (KW)
Cargas especiales						
Motor picadora de panca	40.00	2.00	59.44	0.90	53.50	83.59
Sistema de ordeño	1.50	2.00	2.23	0.90	2.01	
Equipo de bombeo	15.00	1.00	11.15	0.90	10.03	
Molino procesadora de alimentos	13.50	2.00	20.06	0.90	18.05	
Cargas para oficinas u otros						
Alumbrado	-	1.00	10.00	0.75	7.50	10.93
Toma Corriente	-	1.00	3.00	0.80	2.40	
Bomba de Agua	2.00	1.00	1.47	0.70	1.03	
Máxima demanda total						94.52
Potencia instalada				0.9	94.52	85.00

Fuente: Sistema eléctrico del establo San José Virú, 2019.

4.1.2. Fallas de la red eléctrica del establo San José

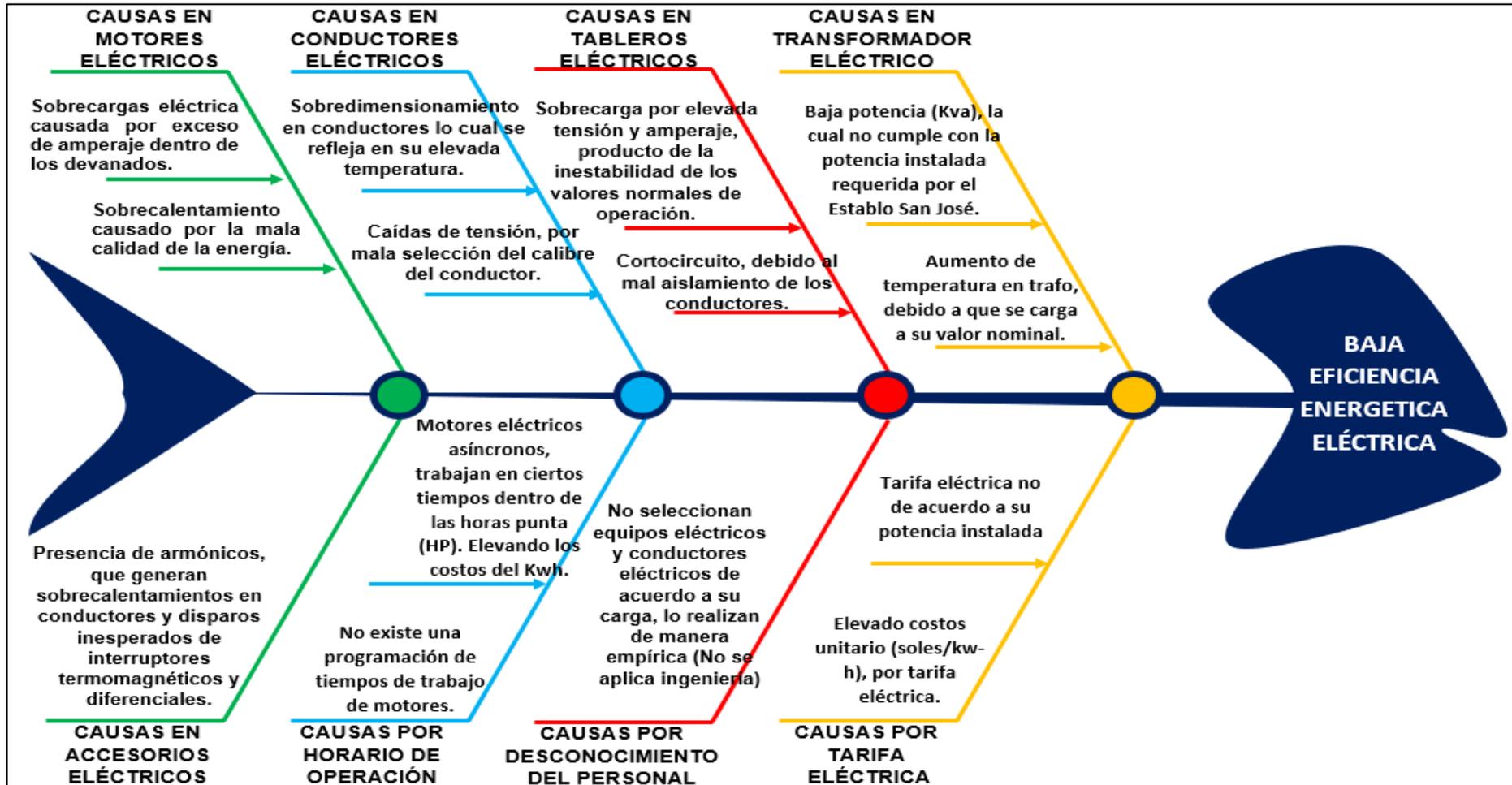


Figura 1: Diagrama de Ishikawa de fallas del sistema eléctrico del establo San José.

4.1.3. Parámetros de funcionamiento de las cargas especiales

Las cargas especiales están provistas para trabajar con una tensión nominal de 380 V y una frecuencia de 60 Hz, para un consumo de corriente total de 107.67 A, como se detalla en la tabla 2.

Tabla 2: Parámetros nominales de funcionamiento de las cargas nominales

Cargas especiales	Corriente Nominal (A)	Tensión (V)	Tipo de conexión	Frecuencia (Hz)
Motor picadora de panca	64.50	380	Estrella	60
Sistema de ordeño	36.24	380	Estrella	60
Equipo de bombeo	10.87	380	Estrella	60
Molino procesadora de alimentos	3.63	380	Estrella	60
Corriente total nominal	107.67			

Fuente: Sistema eléctrico del establo San José Virú, 2019.

4.1.4. Historial de consumo de energía eléctrica en horas punta (HP)

Se analizó el consumo de energía en horas punta, obteniendo los siguientes valores, 2.81 kWh como valor promedio mensual, 10.24 kWh como pico máximo mensual y 33.698 kWh es el consumo total de los 12 meses de evaluación, como se muestra en la figura 1.

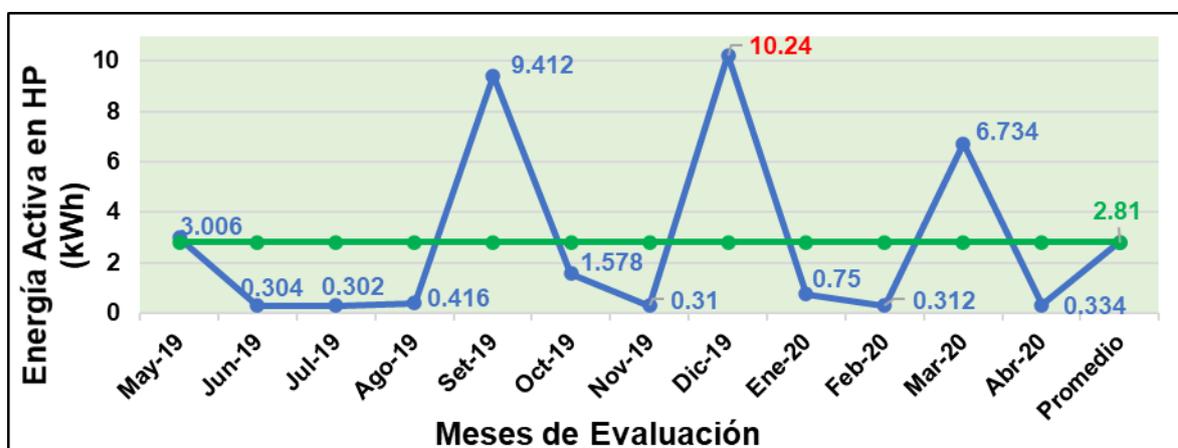


Figura 1: Energía activa consumida en HP por el establo San José.

Fuente: Datos de recibos de facturación del Establo San José -Virú, mayo 2019 – abril 2020.

4.1.5. Historial de consumo de energía en horas fuera punta (HFP)

Se analizó el consumo de energía en horas punta, obteniendo los siguientes valores, 4948.07 kWh como valor promedio mensual, 5789.3 kWh como pico máximo mensual y 59376.848 kWh es el consumo total de los 12 meses de evaluación, como se muestra en la figura 2.

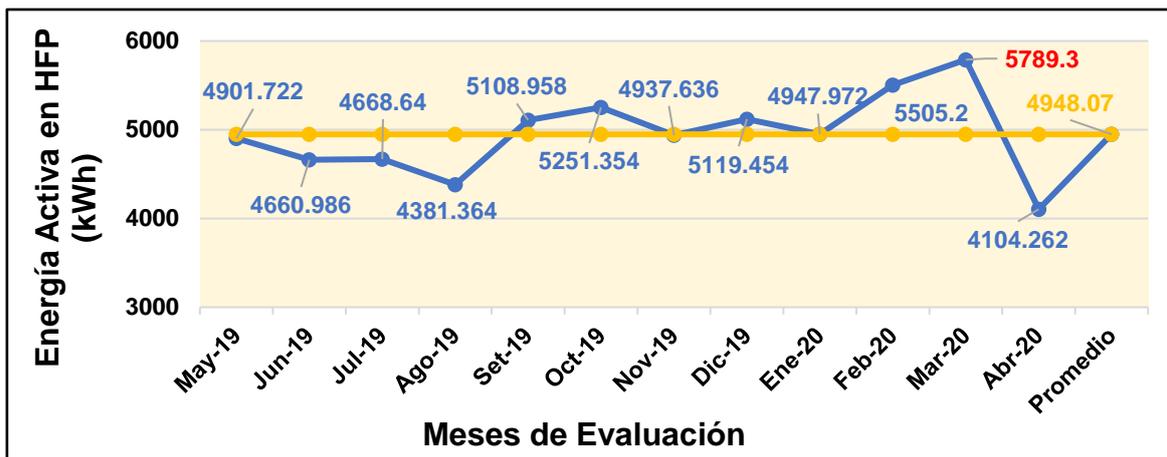


Figura 2: Energía activa consumida en HFP por el Establo San José.

Fuente: Datos de recibos de facturación del Establo San José -Virú, mayo 2019 – abril 2020.

4.1.6. Historial de consumo de energía reactiva consumida

Se analizó el consumo de energía reactiva, obteniendo los siguientes valores, 4067.81 kVARh como valor promedio mensual, 4806.538 kVARh como pico máximo mensual y 48813.704 kVARh es el consumo total de los 12 meses de evaluación, como se muestra en la figura 3.

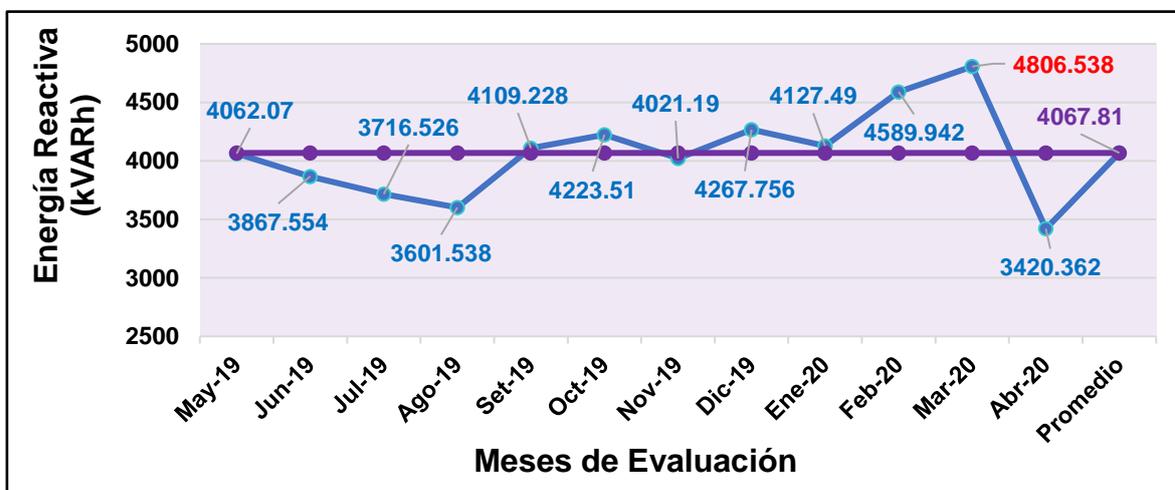


Figura 3: Energía reactiva consumida por el Establo San José.

Fuente: Datos de recibos de facturación del Establo San José -Virú, mayo 2019 – abril 2020

4.1.7. Comparativo entre los consumos de energía activa y reactiva

En la figura 4, se muestra el comparativo entre el consumo de energía activa y reactiva del establo San José, dónde el 45% del consumo de energía es reactiva y el 55% activa, con valores de 4067.81 KVARh y 4950.88 KWh respectivamente.

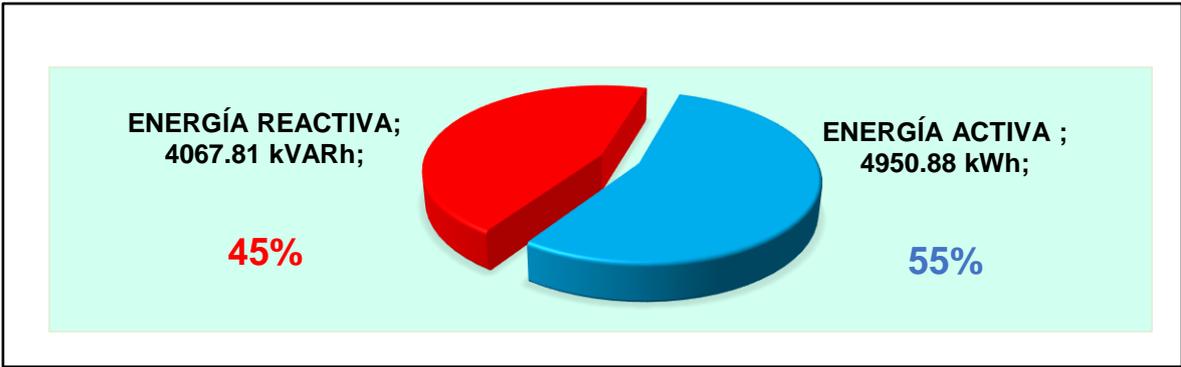


Figura 4: Comparativo de energía reactiva y activa del Establo San José.
Fuente: Datos de recibos de facturación del Establo San José -Virú, mayo 2019 – abril 2020

4.1.8. Diagrama unifilar del establo San José en condiciones actuales

En la figura 2, se muestra el diagrama unifilar actual del S.E, suministrado por la concesionaria Hidrandina S.A, con tarifa BT5 con una potencia contratada de 30KW, el cual está limitado su consumo a 60 KW debido a que el transformador del concesionario es de 75KVA.

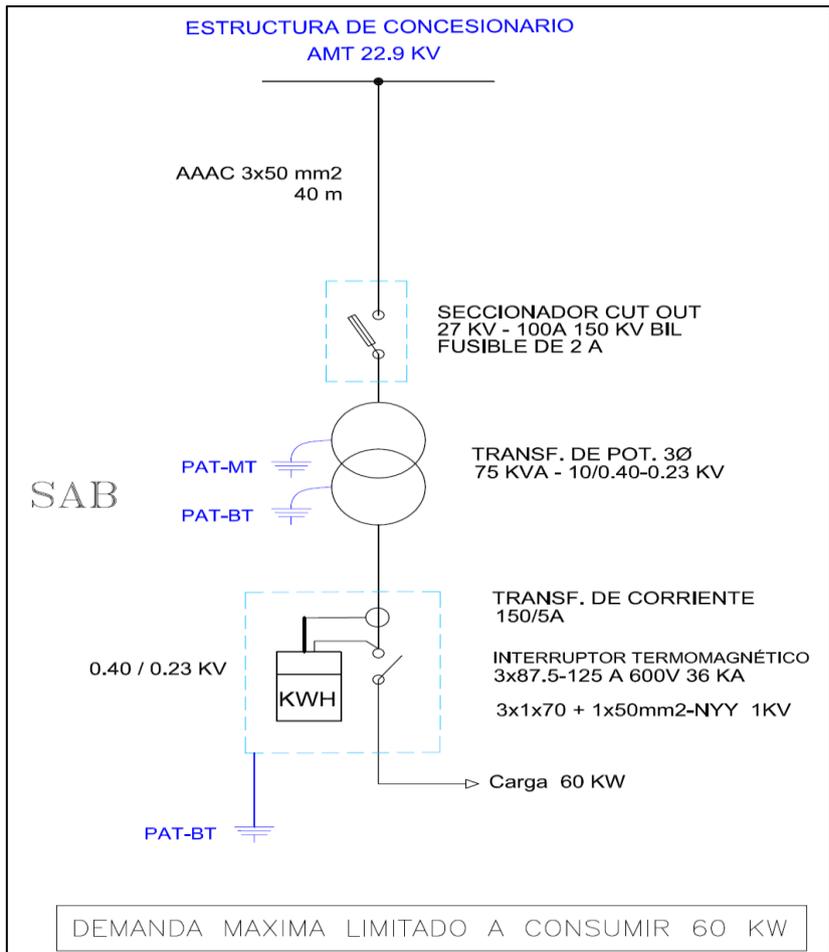


Figura 5: Diagrama unifilar del S.E actual del establo San José
Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.9. Medición de parámetros eléctricos

4.1.9.1. Instalación de equipo de medición

Una vez configurado el equipo de medición Ecamec PQ500 (Anexo 7) y con la conexión recomendada por el fabricante del equipo, se procedió a instalarlo en el tablero principal de alimentación al suministro de baja tensión en la salida del transformador trifásico del Establo San José, para esta acción no se necesitó suspender el suministro eléctrico, es decir que se realizó con el tablero energizado, cabe mencionar que los transformadores de corriente por ser de núcleo partido fue posible ejecutar este procedimiento.

Se tomaron las medidas adecuadas en relación a la seguridad personal, dado el riesgo eléctrico existente en una subestación eléctrica.

El equipo registro durante 7 días, continuos, se configuro para que registre una lectura cada 15 minutos (Osinergmin, 2008). Terminado este periodo se procedió a retirar el equipo de medición y se empezó con la extracción de datos.

4.1.9.2. Extracción y procesamiento de datos

Se procedió por tanto a realizar la extracción desde la base de datos donde se registran los parámetros eléctricos (tensión, frecuencia, armónicos, potencias (activas, reactivas, aparentes). Los datos fueron extraídos para su análisis, para lo cual se utilizó el software del proveedor Ecamec

El procesamiento de datos implica presentarlos inicialmente de una manera acorde a la forma como van a ser trabajados.

4.1.9.3. Resumen de mediciones de voltaje

En la tabla 3, se muestra el resumen de las mediciones de voltaje, el periodo de evaluación es de 7 días en las cuales se pudieron registrar los valores de voltaje de línea a neutro y voltajes de línea y línea.

Tabla 3: Mediciones de Voltaje

Tiempo		Voltaje línea a neutro (V)				Voltaje línea a línea (V)			
Inicio	Fin	Fases	Máximo	medio	Mínimo	Fases	Máximo	medio	Mínimo
05/10/2020 00:00	08/10/2020 23:59	L1	232.7	227.1	203.0	L1-L2	403.1	393.3	351.6
		L2	232.2	226.3	202.3	L2-L3	402.3	392.0	350.3
		L3	231.6	225.5	190.3	L1-L3	401.1	390.5	329.7
09/10/2020 00:00	09/10/2020 23:59	L1	258.9	233.2	221.4	L1-L2	448.4	403.9	383.4
		L2	262.0	234.1	175.3	L2-L3	453.7	405.4	303.7
		L3	250.5	233.2	226.4	L1-L3	433.8	404.0	392.1
10/10/2020 00:00	10/10/2020 23:59	L1	242.0	229.8	163.1	L1-L2	419.2	398.0	282.5
		L2	245.0	214.1	164.8	L2-L3	424.3	370.9	285.4
		L3	237.1	229.4	159.5	L1-L3	410.7	397.4	276.2
11/10/2020 00:00	11/10/2020 23:59	L1	239.5	232.4	223.6	L1-L2	414.8	402.4	387.2
		L2	238.7	233.1	223.6	L2-L3	413.4	403.8	388.3
		L3	235.2	232.7	223.5	L1-L3	407.5	403.1	387.0

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.9.4. Resumen de mediciones de corriente y frecuencia

En la tabla 4, se muestra el resumen de las mediciones de corriente de línea y de frecuencia, el periodo de evaluación es de 7 días en las cuales se pudieron registrar los valores de corriente de línea máximo, medio y mínimo. Así como también el valor medio de la frecuencia por día.

Tabla 4: Resumen de mediciones de corriente y frecuencia

Tiempo		Corriente por Línea (A)				Frecuencia (Hz)
Inicio	Fin	Fases	Máximo	medio	Mínimo	
05/10/2020 00:00	08/10/2020 23:59	L1	192.0	105.3	84.5	59.3
		L2	194.5	114.5	93.0	
		L3	165.5	105.5	87.0	
09/10/2020 00:00	09/10/2020 23:59	L1	121.5	57.0	3.5	60.0
		L2	123.5	59.0	7.0	
		L3	129.0	61.2	3.0	
10/10/2020 00:00	10/10/2020 23:59	L1	239.0	41.8	3.5	60.0
		L2	265.5	47.3	2.0	
		L3	228.0	46.1	2.0	
11/10/2020 00:00	11/10/2020 23:59	L1	232.5	81.3	3.5	60.0
		L2	225.5	72.9	9.0	
		L3	219.5	70.6	4.5	

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.9.5. Resumen de mediciones de THD

En la tabla 5, se muestra el resumen de las mediciones de distorsión armónica total por línea, el periodo de evaluación es de 7 días en las cuales se pudieron registrar el valor máximo, medio y mínimo por día.

Tabla 5: Resumen de mediciones de Armónicos THD

Tiempo		Armónicos THD (%)		
Inicio	Fin	Fase	Máximo	medio
05/10/2020 00:00	08/10/2020 23:59	L1	7.71	7.68
		L2	6.91	6.88
		L3	7.2	7.2
09/10/2020 00:00	09/10/2020 23:59	L1	9.1	5.8
		L2	8.5	5.2
		L3	7.9	4.7
10/10/2020 00:00	10/10/2020 23:59	L1	19.6	6.7
		L2	18.6	5.7
		L3	18.6	5.7
11/10/2020 00:00	11/10/2020 23:59	L1	8.1	5.4
		L2	6.9	4.2
		L3	7.2	4.5

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.9.6. Resumen de flicker y factor de potencia

En la tabla 6, se muestra el resumen de las mediciones de flicker por línea y el factor de potencia, el periodo de evaluación es de 7 días en las cuales se pudieron registrar el valor máximo, medio y mínimo. Así como también el valor medio del factor de potencia por día.

Tabla 6: Resumen de mediciones de flicker y factor de potencia

Tiempo		Fases	Flicker (%)			Factor de Potencia (%)
Inicio	Fin		Máximo	medio	Mínimo	
05/10/2020 00:00	08/10/2020 23:59	L1	0.2	0.1	0.1	0.6
		L2	0.3	0.2	0.1	0.7
		L3	0.5	0.3	0.1	0.6
09/10/2020 00:00	09/10/2020 23:59	L1	0.4	0.2	0.1	0.7
		L2	0.5	0.3	0.1	0.7
		L3	0.7	0.4	0.2	0.7
10/10/2020 00:00	10/10/2020 23:59	L1	2.7	0.4	0.02	0.6
		L2	3.4	0.5	0.03	0.7
		L3	3.9	0.6	0.05	0.7
11/10/2020 00:00	11/10/2020 23:59	L1	0.3	0.2	0.02	0.7
		L2	0.6	0.4	0.04	0.7
		L3	0.7	0.5	0.04	0.7

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.9.7. Resumen de potencias

En la tabla 7, se muestra el resumen de las mediciones de potencias, el periodo de evaluación es de 7 días en las cuales se pudieron registrar los valores de potencia activa total, potencia reactiva total y potencia aparente total.

Tabla 7: Resumen de mediciones de potencia Activa, Reactiva y Aparente

Tiempo		Potencias			
Inicio	Fin	Valor	P Activa Total (kW)	P Reactiva Total (kVAR)	P Aparente Total (KVA)
05/10/2020 00:00	08/10/2020 23:59	Máximo	178.2	199.8	267.9
		Medio	142.0	166.0	218.7
		Mínimo	105.8	132.3	169.6
09/10/2020 00:00	09/10/2020 23:59	Máximo	79.3	81.0	113.5
		Medio	45.4	45.2	64.3
		Mínimo	5.4	2.4	6.1
10/10/2020 00:00	10/10/2020 23:59	Máximo	113.2	122.7	167.0
		Medio	31.6	36.2	48.4
		Mínimo	1.8	1.9	2.9
11/10/2020 00:00	11/10/2020 23:59	Máximo	111.6	115.3	160.5
		Medio	55.4	58.2	80.6
		Mínimo	4.2	4.1	5.9

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.10. Analizar las mediciones eléctricas para reconocer las fallas en eficiencia y calidad de la energía.

4.1.10.1. Análisis de tensión

De las mediciones con el equipo analizador de red Ecamec QP500 realizadas en 7 días de acuerdo a lo establecido en la norma técnica peruana se ha logrado elaborar la gráfica de tensiones de cada línea con referencia a neutro tal como se muestra en la figura 31, el día 05 de Octubre de 2020 se instaló el equipo, se observa que no se tiene registro del día 5, 6 y 7 por que esos días se presentó un corte de energía no programado por la empresa concesionaria y así sucesivamente se presenta un corte de energía el día 8 y el día 11.

Realizando el análisis de las mediciones obtenidas se puede determinar que la tensión normalmente supera el 5% de la tensión nominal, por otro lado, se observa que el día 10 de octubre de 2020 la tensión disminuye más del 5 % de la tensión nominal considerablemente debido a que el Establo San José pone en funcionamiento su máxima potencia instalada.

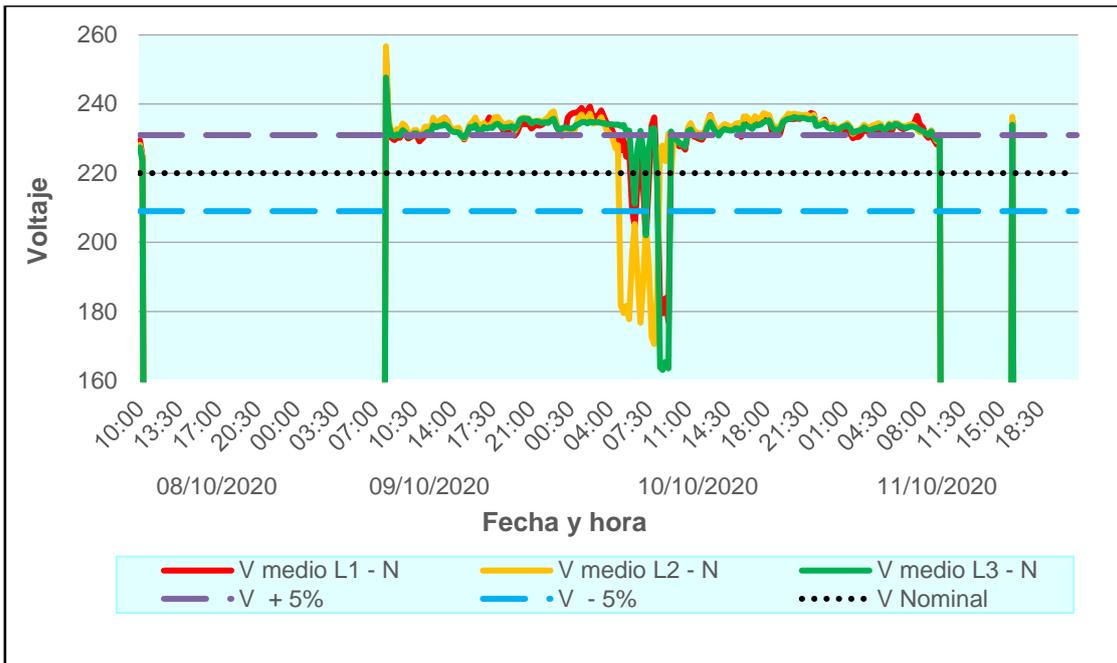


Figura 6: Gráfico de tensión de línea a neutro

Fuente: Elaborado por los autores.

En la figura 7, se muestra un gráfico de la tensión de línea a línea, según el análisis realizado se puede determinar que la tensión normalmente supera el 5% de la tensión nominal, por otro lado, se observa que el día 10 de octubre de 2020 la tensión disminuye más del 5% de la tensión nominal considerablemente debido a que el Establo San José pone en funcionamiento su máxima potencia instalada.

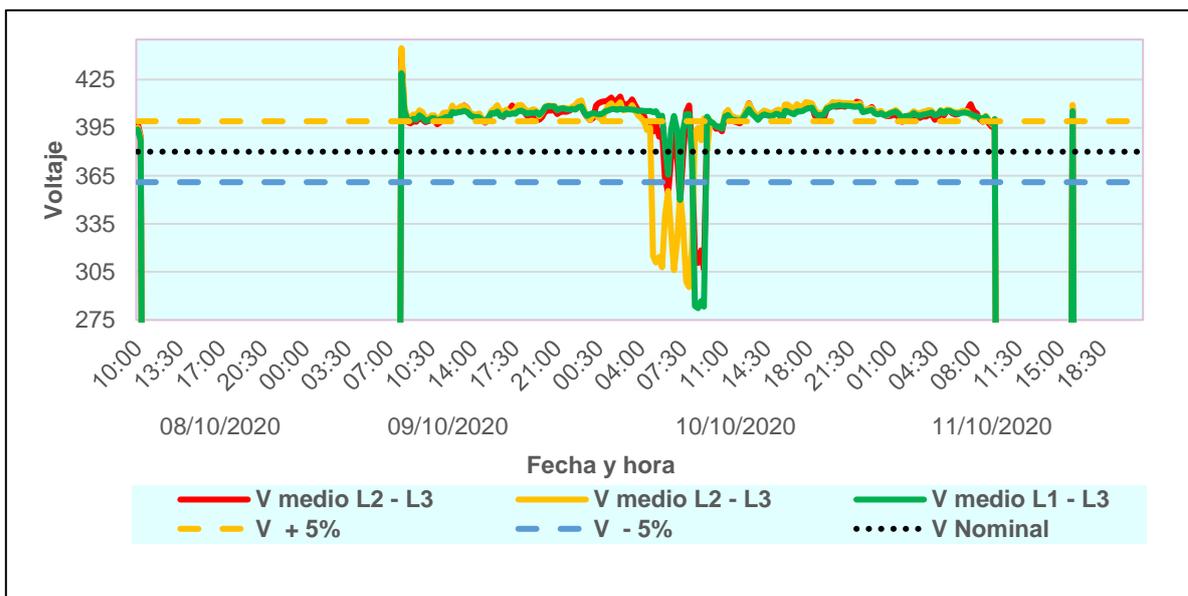


Figura 7: Gráfico de tensión de línea a línea

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.10.2. Análisis de THD

Evidentemente con analizador de red no se ha logrado obtener el porcentaje de cada armónico, pero si se ha podido obtener el porcentaje total de armónicos de los cuales se puede observar que supera el 15 % el día 10 de octubre de 2020 tal como se muestra en la figura 8.

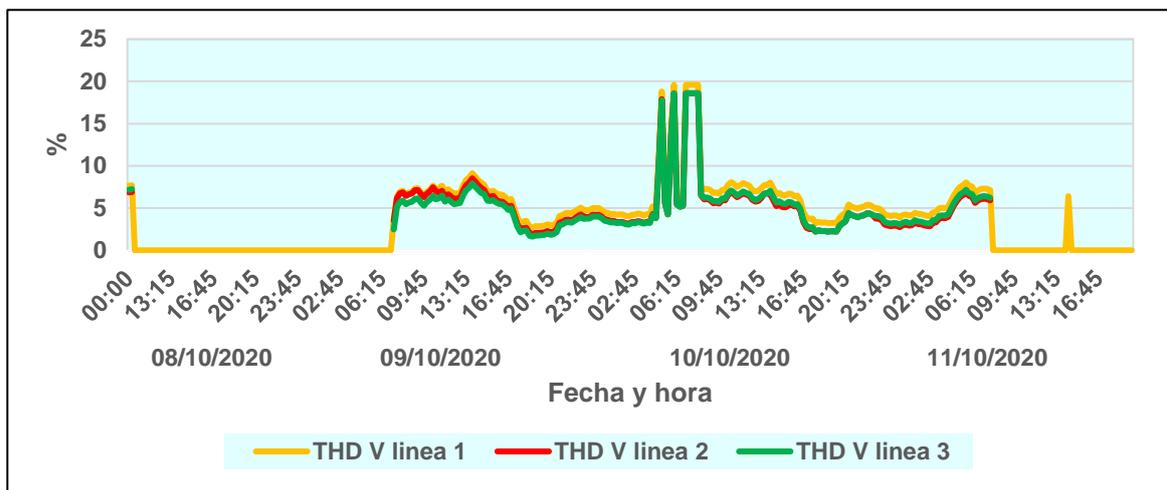


Figura 8: Diagrama de Distorsión Armónica Total en tensión

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.10.3. Análisis de Amperaje, factor de potencia y frecuencia

La energía consumida en las instalaciones eléctricas del Establo San José es cambiante en diversos momentos durante un día, esto se debe a que el propietario prioriza realizar las actividades paulatinamente para no saturar el suministro eléctrico puesto que solo se tiene una potencia contratada de 30 Kw. El desbalance de consumo de corriente es ligeramente bajo entre fases como se puede observar en la figura 9, así mismo se puede observar que el consumo de corriente por fase supera los 150 amperios.

El 90 % de la carga del Establo San José es inductiva (motores eléctricos) y el factor de potencia oscila entre el valor promedio de 0.77 como se muestra en la figura 10, esto se debe a lo mencionado anteriormente con respecto al tipo de carga con el que cuenta el Establo San José.

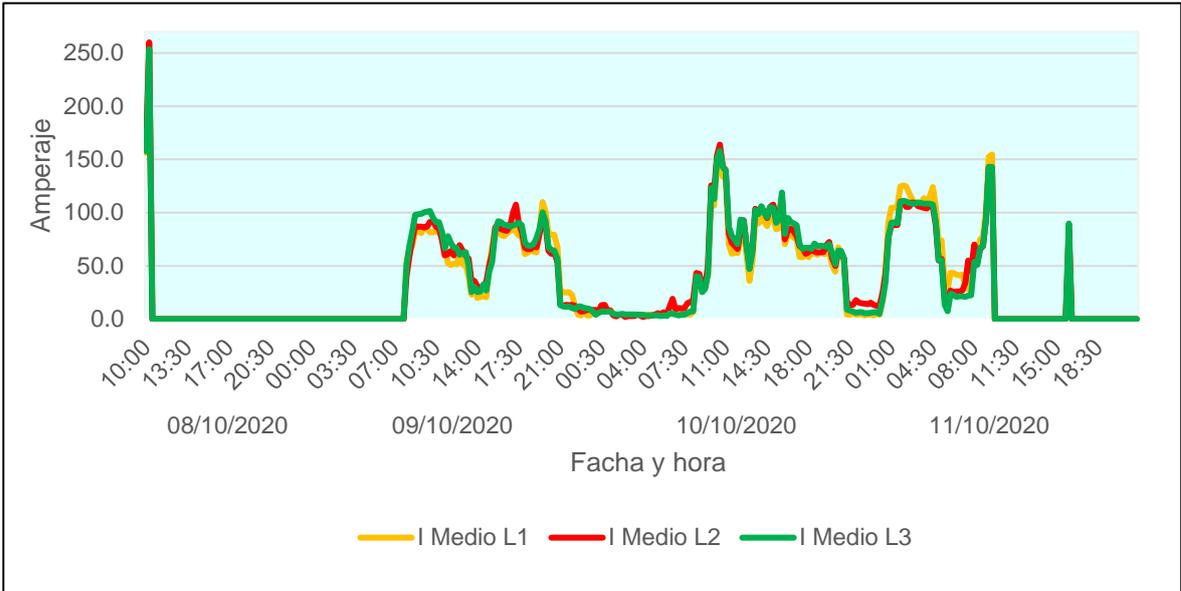


Figura 9: Desbalance de consumo de corriente eléctrica.

Fuente: Elaborado por los autores.

En la figura 10, se puede observar el factor de potencia del sistema eléctrico del Establo San José, se observa que es variante en el un mismo día, esto se debe a que el consumo de energía es cambiante.



Figura 10: Factor de potencia

Fuente: Elaborado por los autores.

En la figura 11, se muestra la frecuencia, de acuerdo a al análisis se puede determinar que la frecuencia es estable cuando se tiene diferentes cargas conectadas operando en el Establo San José.

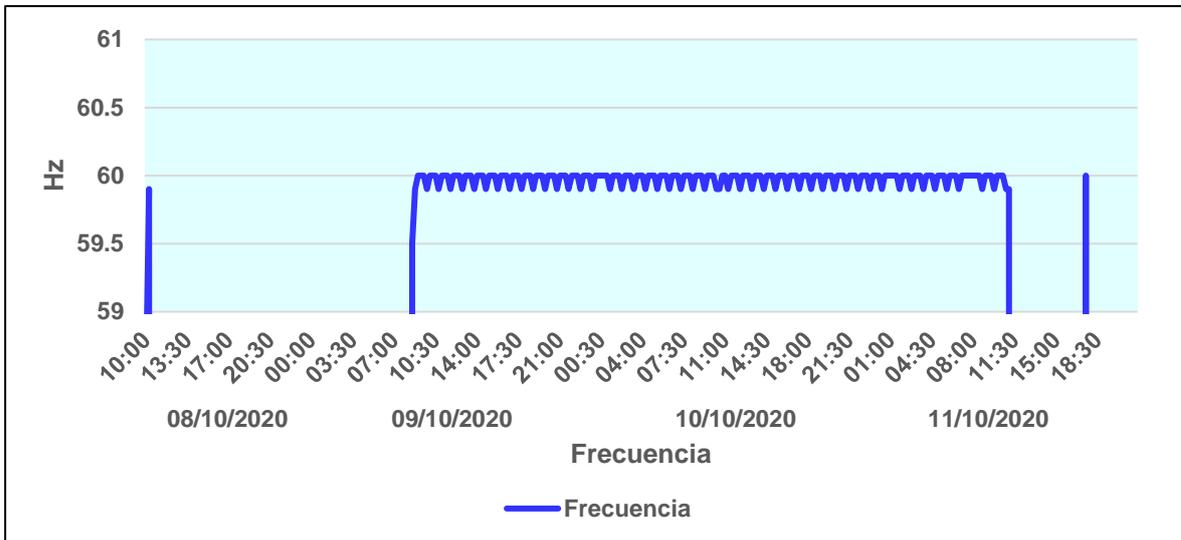


Figura 11: Frecuencia de los equipos eléctricos
Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.10.4. Resumen de flicker Pst

En la figura 12, se muestra el análisis de los flickers los cuales el 3.5 % el día 10 de octubre de 2020, lo cual excede lo establecido en la norma técnica de calidad de servicios eléctricos, el valor máximo permisible es el 1%, cabe mencionar que las mediciones se realizaron cada 15 min en un periodo de 7 días.

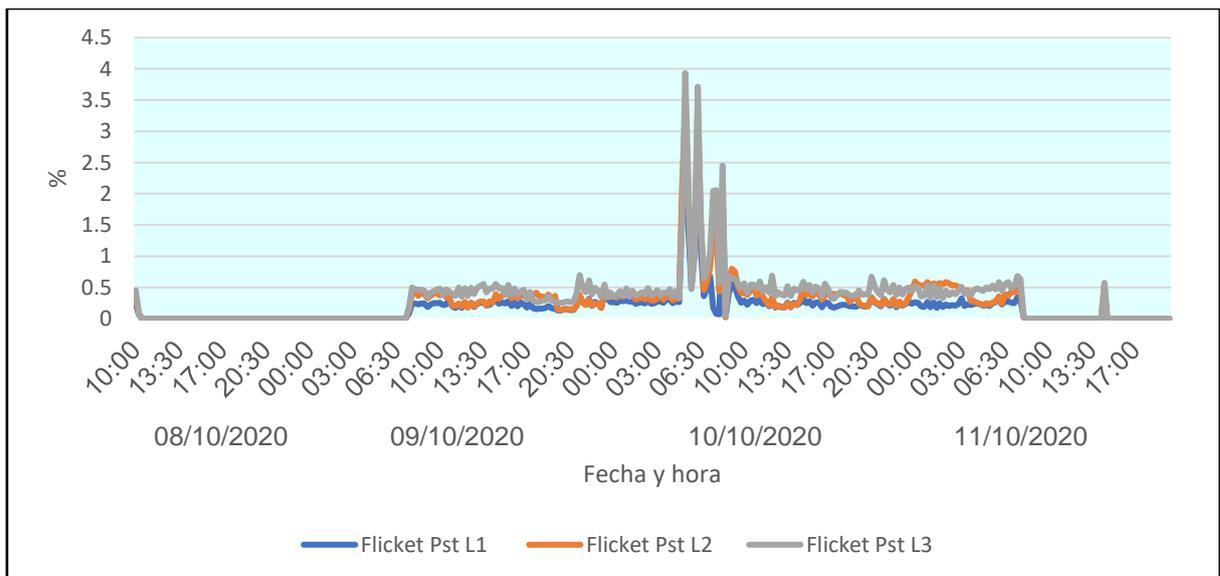


Figura 12: Frecuencia de los equipos eléctricos
Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.10.5. Análisis de Potencias

En la figura 13, se muestra el análisis de potencias, como se muestra en las figuras anteriores de consumo de corriente y factor de potencia del sistema eléctrico se tiene una potencia variable en el tiempo, se tiene en consideración que el transformador actual que suministra energía tiene una capacidad nominal de 75kVA, sin embargo, el consumo de potencia real supera los 160 kVA

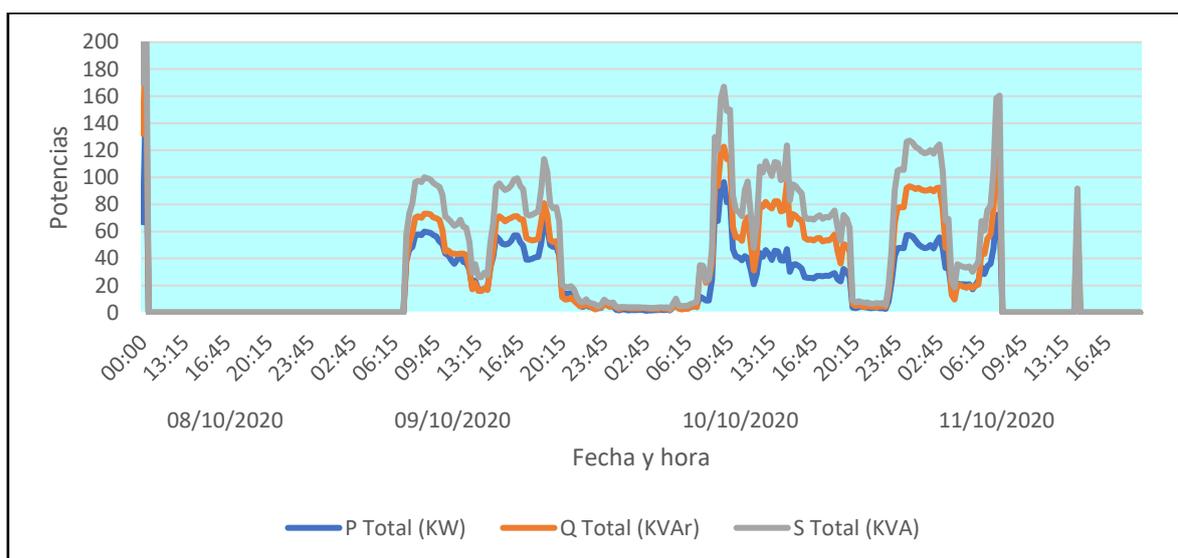


Figura 13: Comparativo de potencia activa, reactiva y aparente

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.11. Calidad de energía eléctrica actual según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Para poder determinar la calidad de energía que utilizamos la tabla 11 muestran los valores determinados por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y los valores obtenidos en las mediciones.

Tabla 8: Determinación de calidad de energía eléctrica

Descripción del indicador	Valor normado	Valores Medidos	Resultado o Cumplimiento
Variaciones de voltaje (ΔV)	<5%	8%	No cumple
Variaciones de frecuencia sostenida (Δf_k)	<0.6%	0.01%	Si cumple
Variaciones de frecuencia súbitas (VSF)	<1Hz	0.5 Hz	Si cumple
Flicker (pst)	<1%	3.90%	No cumple
THDV (%)	<8%	19.60%	No cumple

Fuente: Elaborado por los autores.

4.1.12. Cálculo de la eficiencia del establo en el estado actual

4.1.12.1. Consumo de energías del establo San José

El establo San José consume energía activa (horas punta y horas fuera punta) y energía reactiva, siendo esta última un valor crítico. Los consumos de estos tipos de energía se muestran en las figuras 1 y 2.

- Consumo de energía activa horas punta: $CE(HP) = 33.698 \text{ kWh/año}$
- Consumo de energía activa fuera punta: $CE (HFP) = 59376.848 \text{ kWh/año}$
- **Consumo de energía activa total:**

$$CE_p = CE(HP) + CE (HFP)$$
$$CE_p = 33.698 \text{ kWh/año} + 59376.848 \text{ kWh/año}$$
$$CE_p = 59410.546 \text{ kWh/año}$$

- Consumo de energía reactiva: $CEQ = 48813.704 \text{ kVARh/año}$
- **Consumo de energía aparente:** Este tipo de energía es la energía total consumida por el Establo San José, la cual se fracciona en energía activa y reactiva.

$$CE_s = \sqrt{CE_p^2 + CEQ^2}$$
$$CE_s = \sqrt{(59410.546 \text{ kWh/año})^2 + (48813.704 \text{ kVARh/año})^2}$$
$$CE_s = 76892.072 \text{ kVAh/año}$$

4.1.12.2. Factor de potencia del sistema eléctrico

Se evalúa el factor de potencia para evaluar el impacto del consumo de energía activa respecto del consumo de energía aparente.

$$FP = \frac{CE_p}{CE_s}$$
$$FP = \frac{59410.546 \text{ kWh/año}}{76892.072 \text{ kVAh/año}}$$
$$FP = 0.773$$

En consecuencia, el factor de potencia, influye inversamente proporcional sobre el ángulo de fase que es la diferencia entre las ondas senoidales:

$$\varphi = \cos^{-1}(FP) = \cos^{-1}(0.773) = 39.38^\circ$$

El valor del ángulo de fase representa un valor crítico para el sistema eléctrico del establo, dónde a mayor ángulo de fase mayor consumo energía reactiva.

4.1.12.3. Triángulo de consumos de energía del establo San José

El Establo San José en estado inicial está limitado al consumo de 59410.547 kWh/año en energía activa, 48813.704 kVARh/año en energía reactiva y 76892.072 kVAh/año en energía aparente, lo que origina un ángulo de fase de 39.38°, como se muestra en la figura 14.

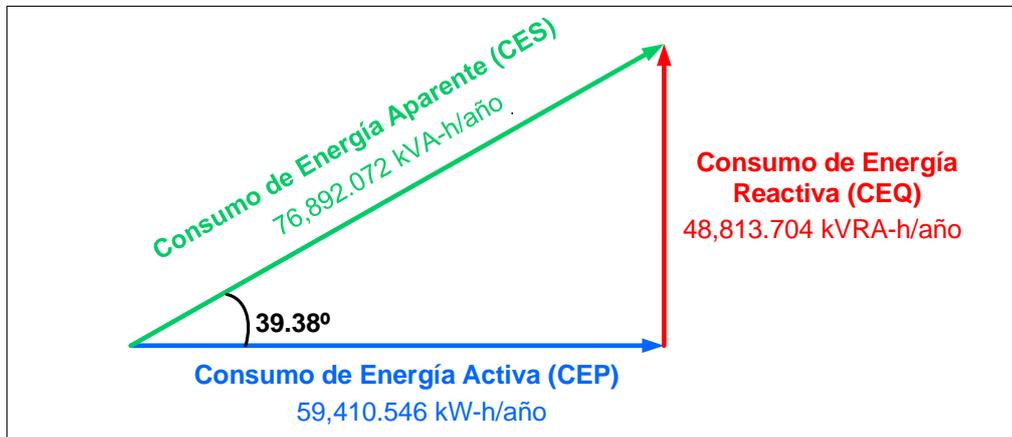


Figura 14: Triángulo de consumos de energía del Establo San José.

Fuente: Elaborado por los autores

4.1.12.4. Carga de operación del transformador de potencia

EL establo San José actualmente tiene consumo eléctrico intermitente en sus equipos eléctricos, teniendo un tiempo de trabajo acumulado promedio de 1980 horas/año, por lo consiguiente tiene una potencia aparente real:

$$S_{\text{real}} = \frac{CE_S}{T_p}$$
$$S_{\text{real}} = \frac{76892.072 \text{ kVAh/año}}{1980 \text{ h/año}}$$
$$S_{\text{real}} = 38.83 \text{ kVA}$$

El establo está diseñado para asumir una carga aparente nominal de 75 kVA, por lo cual la carga de operación:

$$\alpha_c = \frac{S_{\text{real}}}{S_{\text{nominal}}}$$
$$\alpha_c = \frac{38.83 \text{ kVA}}{75 \text{ kVA}}$$
$$\alpha_c = 0.52 = 52\%$$

El transformador del establo San José tiene una carga de operación promedio de 52%, para suministrar una potencia aparente de 38.83 kVA.

Bajo las condiciones mencionadas el establo San José, tendría una potencia promedio útil del transformador:

$$P_{\text{útil-trafo}} = S_{\text{real}} \times \text{FP}$$

$$P_{\text{útil-trafo}} = 38.83 \text{ kVA} \times 0.773$$

$$P_{\text{útil-trafo}} = \mathbf{30 \text{ kW}}$$

4.1.12.5. Pérdidas de potencia eléctrica en transformador

Es relevante evaluar la potencia activa desperdiciada en el transformador, la cual está relacionada a la operación de sus parámetros: potencia aparente, factor de potencia, pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro.

Las pérdidas del transformador del establo San José, en cobre es 1.45 kW y en hierro 0.32 kW.

$$\eta_{\text{trafo}} = \frac{S_n \times \alpha_c \times \cos\varphi}{S_n \times \alpha_c \times \cos\varphi + P_{p\text{-Fe}} + \alpha_c^2 \times P_{n\text{-Cu}}} \times 100$$

$$\eta_{\text{trafo}} = \frac{75\text{kVA} \times 0.52 \times 0.773}{75\text{kVA} \times 0.52 \times 0.773 + 0.32\text{kW} + 0.52^2 \times 1.45\text{kW}} \times 100$$

$$\eta_{\text{trafo}} = \mathbf{97.7\%}$$

La potencia absorbida de la red eléctrica:

$$P_{\text{abs_trafo}} = \frac{P_{\text{útil_trafo}}}{\eta_{\text{trafo}}}$$

$$P_{\text{abs_trafo}} = \frac{30 \text{ kW}}{0.977} = 30.71 \text{ kW}$$

Por lo tanto, la pérdida de potencia producida en el transformador de potencia:

$$P_{p_trafo} = P_{\text{abs_trafo}} - P_{\text{útil_trafo}}$$

$$P_{p_trafo} = 30.71 \text{ kW} - 30 \text{ kW}$$

$$P_{p_trafo} = 0.71 \text{ kW}$$

4.1.12.6. Intensidad nominal máxima a la salida del transformador

El transformador de potencia del concesionario tiene una potencia aparente nominal de 75 kVA y una tensión nominal de fase de 0.22 kV y una trifásica en estrella de 380 V.

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{1n}}$$

$$I_{1n} = \frac{75 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0.38\text{kV}}$$

$$I_{1n} = \mathbf{114 \text{ A}}$$

4.1.12.7. Pérdidas de potencia eléctrica en conductores de baja tensión

El establo San José en su sistema de baja tensión cuenta con 7 líneas o conductores eléctricos principales para alimentar al sistema de picado, sistema de riego, sistema de enfriamiento, sistema de ordeño, alumbrado, toma corrientes y bomba de agua.

Los conductores del establo San José, son de material de cobre, con una resistividad eléctrica de $0.0179 \Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$, con una tensión de servicio de 220V para el sistema de iluminación en monofásico y 380 V para los motores eléctricos en trifásico y un factor de potencia calculado de 0.773.

Perdida de potencia en conductor eléctrico en sistema de picado

- Intensidad en sistema de picado : $I_{sp} = 64.50 \text{ A}$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 25 \text{ mm}^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 30 \text{ m}$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \times \frac{30 \text{ m}}{25 \text{ mm}^2} = 0.02148 \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor del sistema de picado:

$$P_{p-cd(\text{picado})} = 3 \times R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(\text{picado})} = 3 \times 0.02148 \Omega \times (64.50 \text{ A})^2$$
$$P_{p-cd(\text{picado})} = 268 \text{ W} = 0.268 \text{ kW}$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en sistema de riego

- Intensidad en sistema de riego : $I_{sr} = 18.12 \text{ A}$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 10 \text{ mm}^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 50 \text{ m}$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \Omega \times \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \times \frac{50 \text{ m}}{10 \text{ mm}^2} = 0.0895 \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor del sistema de riego:

$$P_{p-cd(riego)} = 3 \times R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(riego)} = 3 \times 0.0895 \, \Omega \times (18.12 \, A)^2$$
$$P_{p-cd(riego)} = 88.2 \, W = 0.0882 \, kW$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en sistema de enfriamiento

- Intensidad en sistema de enfriamiento : $I_{se} = 10.87 \, A$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 6 \, mm^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 35 \, m$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \, \Omega \times \frac{mm^2}{m} \times \frac{35 \, m}{6 \, mm^2} = 0.1044 \, \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor del sistema de enfriamiento:

$$P_{p-cd(enfriamiento)} = 3 \times R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(enfriamiento)} = 3 \times 0.1044 \, \Omega \times (10.83 \, A)^2$$
$$P_{p-cd(enfriamiento)} = 36.7 \, W = 0.0367 \, kW$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en sistema de ordeño

- Intensidad en sistema de enfriamiento : $I_{so} = 3.63 \, A$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 6 \, mm^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 100 \, m$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \, \Omega \times \frac{mm^2}{m} \times \frac{100 \, m}{6 \, mm^2} = 0.2983 \, \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor del sistema de ordeño:

$$P_{p-cd(ordeño)} = 3 \times R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(ordeño)} = 3 \times 0.2983 \, \Omega \times (3.63 \, A)^2$$
$$P_{p-cd(ordeño)} = 11.80 \, W = 0.0118 \, kW$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en alumbrado

- Intensidad en alumbrado : $I_a = 3.53 \text{ A}$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 6 \text{ mm}^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 200 \text{ m}$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \Omega \times \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \times \frac{200 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 0.60 \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor de alumbrado:

$$P_{p-cd(\text{alumbrado})} = R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(\text{alumbrado})} = 0.60 \Omega \times (3.53 \text{ A})^2 = 7.5 \text{ W} = 0.0075 \text{ kW}$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en toma corrientes

- Intensidad en toma corrientes : $I_{tc} = 2.63 \text{ A}$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 6 \text{ mm}^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 250 \text{ m}$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \Omega \times \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \times \frac{250 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 0.745 \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor de toma corrientes:

$$P_{p-cd(\text{toma corrientes})} = R_{cd} \times I_L^2$$
$$P_{p-cd(\text{toma corrientes})} = 0.745 \Omega \cdot (2.63 \text{ A})^2 = 5.1 \text{ W} = 0.0051 \text{ kW}$$

Perdida de potencia en conductor eléctrico en bomba de agua

- Intensidad en bomba de agua : $I_{ba} = 0.65 \text{ A}$ (Valor medido)
- Sección del conductor : $S = 6 \text{ mm}^2$
- Longitud del conductor : $L_{cd} = 500 \text{ m}$

Resistencia del conductor:

$$R_{cd} = \rho_{Cu} \times \frac{L_{cd}}{S_{cd}}$$
$$R_{cd} = 0.0179 \Omega \times \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \times \frac{500 \text{ m}}{6 \text{ mm}^2} = 1.49 \Omega$$

La pérdida de potencia en conductor de bomba de agua:

$$P_{p-cd(\text{bomba de agua})} = 3 \cdot R_{cd} \cdot I_L^2$$
$$P_{p-cd(\text{bomba de agua})} = 3 \cdot 1.49 \Omega \cdot (0.65 \text{ A})^2 = 2 \text{ W} = 0.002 \text{ kW}$$

La potencia total perdida en conductores eléctricos

$$P_{p_cd_total} = P_{p-cd(\text{picado})} + P_{p-cd(\text{riego})} + P_{p-cd(\text{enfriamiento})} + P_{p-cd(\text{ordeño})}$$
$$+ P_{p-cd(\text{alumbrado})} + P_{p-cd(\text{toma corrientes})} + P_{p-cd(\text{bomba de agua})}$$
$$P_{p_cd_total} = 0.268 \text{ kW} + 0.0882 \text{ kW} + 0.0367 \text{ kW} + 0.0118 \text{ kW} + 0.0075 \text{ kW}$$
$$+ 0.0051 \text{ kW} + 0.002 \text{ kW} = 0.42 \text{ kW}$$

4.1.12.8. Perdidas de potencia eléctrica en motores eléctricos

El establo San José cuenta con 7 motores eléctricos, distribuidos de la siguiente manera: (2) en el sistema de picado, (1) en el sistema de riego, (2) en el sistema de enfriamiento y (2) en el sistema de ordeño.

Los motores eléctricos del establo al no trabajar a su máxima carga están expuestos a un rendimiento eléctrico promedio del 90%, por lo cual la pérdida de potencia total es:

$$P_{p_ME_total} = (1 - \eta_{ME1}) \times P_{abs-total}$$
$$P_{p_ME_total} = (1 - 0.90) \times 30 \text{ kW} = 3 \text{ kW}$$

4.1.12.9. Perdidas en sistema de alumbrado

El establo San José, en su sistema de iluminación cuenta con luminarias de vapor de mercurio con rendimiento del 85%, las cuales actualmente tienen una potencia absorbida total de 0.745 kW.

$$P_{p_alumbrado_total} = (1 - \eta_{alumbrado}) \times P_{a_abs}$$
$$P_{p_alumbrado_total} = (1 - 0.85) \times 0.745 \text{ kW} = 0.112 \text{ kW}$$

4.1.12.10. Potencia total y rendimiento del sistema eléctrico según balance energético.

El Establo San José tiene una potencia absorbida de 30.71 kW, de la cual se pierden 4.24 kW (perdida en conductores eléctricos, motores eléctricos e iluminación), llegando solo a utilizar 26.46 kW. Se pierde el 15.50% de la energía eléctrica (4.85kW/31.31kW).

Potencia pérdida total en el sistema eléctrico del Establo San José

$$\begin{aligned} P_{p_total} &= P_{p_trafo} + P_{p_cd_total} + P_{p_ME_total} + P_{p_alumbrado_total} \\ P_{p_total} &= 0.71 \text{ kW} + 0.42 \text{ kW} + 3 \text{ kW} + 0.112 \text{ kW} \\ P_{p_total} &= 4.24 \text{ kW} \end{aligned}$$

Potencia útil real del sistema eléctrico en BT del Establo San José

$$\begin{aligned} P_{\acute{u}til_SE_BT} &= P_{abs_trafo} - P_{p_total} \\ P_{\acute{u}til_SE_BT} &= 30.71 \text{ kW} - 4.24 \text{ kW} \\ P_{\acute{u}til_SE_BT} &= 26.47 \text{ kW} \end{aligned}$$

4.1.13. Eficiencia energética del sistema eléctrico en BT del establo San José

$$\begin{aligned} \eta_{SEBT} &= \frac{P_{\acute{u}til_SEBT}}{P_{abs_trafo}} \times 100 \\ \eta_{SEBT} &= \frac{26.47 \text{ kW}}{30.71 \text{ kW}} \times 100 \\ \eta_{SEBT} &= 86.20\% \end{aligned}$$

4.2. DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN MEDIA TENSIÓN PARA EL ESTABLO SAN JOSÉ

Evaluación de las tensiones en un sistema eléctrico de media tensión:

En un sistema eléctrico, según lo especificado por el código Nacional de electricidad del Perú, se debe tener en cuenta las siguientes tensiones en el sistema:

Baja Tensión: 380 / 220 V 440 / 220 V

Media Tensión: 20,0 kV (*) 22,9 kV 33 kV 22,9 / 13,2 kV 33 / 19 kV

Alta Tensión: 60 kV 138 kV 220 kV

Muy Alta Tensión: 500 kV

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, del 10 de noviembre del 2011, el control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- a) Calidad de Producto: Tensión; Frecuencia; Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).
- b) Calidad de Suministro: Interrupciones.
- c) Calidad de Servicio Comercial: Trato al Cliente; Medios de Atención; Precisión de Medida.
- d) Calidad de Alumbrado Público: Deficiencias del Alumbrado.

Tolerancias de la variación de la tensión en el punto de entrega de energía

Según las Normas Técnicas Peruanas, las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5,0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos.

En redes secundarias en servicios calificados como Urbano Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7,5\%$.

La tolerancia admitida para media tensión de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, es de $\pm 6,0\%$

Consideraciones de seguridad:

- Los conductores eléctricos ya sean en disposición horizontal o vertical en un mismo sistema eléctrico deben estar distanciado mínimo 70 cm. Y esto se aplica a conductores de una misma fase o entre conductores de fase y neutro.

- Los conductores, accesorios en BT y pozo a tierra deben estar distanciados 20 cm como valor mínimo. Pero esta consideración de seguridad no se aplica a conductores neutros.

La distancia mínima en disposición horizontal de conductores eléctricos de un mismo sistema se evalúa mediante la siguiente ecuación (Barrera, 2016):

$$a = 0.0076 \cdot U_n \cdot F + 0.37 \cdot \sqrt{f}$$

Donde, a es la longitud de fases a medio vano se mide en (m), U_n es el voltaje entre las fases con un valor de 22.90 KV, F es una constante de corrección por efecto de la altitud se consideró 1 por que el sistema eléctrico se encuentra en el mismo nivel del mar y f es la flecha máxima a una temperatura de 40°C a 90m con un valor de 1.219 m.

Reemplazando los valores en la ecuación de la distancia mínima horizontal entre conductores (Barrera, 2016):

$$a = 0.0076 \cdot 22.90 \text{ KV} \cdot 1 + 0.37 \cdot \sqrt{1.219}$$

$$a = 0.58 \text{ m}$$

Distancia mínima normada para conductores en disposición vertical es:

- Respecto a vanos con longitudes hasta 100 m : 70 cm
- Respecto a vanos con longitudes de 101 a 300 m : 100 cm

También para la distancia entre el terreno y el conductor, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Áreas de circulación de peatones : 5 m
- Áreas consideradas laderas sin presencia de peatones : 3 m
- Áreas de movimiento de equipos agrícolas : 6 m
- Áreas consideradas calles o lugares urbanos : 6 m
- Áreas entre cruces de avenidas : 7 m

Las longitudes de conductores respecto a construcciones o viviendas:

- La longitud mínima vertical que debe existir entre un conductor y una estructura (techo), dónde una persona pueda llegar a tener acceso, debe ser de 4 m.
- La longitud mínima vertical que debe existir entre un conductor y una estructura (techo), dónde una persona no pueda tener acceso, debe ser de 3.5 m.
- La longitud radial entre un conductor eléctrico y muros de construcción debe ser de 2 m.

- La longitud radial entre un conductor eléctrico frente a ventanas o miradores debe ser de 2.5 m.
- La longitud radial entre un conductor eléctrico y pararrayos debe ser de 3 m.

a) cálculos eléctricos.

El sistema eléctrico en media tensión seleccionado para el establo San José es clasificación radial, aérea con conductores de aluminio y voltaje entre fases de 22.90 KV.

Bases de Cálculo:

Las expresiones matemáticas que se emplearan son las expuestas por el Código Nacional de Electricidad (CNE)

A continuación, en la figura 15, se muestra la disposición de los conductores eléctricos trifásicos en forma vertical distanciados 1.20 m entre ellos para un sistema eléctrico en 22.9 KV.

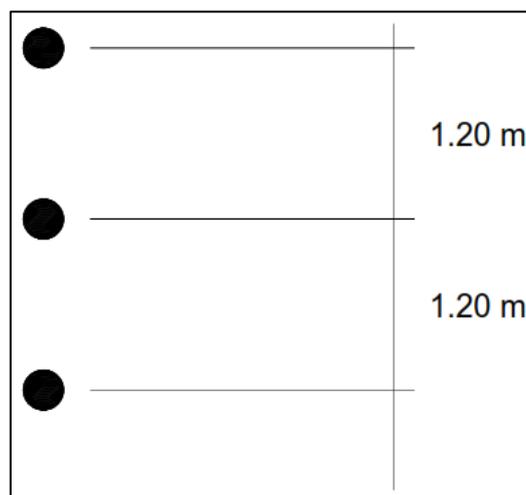


Figura 15: Distancia de separación de aisladores

El SE en MT del establo San José será diseñado para una tensión máxima de 22.90 KV, con un factor de potencia 0.9 (inductivo) y frecuencia 60Hz.

El conductor principal expuesto de manera aérea será diseñado a una temperatura de operación de 50°C.

La potencia útil máxima requerida por el establo San José es 85 KW.

Cálculo de los parámetros de la línea aérea:

Características del Conductor:

Tabla 9: Especificaciones de cables de aleación de aluminio

CALIBRE	N° HILOS	DIAMETRO HILO	CONDUCTOR	PESO	RESISTENCIA ELECTRICA		CARGA ROTURA	CAPACIDAD CORRIENTE (A)
					20 °C	80 °C		
mm ²		mm	mm	Kg/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Kg	A(*)
70	19	2.17	10.96	193.5	0.4825	0.588	1965	235

Fuente: Indeco, 2017.

Para calcular la resistencia del conductor a la temperatura de 50°C se empleará la siguiente ecuación (Janh, 2017):

$$R_{50^{\circ}\text{C}} = R_{20^{\circ}\text{C}}(1 + \alpha\Delta T)$$

Reactancia inductiva (Lujo, 2018):

$$X = 0.4825 \text{Log}(D_m/r_e)$$

$$D_m = (d_1 d_2 d_3)^{1/3}$$

$$r_e = \sqrt{\left(\frac{S}{\pi}\right) \cdot 10^{-6}}$$

Dónde, $R_{50^{\circ}\text{C}}$ es la resistencia a 50°C se mide en (Ohm/Km), $R_{20^{\circ}\text{C}}$ es la resistencia a condiciones atmosféricas y su valor es 0.4825 Ohm/Km (tabla 3), α es el coeficiente de capacidad térmica con un valor de $0.0036 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, X es la reactancia inductiva en (Ohm/Km), d_1 , d_2 y d_3 es la longitud entre conductores en (m), D_m es la distancia media geométrica en (m), r_e es la distancia radial equivalente en (m) y S es el área transversal del conductor de 70 mm^2

Reemplazando, tenemos los siguientes resultados:

$$D_m = 1.008 \text{ m.}$$

$$r_e = 0.0033 \text{ m}$$

$$R = 1.05 \text{ Ohm/Km}$$

$$X = 0.43 \text{ Ohm/Km}$$

Cálculo del conductor en media tensión:

Según la capacidad de corriente:

La corriente nominal del conductor en media tensión, se calcula mediante la siguiente ecuación (Mesa, 2018):

$$I_n = \frac{D. M. total}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$$

Reemplazando datos:

$$I_n = \frac{85 \text{ KW}}{\sqrt{3} * 22.90 \text{ KV} * 0.90}$$

$$I_n = 2.38 \text{ A}$$

Según la capacidad para evitar cortocircuitos:

Para determinar la capacidad que debe tener el conductor para no sufrir un corto circuito, se empleará la fórmula recomendada por la norma VDE103 de origen alemana. La cual especifica que el tiempo de corto circuito no debe ser superior a 1 segundo, porque un tiempo igual o superior podría ocasionar un recalentamiento excesivo en el conductor conduciéndolo a la falla.

La fórmula para calcular la corriente de corto circuito es (Mesa, 2018):

$$I_{CC} = I_{CCO} * \sqrt{(m + n) * t}$$

Donde, ICC es la corriente en corto circuito en (A), m es la componente unidireccional, n es la disminución de ICCO y t es el tiempo real de la falla en (s)

Los conductores eléctricos de aluminio soportan temperaturas límites de 160°C con esfuerzos a la tensión de 9.8 MPa. Pero para evaluar la densidad del flujo eléctrico se considerará una temperatura de 40°C.

Para el cálculo se considerarán los siguientes datos:

- Capacidad de corto circuito : 64000 KVA
- Voltaje del sistema eléctrico : 22.90 KV
- Tiempo restringido para evitar fallas : 0.2 s
- Constante r/x : 0.3
- Constante I_{CCO}/I_{CCP} : 2

Reemplazando:

$$I_{cco} = \frac{64000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 22.90 \text{ KV}}$$

$$I_{cco} = 1.61 \text{ KA}$$

Para N = 0.3 se determina: m = 0, n = 0.80

Reemplazando:

$$I_m = 1.61 * \sqrt{(0 + 0.80)} * 0.2$$

$$I_m = 0.288 \text{ KA}$$

Para una temperatura inicial de 40° y final de 190° (Anexo 4), la densidad máxima admisible es 100 A/ mm², por tanto, la sección mínima de conductor de aleación de aluminio que satisface esta exigencia es:

$$S = (288 \text{ A}) / (100 \text{ A/ mm}^2)$$

$$S = 2.88 \text{ mm}^2$$

Cálculo de la Intensidad del Transformador:

Para el Seccionador de Protección en la Subestación:

En Media Tensión:

Para subestación de 100 KVA (Mesa, 2018):

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} * KV} \qquad I = \frac{100}{1.73 * 22.9} = 2.52 \text{ A}$$

Un fusible se diseña de 1.25 de corriente nominal

$$I_d = 2.52 * 1.25 = 3.15 \text{ A} \qquad \text{Inicial en 22.9 kV}$$

Seleccionaremos: Fusibles de expulsión tipo K de 4A

En Baja Tensión:

Para subestación de 100 KVA:

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} * KV}$$
$$I = \frac{100}{1.73 * 0.38} = 151.93 \text{ A}$$

Seleccionaremos: Interruptor Termomagnético de 140-200A con capacidad de interrupción de 35 kA

Selección y Cálculos de Dimensionamiento de Transformador mixto.

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ Amp}$$

$$I_n = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 22.9} = 2.52 \text{ A}$$

Tabla 10: Parámetros del Transformador mixto

Nivel de tensión (kV)	22.9
Potencia (kVA)	100
Corriente Nominal I_n (A)	2.52

Fuente: Elaboración propia

El Transformador mixto debe cumplir las siguientes características: tensión 22.9/0.22 kV; 60 Hz, 1,000 m.s.n.m., 3 /5A, con potencia de bobinado de tensión 3x25 VA, Capacidad del 0.2, el conexionado en estrella YynO, el bobinado de intensidad 3x15 VA. Con clase de precisión 0.2 S. enfriamiento en aceite vegetal ENVIROTEMP FR-3, aisladores de porcelana, bornera tipo RITZ para la conexión en baja tensión con, resistencia de seguridad antiferrorresonante, grado de protección a la humedad con IP 55.

b) Dimensionamiento y selección del transformador de distribución

El dimensionamiento y selección del transformador de distribución se fundamentó en la norma C57.91 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, el cual especifica que para la selección de un transformador se debe tener en cuenta la potencia aparente, temperatura de operación, tipo de lubricación y el factor de carga. Por lo consiguiente para la selección y dimensionamiento de subestaciones se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Potencia aparente máxima
- Evaluación de sobrecargas del transformador.
- Evaluación de la altitud (msnm) de instalación del transformador.

El transformador deberá suministrar energía eléctrica para las siguientes cargas:

Tabla 11: Potencias de cargas trifásicas y monofásicas de Establo San José.

Ítem	Denominación	Potencia nominal	
		HP	kw
1	Picadora de Panca Nr. 1	33.50	25
2	Picadora de Panca Nr. 2	33.50	25
3	Sistema de Riego	26.80	20
4	Sistema de Enfriamiento Nr.1	6.70	5
5	Sistema de Enfriamiento Nr.2	6.70	5
6	Sistema de Ordeño Nr. 1	2.01	1.5
7	Sistema de Ordeño Nr. 2	2.01	1.5
8	Equipos de Iluminación	0.67	0.5
9	Bomba de Agua	0.67	0.5
10	Toma corriente	1.34	1
Total, Demanda de Potencia		113.9	85

Fuente: Elaborado por los autores

Potencia activa a máxima carga: 85 kW

Factor de potencia proyectado de operación: 0.99

Potencia aparente en bornes del transformador, a carga máxima:

$$S_{n-Tr} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{\cos\phi} = \frac{85}{0.99} = 85.85$$

Para el establo San José se seleccionó un transformador de valores estandarizados de 22.90 KV con tensión de salida de 0.38 Kv en estrella y potencia de 100 KVA. Tendría una disponibilidad de potencia de 100-85.85 = 14.15 KVA.

Características técnicas del transformador trifásico (Anexo 8)

Potencia nominal: 100 KVA

Perdida en el Hierro, PFE: 340 w

Perdida nominal en el Cobre: 1550 w

Impedancia Z: 4 %

Lado de Media Tensión:

Tensión nominal: 22.9 Kv

Tensión máxima de servicio: 24 Kv

Bil exterior: 170 Kv

Tensión de prueba a 60 Kz por 1 minuto: 50 Kv

Número de terminales: 4
 Conexión: Delta

Lado de Baja Tensión:

Tensión nominal: 380 V
 Tensión máxima de diseño: 1.1 Kv
 Tensión de prueba a 60 Hz x 1 minuto: 3 kV
 Número de terminales: 6
 Conexión: Estrella
 Grupo de conexión: Dyn5
 Frecuencia: 60 Hz
 Tipo de aislador: Polimérico
 Tipo de montaje: Exterior
 Rango de altura de operación: 1000...5000 msnn
 Línea de fuga: 25 mm/Kv
 Normas de referencia:
 Diseño, fabricación y pruebas: IEC-60076, NTP 370.002
 Capacidad de sobrecarga y condiciones térmicas: IEC-354
 Norma para aceite aislante: IEC-296

Cable en BT para el transformador:

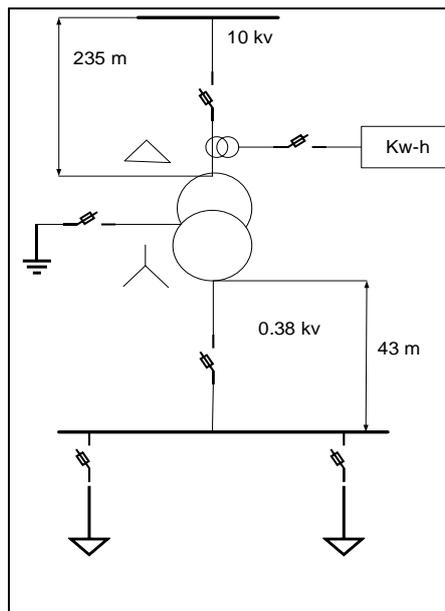


Figura 16: Esquema del circuito para dimensionar cable trifásico de 380 V. elaboración propia.

Se elige como tipo de cable: NYY-NSY 90, trifásico

- Instalación enterrada
- Longitud: 43 m
- Potencia máxima a transmitir: 99 kw
- Factor de potencia: 0.99
- Caída de tensión admisible: 1.5 % (del rango de 1...3)% de $U_n = 5.7 \text{ V}$

Intensidad total máxima de corriente en cable, $I_{m\acute{a}x}$:

$$I_{m\acute{a}x}(A) = \frac{P_{max}(w)}{\sqrt{3} * U_L(V) * \cos\varphi}$$

$$I_{m\acute{a}x}(A) = \frac{85,000 \text{ w}}{\sqrt{3} * 380 \text{ V} * 0.99} = 130.45 \text{ A}$$

Tabla 12: Intensidad nominal para conductores trifásicos.

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERIOS CONDUCTORES TRIFASICOS DE COBRE										
CALIBRE		Temperatura ambiente: 30°C aire libre y 25°C enterrado								
		TW, THW YNNY Unipolar - 3 conductores por tubo								
		TW		THW		NYY - NYSY			NYY - NYSY	
Escala	Escala	Tensión 660V,		Tensión 750V,		Tension 0,6/1KV			Tensión 0,6/1KV	
Métrica	Americana	Temp. Max. 60°C		Temp. Max. 75°C		Temp. Max. 80°C			Temp. Max. 90°C	
mm ²	AWG/MCM	Tubo	Aire	Tubo	Aire	Tubo	Aire	Enterrado	Aire	Enterrado
10		46	67	50	78	83	91	99	94	117
13.3	6	55	80	65	90					
16		62	90	75	105	110	125	125	125	151
21.15	4	70	105	85	120					
25		80	120	95	140	143	165	160	168	193
33.62	2	95	140	115	160					
35		100	150	120	175	176	200	195	206	231
42.41	1	110	165	125	195					
50		125	185	145	220	217	245	230	251	271

Fuente: Indeco, 2018

De tablas, se selecciona: cable NYY-NYSY 90:

- Tipo de instalación: enterrado
- Sección transversal: 35 mm²
- Intensidad nominal: 231 A
- Temperatura máxima: 90 °C

Verificación a la caída de tensión en conductor:

a) Resistencia de línea del conductor (Barrera, 2016):

$$R_{L1}(\Omega) = \rho_{Cu} \left(\Omega * \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) * \frac{L_{cd}(\text{m})}{S_{cd}(\text{mm}^2)} = 0.0175 * \frac{43}{35} = 0.0215$$

b) Caída de tensión a máxima carga:

$$\Delta U_{cd}(V) = \sqrt{3} * R_L(\Omega) * I_{m\acute{a}x}(A) * \cos\varphi$$

$$\Delta U_{cd}(V) = \sqrt{3} * 0.0215 \Omega * 130.45(A) * 0.99 = 4.81 \text{ V} = 1.26\% < 1.5 \%$$

Se observa que el valor de la caída de tensión es menor al del valor admisible, $4.81 \text{ V} < 5.7 \text{ V}$, el cable está bien dimensionado

c) Temperatura estimada del cable (Barrera, 2016):

$$t_{\text{cable}}(^{\circ}\text{C}) = t_0 + (t_{m\acute{a}x} - t_0) * \left(\frac{I_{2-m\acute{a}x-oper}}{I_{n-cable}} \right)^2$$

$$t_{\text{cable}}(^{\circ}\text{C}) = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{130.45}{231} \right)^2 = 49.13 < 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

t_0 : Temperatura de montaje del cable = $30 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$t_{m\acute{a}x}$: Temperatura máxima de operación del cable = $90 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$I_{n-cable}$: Intensidad nominal del cable: 231 A (enterrado)

$I_{2-m\acute{a}x-oper}$ = Temperatura máxima de operación del cable = 130.45 A

c) Puesta a Tierra:

Para el sistema de pozo a tierra, se seleccionó un conductor eléctrico de cobre de sección transversal de 35 mm^2 de 7 hilos con temple blanco. Cabe indicar que el sistema de pozo a tierra tiene la finalidad de disipar los flujos de corriente originados en el aislador, ya que las corrientes en fuga afectan directamente a las crucetas.

Para sistemas eléctricos de media tensión, se selecciona el tipo de pozo a tierra de clasificación PAT-1, el cual agrupará la carcasa del trafo, tablero de distribución y el conductor neutro. Dónde la bajada de puesta a tierra estará constituida por un conductor de 35 mm^2 , con una varilla de cobre de diámetro de 5/8 pulgadas y una longitud de 240 cm. Asimismo el pozo tendrá una longitud de 70 cm d diámetro y 3 m de profundidad, el cual estará ubicado a una distancia horizontal de 1.5 m del poste.

Para el sistema de pozo a tierra, la resistencia del terreno se calcula mediante la siguiente expresión (Moton, 2017):

$$R_{PAT-1} \equiv \frac{\rho_a}{2 * \pi * l} \text{Ln} \left[\frac{4 * l}{1,36 * d} * \frac{(2 * H + l)}{(4 * H + l)} \right]$$

Donde ρ_a es la resistividad del terreno en (ohm-m), L es la longitud de 2.4 m, d es el diámetro de la varilla de 16 mm y h es la profundidad del pozo de 3 m. Reemplazando los valores encontrados definen la siguiente expresión (Moton, 2017):

$$R_{PAT-1} \equiv 0,392 * \rho_a$$

d) Determinación del aislador

Criterio de la temperatura

Para el criterio de la temperatura se considerará un valor de 45°C.

Reemplazando en la ecuación (Moton, 2017):

$$F_t = \frac{273 + T}{313}$$

$$F_t = 1.016$$

Capacidad de aislamiento:

Para el cálculo del nivel de aislamiento se tuvo en cuenta la tensión disruptiva en condiciones de lluvia, la cual no debe superar el límite del 75% de la tensión de perforación.

Corroboración de fuga en línea:

Factores de Corrección de la Tensión Nominal (Moton, 2017):

Para una altitud de 0 msnm.

$$F_h = 1 + 1.25(H - 1000) \cdot 10^{-4}$$

$$F_h = 1.0$$

Factor de Corrección por Temperatura de Servicio; T=45°C:

$$F_t = \frac{(273 + T)}{313}$$

$$F_t = 1.016$$

Tensión de Diseño de los Aisladores:

Tensión de Cálculo del Nivel de Aislamiento (Moton, 2017):

$$U = F_h \cdot F_t \cdot V$$

Donde:

U: Tensión de Cálculo.

V: Tensión Nominal del sistema (22.9kV)

$$U = 23.26 \text{ kV}$$

Tensión Crítica Disruptiva bajo Lluvia:

UC : Tensión crítica disruptiva (kV).

R : Radio del Conductor (cm).

N : Número de conductores del haz de cada fase (1).

Mc : Coeficiente de rugosidad del conductor (0.85).

Mt : Coeficiente por efecto lluvia (seco=1, lluvia=0.8).

δ : Factor de corrección de la densidad del aire.

$$\delta = \frac{3.926 \cdot h}{273 + \theta}$$

$$\text{Log}(h) = \text{Log}76 + \frac{H}{18336}$$

D: Distancia entre ejes de fases (DMG).

r': radio ficticio (R) (Moton, 2017):

$$r' = \left(n \cdot r \cdot R^{n-1} \right)^{\frac{1}{n}}$$

R: Radio de la circunferencia que pasa por los centros de los

Conductores que forman la fase (Moton, 2017):

$$U_C = 84 \cdot r \cdot n \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot \text{Log} \left(\frac{D}{r'} \right)$$

Tensión Crítica Disruptiva en Seco:

$$UC = 90.79 \text{ kV}$$

Tensión Crítica Disruptiva en lluvia:

$$UC = 72.63 \text{ kV}$$

Tensión Crítica Disruptiva en Seco según el CNE:

$$U_C = 2.1 \cdot (V + 5)$$

$$U_C = 58.59 \text{ kV}$$

Tensión de perforación a baja frecuencia según el CNE:

V_P = tensión de perforación del aislador (110 kV)

$$U_C = 0.75 \cdot V_P$$

$$U_C = 82.5 \text{ kV}$$

Nivel Básico de Aislamiento – BIL.

Se efectuó teniendo en cuenta la Sección 27 del Código Nacional de Electricidad (suministro), tabla 273-1 y las Tablas 3-II (Serie I) y 3-III (Serie II) del CNE, Tomo IV

$$BIL = F_h \cdot F_t \cdot BIL_t$$

Si tenemos que según:

Norma europea $U = 24.0 \text{ kV}$ $BIL_t = 125 \text{ kV}$

Norma ANSI $U = 26.4 \text{ kV}$... $BIL_t = 150 \text{ kV}$

$$U = 22.9 \text{ kV}$$

Entonces escogeremos:

$$BIL = 1 \cdot 1.016 \cdot 125 \dots\dots\dots BIL = 127.0$$

$$BIL = 1 \cdot 1.016 \cdot 150 \dots\dots\dots BIL = 152.4$$

Adoptaremos... $BIL = 150 \text{ kV}$

Comprobación por longitud de línea de fuga.

La línea recorrerá, zonas sin influencia de Brisa Marina, pero rodeado de campos de cultivo, además de estar expuesta a nieblas propias de la zona por la estación de invierno, con temperatura casi constante durante todo el año.

Las normas IEC, recomiendan un grado de aislamiento de 1,7 a 2,0 cm / KV.

Tomando un grado de aislamiento de 1,8 cm / kV la longitud de línea de fuga (L) será:

$$L = 1.8 \text{ cm} / \text{kV} \times 10.0 \text{ kV} = 18.00 \text{ cm} (7.08")$$

Los aisladores que cumplen con esta longitud de línea de fuga son:

Tipo suspensión polimérico..... $L = 87.5 \text{ cm}$

Tipo Pin 36..... $L = 43.2 \text{ cm}$

Calculo mecánico del conductor.

Este análisis permite evaluar la resistencia mecánica máxima y mínima en el planteamiento de las hipótesis, respecto a la dimensión de las estructuras y flecha máxima. Permitiendo corroborar las longitudes entre fases.

Planteamiento de las Hipótesis:

- a) HIPÓTESIS I: Resistencia máxima.
 - Condición ambiental: 5°C
 - Celeridad del aire: 60 Km/hr
- b) HIPÓTESIS II: Aspecto de templado.
 - Condición ambiental: 20°C
 - Celeridad del aire: 0
- EDS: 10.61 Kg/mm² (26% esf. Rotura)
- c) HIPÓTESIS III: Deflexión máxima de flecha.
 - Condición de temperatura de operación: 50°C
 - Celeridad del aire: 0

Tabla 13: Características del Conductor:

CALIBRE	N° HILOS	DIAMETRO HILO	CONDUCTOR	PESO	RESISTENCIA ELECTRICA		CARGA ROTURA	CAPACIDAD CORRIENTE (A)
					20 °C	80 °C		
mm ²		mm	mm	Kg/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Kg	A(*)
70	19	2,17	10,96	193,5	0,4825	0,588	1965	235

Fuente: Indeco, 2017.

La presión del viento se calcula mediante la siguiente ecuación (Barrera, 2016):

$$P_v = K \cdot V^2$$

Donde, k es un factor de superficie cilíndrica con un valor de 0.0042 y V la velocidad del viento de 60 Km/h.

Reemplazando tendríamos:

$$P_v = 0.0042 (60)^2 = 15.12 \text{ Kg/m}^2$$

Mientras la presión del viento se calcula mediante la siguiente expresión (Barrera, 2017):

$$W_v = \frac{d \cdot P_v}{1000} \text{ (Kg/m)}$$

Donde, P_v es la presión del viento con un valor determinado de 15.12 Kg/m^2 y d es el diámetro del conductor de 70 mm^2 .

Reemplazando tendríamos:

$$W_v = 0.756 \text{ Kg/m}$$

Asimismo, empleando las mismas expresiones para el conductor de puesta a tierra de 35 mm^2 , tendríamos:

$$W_c = 0.096 \text{ Kg/m}$$

Esfuerzos en las Hipótesis I y III.:

A partir del EDS ($\sigma_2 = 10.61 \text{ Kg/mm}^2$.) fijado y mediante las ecuaciones de cambio de estado calculamos los esfuerzos (σ_1) y (σ_3) (Pérez, 2018):

$$\sigma_F^2 \left[\sigma_F + E\alpha(t_f - t_i) + \frac{W_{ri}^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot A^2 \cdot \sigma_i^2} - \sigma_i \right] = \frac{W_{rF}^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot A^2}$$

Obteniendo que la presión nominal de la superficie es:

$$\sigma_i = 1.5 \times 10^4 \text{ Kg/m}^2$$

Donde, σ_i es la resistencia nominal de la hipótesis inicial en (Kg/mm^2), σ_F es la resistencia nominal de la hipótesis final en (Kg/mm^2), W_{ri} es el peso resultante de la hipótesis inicial en (Kg/m), W_{rF} es el peso resultante de la hipótesis final en (Kg/m), t_i es la condición de temperatura inicial en ($^\circ\text{C}$), t_f es la condición de temperatura final en ($^\circ\text{C}$), α es el coeficiente de dilatación lineal en ($^\circ\text{C}^{-1}$), E es el módulo de Young en (Kg/mm^2), A es el área del conductor en (mm^2) y L la longitud del vano en (m)

La flecha del conductor, se calcula mediante la siguiente expresión (Janh, 2017):

$$f = \frac{W_r \cdot L^2}{8A\sigma}$$

Donde, W_r es el peso resultante que posee el conductor eléctrico medido en (Kg/m), L la longitud del vano en (m), A es el área del conductor en (mm^2) y σ^2 es la resistencia máxima de la hipótesis planteada.

Sustituyendo los valores encontrados, la flecha del conductor es:

$$f=1.219 \text{ m}$$

e) Análisis mecánico en estructuras

Consideraciones para la longitud del poste:

Como vamos a usar postes de CAC de 13 m, vamos a verificar que cumpla con la altura que se requiere.

- Distancia vertical entre conductor y suelo : 5.50m.
- Separación entre conductores : 0.8m.
- Flecha máxima, para el caso más desfavorable según calculo.

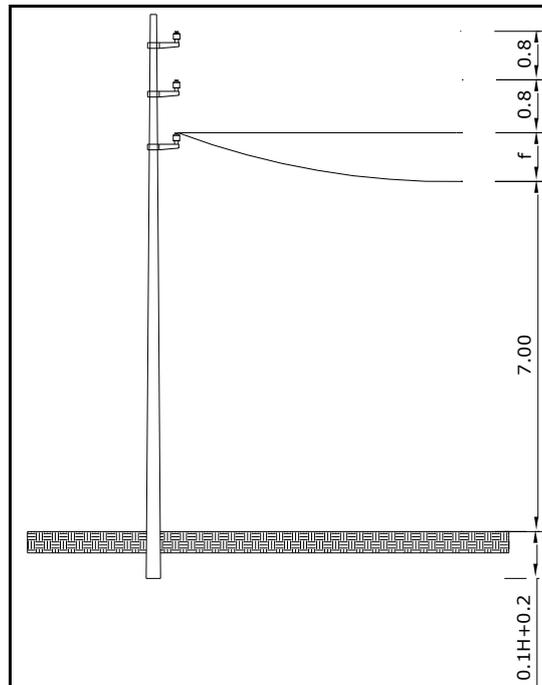


Figura 17: Configuración del poste

Fuente: Elaborado por los autores

$$L = (0.1H + 0.3) + 5.5 + 1.219 + 0.8 + 0.8$$

$$H = 9.92 \text{ m} < 13.00 \text{ m}$$

Se concluye que los postes de 13 m cumplen holgadamente los requerimientos.

Entonces la altura de empotramiento será:

$$H_t = 0.10 * 13 + 0.3 = 1.6 \text{ m}$$

Tabla 14: Características de los postes:

Características	Valor
Longitud	13 m
Carga de trabajo	400 Kg
Diámetro en la cabeza	180 mm
Diámetro en la base	375 mm

Fuente: Elaborado por los autores

f) Determinación de las retenidas

Este análisis se emplea para equilibrar las resistencias superiores a valores de 400 Kgf, el cual debe poseer las siguientes características:

Material	: Cable A°G°
N° de Hilos	: 7
Dimensión del conductor	: 9.525mm (3/8")
Esfuerzo de rotura	: 5.730 Kg
Coefficiente de seguridad	: 3
Fórmula a aplicar (Pérez, 2018):	

$$F_p = \frac{Tr * \text{sen}\varnothing * Hr}{he}$$

Donde, Tr es el tiro de retenida con un valor de 1910 Kg, Hr es la altura de la retenida de 10.80 m, he es la altura equivalente de 11.60 m y \varnothing es el ángulo que forma la retenida con la distancia vertical de 37°C.

Reemplazando:

$$F_p = 1019.98 \text{ Kg}$$

0° - 20° -----> Sin retenida

20° - 45° -----> Con retenida (01)

Los armados que requieran retenida utilizarán la mostrada en la figura 33.

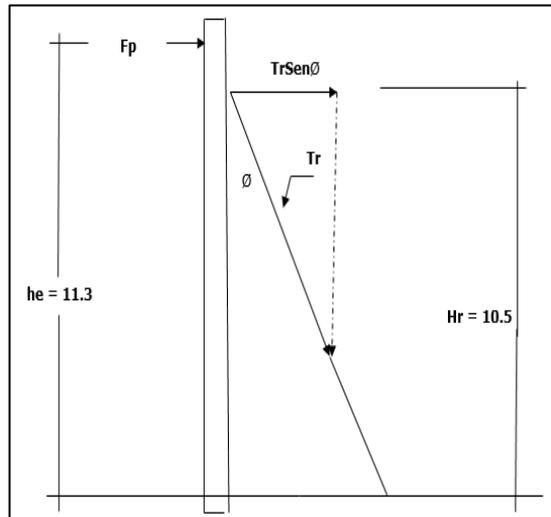


Figura 18: Armados de retenida

Fuente: Elaborado por los autores

Cálculo de bloque de anclaje

Este análisis se efectúa debido a que la fuerza que actúa en la retenida debe ser equilibrada por el peso propio del terreno constituido por un tronco truncado, donde la base inferior soporta el peso del bloque de anclaje y el peso propio del bloque. Las dimensiones mínimas que debe tener un bloque de anclaje para un factor de servicio de 2, deben ser las siguientes:

Bloque de concreto	: 0.50 x 0.50 x 0.20 m
Varilla de anclaje	: 5/8" Ø
Peso máximo soportado por la retenida (Tr)	: 1580 Kg
Ángulo de inclinación	: 35° (con la vertical)
Capacidad específica del suelo (r)	: 1600 Kg/m
Ángulo de Talud	: 36°

$$V = \frac{h}{3} (B + 2C)^2 + B^2 + r (B + 2C)^2 B^2)$$

Considerando: $C = 0.7 h$, $V = B^2 h + 1.4 B h^2 + 0.65 h^3$, $B = 0.50$ m y $V = 0.25 h + 0.7 h^2 + 0.65 h^3$

Sabemos que:

$$V = \frac{Tr}{r} = \frac{1580}{1600} = 0.99 \text{ m}^3$$

$$L = \frac{h}{\text{sen } 36^\circ} = \frac{0.805}{\text{sen } 36^\circ} = 1.37 \text{ m}$$

El cálculo determine que se necesita de una longitud de varilla de 1.37 m, cuyo valor a condiciones estandarizadas sería de 2.40 m.

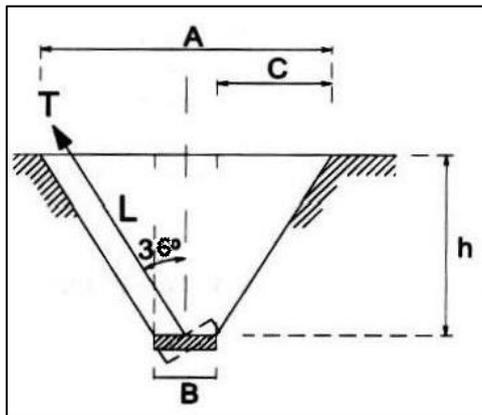


Figura 19: Configuración de bloque de anclaje

Fuente: Elaborado por los autores

g) Cálculo de cimentación:

Para este análisis se debe tener en consideración que el momento flector en operación debe ser inferior al momento máximo resistente, para tal propósito se emplea la siguiente ecuación (Mesa, 2018):

Momento flector inicial (M_a) < Momento máximo resistente (M_r)

$$F_p(h + t) \leq \frac{P}{2} \left[a - \frac{4P}{3b\sigma} \right] + Cbt^3$$

Donde:

- P es el peso global (poste, equipos y macizo) en (Kg),
- C es el factor de densidad del terreno de 1600 Kg/m³,
- h es la altura del poste de 11.70 m, σ es la presión nominal del suelo de 1.5 x 10⁴ Kg/m²,
- a es el ancho macizo de 0.80 m,
- b es el largo del macizo de 0.80 m,
- t1 es la profundidad enterrada del poste de 1.60 m,
- t profundidad del macizo de 1.70 m y
- δ_c es el peso específico del concreto de 2200 Kg/m³.

Reemplazando, tendríamos:

$$P = 3020.60 \text{ Kg}$$

$$Ma = 3930 \text{ Kg-m}$$

$$Mr = 4213.67 \text{ Kg-m}$$

$$Mr > Ma$$

La Cimentación tendría las siguientes dimensiones: 1.60mx0.80mx0.80 m (concreto)

h) Diagrama unifilar del establo San José a carga máxima

El establo San José tiene una capacidad de carga instalada de 85KW, en el siguiente diagrama se detalla el nuevo sistema eléctrico a implementar en media tensión con un nuevo transformador de 100 kVA 22.9/0.38-0.22 KV y su sistema de medición, tal como se muestra en la figura 20.

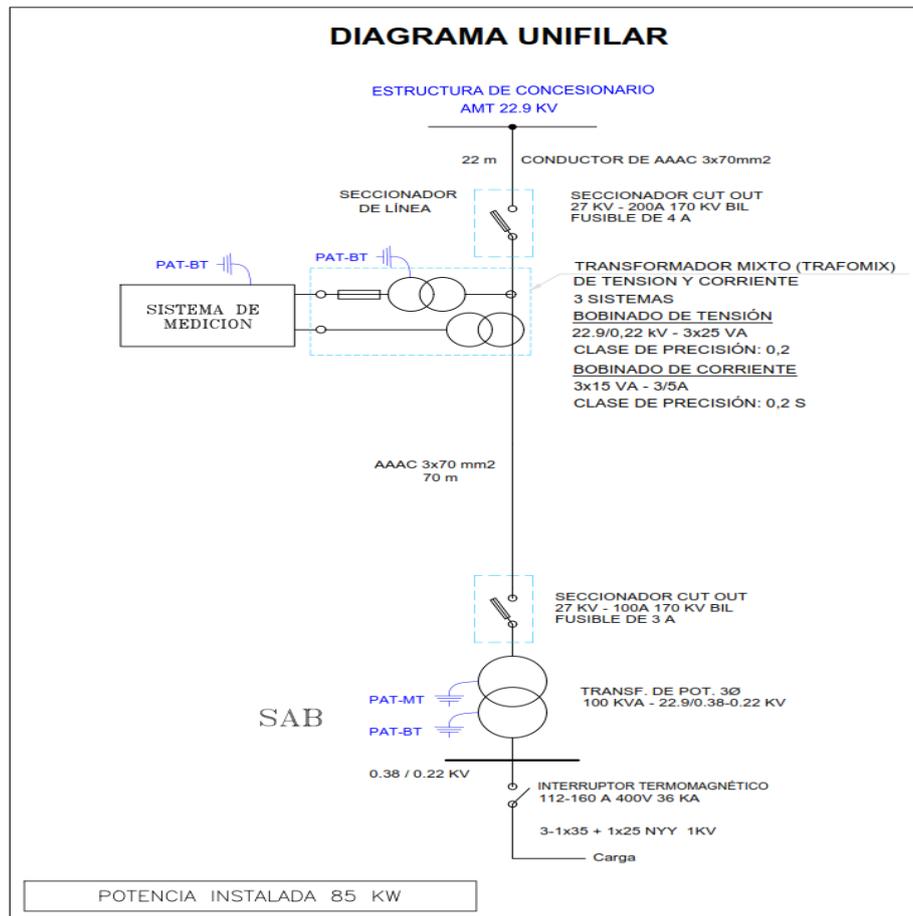
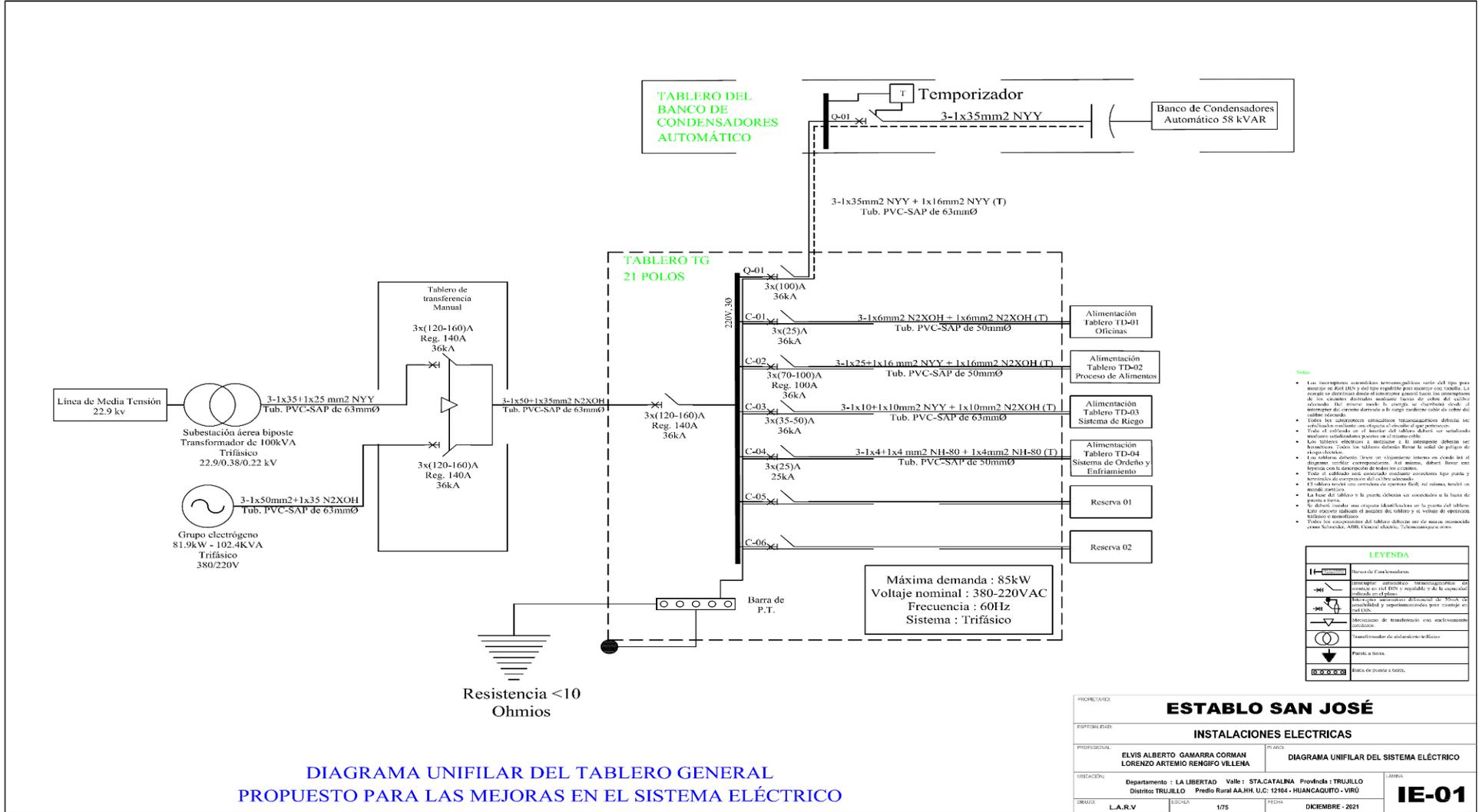


Figura 20: Diagrama unifilar en estado de mejora a carga máxima.

Fuente: Sistema eléctrico del establo San José Virú, 2019 – 2020.

i) Diagrama unifilar del establo San José proyectado

En figura 21, se muestra el diagrama unifilar como propuesta de la mejora del sistema eléctrico del establo San José, con banco de condensadores, para trabajar a su máxima demanda de 85 KW con un transformador de 100 KVA a 22.90/0.38/0.22KV.



- Nota:**
- Los interruptores automáticos termomagnéticos serán del tipo para montaje en Rail DIN y del tipo rápido para montar en gabinete. La acción de disparo debe ser instantánea cuando exista una sobrecarga de los conductores durante el tiempo de vida del cable aislado. El tiempo de reacción de la carga se deberá de 0.01 al momento de operar durante la carga máxima cable de cobre del cable aislado.
 - Los cables conductores unipolares terminados deben ser autoaislantes, evaluar una etiqueta o código de que proteccion.
 - Todos el cableado en el interior del gabinete deberá ser unificado, excepto conductores que sean de control de cable.
 - Los sistemas eléctricos a instalar se le entregará de forma ser homologada, todos los cables deberán llevar la señal de peligro de "alto voltaje".
 - Los cables deberán llevar un aislamiento interno en donde sea el diagrama instalar correspondiente. Así mismo, deberá llevar una etiqueta con la identificación de todos los conductores.
 - Todos el cableado debe ser instalado mediante conectores tipo plana y la conexión de los cables debe ser en el gabinete.
 - Los cables de control que se instalen en el gabinete, serán en medio de control y la placa, deberá ser conectada a la placa de prueba de cable.
 - Se deberá tener una etiqueta identificativa en la placa de operación y la placa de mantenimiento.
 - Todos los componentes del gabinete deberán ser de marca reconocida como Schneider, ABB, General Electric, TECOMATEC y otros.

LEYENDA	
	Banco de Condensadores
	Interruptor automático termomagnético del montaje en Rail DIN y rápido y de la capacidad indicada en el plano.
	Cable conductor autoaislante del tipo "autoaislante" y etiquetado para cumplir con la norma.
	Transformador de aislamiento con especificación indicada.
	Placa de prueba.
	Busca en posición a tierra.

PROPIETARIO:	ESTABLO SAN JOSÉ		
RESPONSABLE:	INSTALACIONES ELECTRICAS		
PROFESIONAL:	ELVIS ALBERTO GAMARRA CORMAN LORENZO ARTEMO RENGIFO VILLENA	PLANO:	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO
UBICACIÓN:	Departamento : LA LIBERTAD Valle : STA.CATALINA Provincia : TRUJILLO Distrito: TRUJILLO Predio Rural A.A.H.H. U.C. 12364 - HUANGUITO - VIRÚ		LABOR:
UBICADO:	L.A.R.V	Escala:	1/75
FECHA:	DICIEMBRE - 2021		FECHA:
			IE-01

4.3.1. Equipos de medición inteligente

Como se observa en el esquema general de la Figura 22 los elementos de medición en las líneas de alimentación a los tableros para las oficinas, el procesado de alimentos, el sistema de riego y el sistema de riego y ordenamiento. Para cada uno de estos tableros los dispositivos de medición ideales vienen a ser los medidores inteligentes, estos equipos se encargan de registrar los parámetros eléctricos principales como: tensión, corriente, potencia y energía, a la vez que mediante un protocolo de comunicación enviar la información a un centro de control para su posterior procesado.

Como el medidor inteligente es un elemento de gran importancia para la recolección de datos que el Sistema de gestión Inteligente (SGI) empleara, este debe presentar buenas características en cuanto a medición y conectividad. Es por eso que de la búsqueda en el mercado nacional e internacional se ha seleccionado un medidor inteligente de la marca Powermeter.

Powermeter SMART es un analizador de red eléctrica trifásica (también puede ser utilizado en instalaciones monofásicas) con conectividad WiFi. Es un equipo que requiere estar asociado a una red WiFi con acceso a internet para poder explotar todas sus funcionalidades. En la Figura 23 se muestra el tipo de medidor inteligente seleccionado.



Figura 23: Medidor inteligente Powermeter SMART con conectividad WiFi.

Mediante el aplicativo nativo de la empresa se pueden observar las mediciones instantáneas de las tres líneas trifásicas (R, S, T) como se puede ver en la Figura 24. A parte de la conectividad WiFi, el equipo permite conexión mediante el protocolo Modbus (TCP/IP), MQTT, JSON por TCP y SNMP.

Powermeter			
Panel			
Parametro	R	S	T
Tension [V]	227.4	228.7	230.4
Corriente [A]	5.8	6.5	5.8
Potencia A[W]	1296	-1448	1302
Potencia R[VAR]	390	-443	368
Energia mensual A[kWh]	0.40	-0.34	0.40
Energia mensual R[kVARh]	0.10	-0.11	0.10
Energia mensual A in[kWh]	0.40	0.05	0.40
Energia mensual A out[kWh]	0.00	0.39	0.00

Fecha: 18/10/2018
Hora: 17:45:12

Figura 24: Mediciones instantáneas del medidor inteligente.

La instalación es bastante simple Powermeter smart se instala fácilmente en los tableros eléctricos convencionales, con práctico montaje sobre riel din como se observa en la Figura 25. Estos equipos serán montados en los tableros de alimentación de las Figuras 21 y 22.

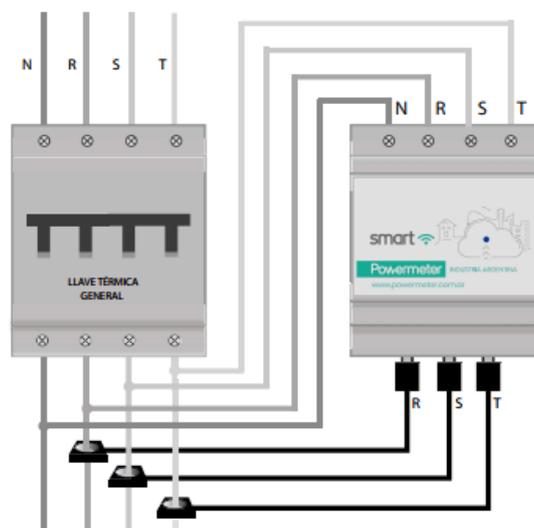


Figura 25: Instalación típica del medidor inteligente.

4.3.2. Protocolo de comunicación

El medidor inteligente a pesar de tener permitida la conexión vía WiFi este tiene corto alcance y se ve afectado por la calidad de la señal, por esta razón se prefiere usar un protocolo de comunicación por bus, en este caso se usará Modbus. Este protocolo de comunicación es abierto, está ampliamente difundido en la industria y se puede emplear para conectar diferentes equipos (PLCs y RTUs) dentro de una misma red. Este protocolo se basa en una estructura maestro-esclavo, donde los esclavos pueden ser hasta 247 controlados por un solo maestro. Con este protocolo de comunicación se conectan desde los actuadores hasta sistemas de control y monitoreo como SCADA/HMI (Figura 26)

Este protocolo de comunicación servirá para transmitir los datos desde los medidores inteligentes hasta la central del SGI, en donde la información será procesada y posteriormente los datos de salida se enviarán empleando el mismo protocolo hacia el RTU o PLC que controlarán la activación o desactivación de los equipos conectados a la red eléctrica, tal y como se puede apreciar en la Figura 26.

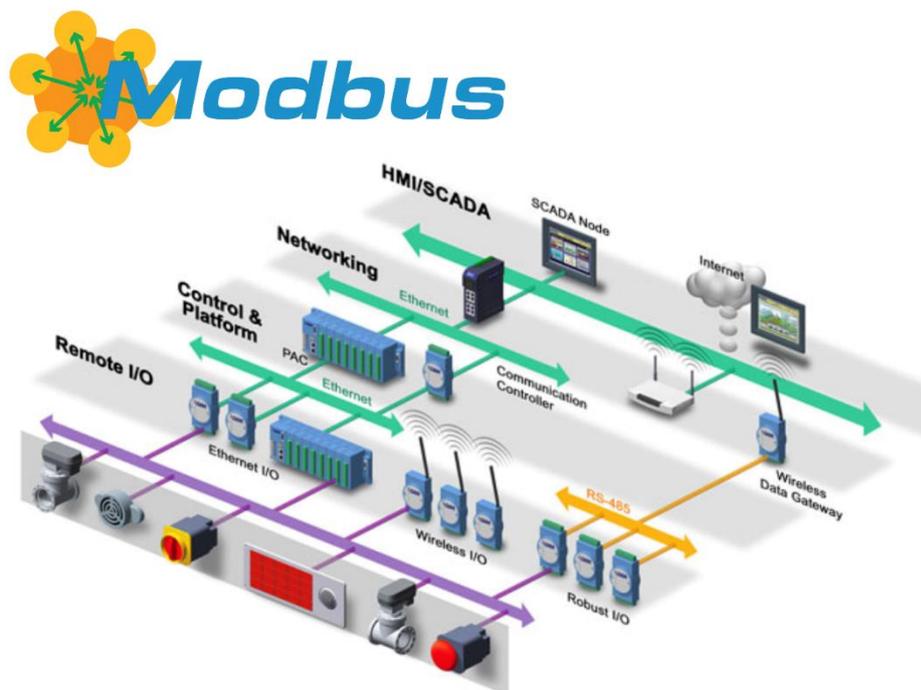


Figura 26: Arquitectura básica de protocolo de comunicación Modbus.

4.3.3. Desarrollo de algoritmo de planificación del SGI

En general, el algoritmo SGI basa su filosofía de trabajo en la recopilación de datos de consumo de energía por equipo y por horarios, generación de una propuesta de plan de consumo por equipo, comparación de eficiencias eléctricas de la propuesta con la real y la proyectada y finalmente, implementación de la planificación operativa con mayor eficiencia para el día siguiente. Se debe tener en cuenta que el bucle que se genera se inicializa con una planificación operativa basada en los valores de consumo de los equipos.

El algoritmo de planificación se encuentra dividido en cinco etapas, las cuales se muestran en el diagrama de flujo de la Figura 27. En la primera etapa relacionada con la recopilación de datos de consumo, el SGI pide y almacena los datos enviados por los medidores inteligentes, los cuales se encuentran instalados en cada uno de los tableros TD-01, TD-02, TD-03 y TD-04 de la Figura 21.

En la segunda etapa los datos recibidos son organizados y almacenados de una matriz de consumo mensual, la cual acumula los datos diarios hasta cumplirse el mes de facturación; esta matriz mes a mes registra los datos históricamente en un rango de 12 meses. Una matriz de consumo anual registra los datos finales de cada año y crece conforme pasen los años.

En la tercera etapa se toman los datos de la matriz de consumo mensual para calcular el costo de la energía del último mes para el plan tarifario MT2, este cálculo se va actualizando diariamente hasta terminar el mes de facturación.

En la cuarta etapa se encuentra el algoritmo de decisión del SGI, en esta etapa el objetivo es generar un plan operativo para el funcionamiento de los equipos dentro del establo San José. Este plan operativo se actualiza diariamente en función al consumo y se ajusta analizando los datos del día anterior buscando reducir el consumo del siguiente día. Otros aspectos que toma en cuenta el SGI para realizar la planificación, son consideraciones técnicas como aumentar o mantener la mayor eficiencia posible, mantener la tensión de línea cercana al valor nominal, corregir el factor de potencia. Para cumplir con los criterios técnicos el algoritmo trabaja sobre la asignación de carga de trabajo, el retraso de servicio de los equipos y el consumo energético de la red.

En la quinta etapa se encuentra el sistema de control el cual se encarga de comunicarse con el PLC para controlar y monitorear los equipos alimentados por cada uno de los tableros. En el caso de que los equipos se encuentren inoperativos el SGI cambiara la programación de ese día para no interferir con el trabajo de los demás equipos.

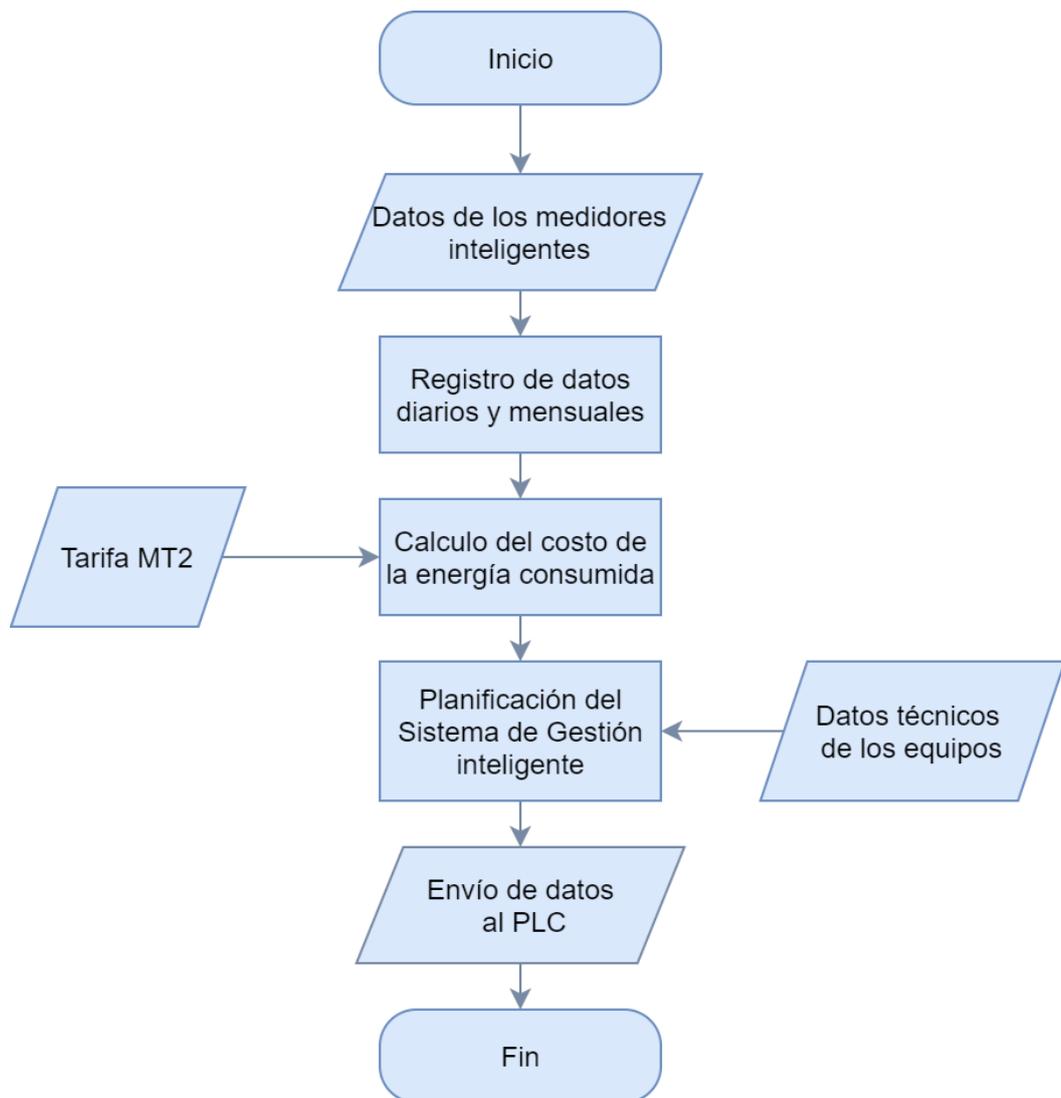


Figura 27: Algoritmo general de SGI.

Siguiendo el algoritmo de la Figura 27 el SGI van acumulando los datos instantáneos que los medidores envían durante el día. En la Figura 28 se muestran las gráficas de las mediciones hechas en un día. En estas graficas se muestran los valores de la tensión y la corriente promedio y sus respectivas graficas de potencia y energía activa y reactiva. Para el caso de la energía, la

gráfica no muestra el consumo acumulado de la energía, sino la variación de energía por unidad de tiempo, pero para el cálculo, los datos de la energía se suman para obtener el consumo energético total por día, mes y año.

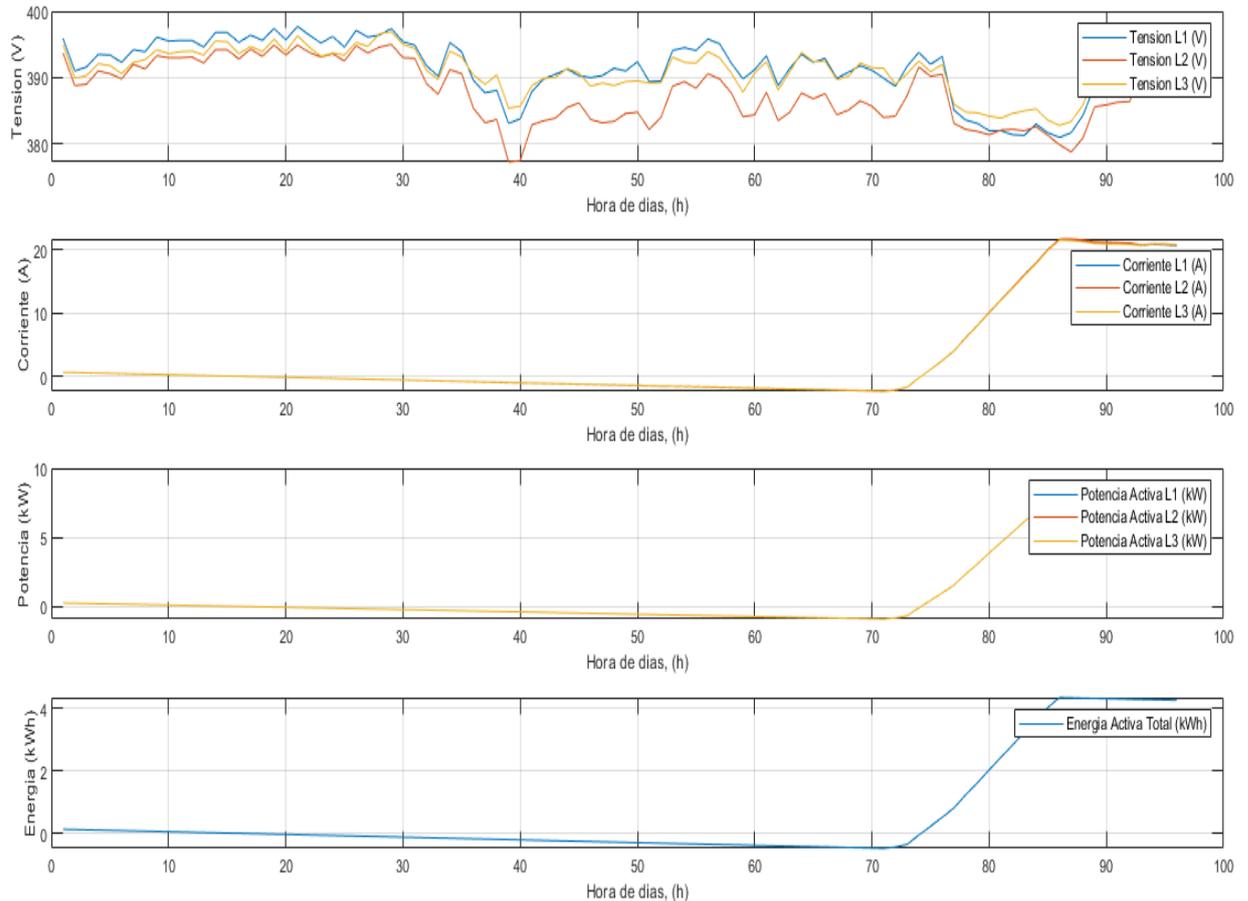


Figura 28: Graficas de lecturas tomadas en un día.

Algoritmo de toma de decisiones

En la Figura 29 se encuentra el árbol de toma de decisiones que utiliza el SGI para realizar la planificación diaria de los equipos del establo San José. En este esquema el SGI evalúa que equipos deben mantenerse activos para una determinada hora del día. En la Figura 29 los equipos que pueden ser controlados son: el motor de la picadora, la bomba de riego, el equipo de ordeño y el equipo de enfriamiento, los circuitos de iluminación y tomacorriente no se incluirán en el algoritmo de control, pues estos deben estar energizados continuamente, pero si se incluyen en el cálculo del consumo de energía total.



Figura 29: *Árbol de toma de decisiones para el plan operativo del SGI.*

En el proceso de toma de decisiones el algoritmo empieza cargando los datos de las mediciones del día anterior e identifica en que horarios el sistema ha consumido la mayor cantidad de energía, luego esto se compara con las predicciones que internamente el SGI ha realizado, y si el error entre los datos es inferior a 5% el sistema realiza la misma planificación que en el día anterior, en caso contrario el sistema hace una nueva planificación. Para la nueva planificación se estima el consumo y se compara con el consumo anterior si la planificación hecha predice un consumo mayor al 5% del consumo anterior se realiza otras planificaciones hasta obtener una alternativa con el menor consumo posible.

En la Figura 30 se puede ver el algoritmo para la generación de la planificación diaria.

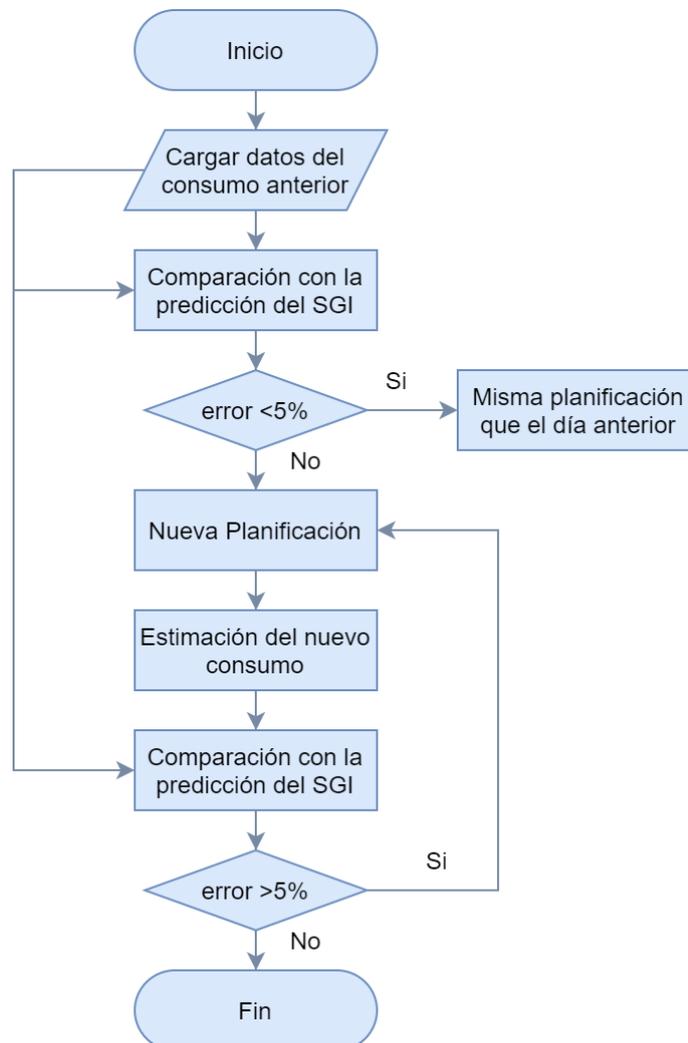


Figura 30: Algoritmo de planificación del SGI

Durante el proceso ejecución el algoritmo mediante un bucle asigna las cargas que deben ser alimentados a lo largo de las 24 horas de un día. En cada pasada del bucle se calcula la potencia máxima que el sistema estaría entregando. Como las pérdidas de potencia son proporcionales a la corriente elevada a la segunda potencia, el algoritmo busca un plan donde se utilice menos corriente. En la Figura 31 se puede observar uno de los pasos del bucle, ahí mismo se puede ver el tamaño de la matriz la cual es de 24X10 lo cual representa 24 horas del día y 10 equipos energizados.

Planificación operativa

Una vez que el SGI ha decidido cuál será el inicio y termino de la operación de cada equipo en el establo San José, este genera una tabla en la se encuentra por horario el funcionamiento de cada uno de los equipos. El programa entiende que un número diferente de cero en la tabla significa que el equipo debe mantenerse encendido, mientras que 0 significa que debe mantenerse apagado para ese horario. En la Tabla 15 se muestra el resultado de una planificación, en esta tabla además se puede ver la cantidad de equipos que estarán siendo controlados. Con esta tabla el algoritmo enviara las señales de control hacia el PLC para activar o desactivar estos equipos según la planificación.

Tabla 15: Planificación operativa realizada por el SGI

Horario	Mpp1	Mpp2	Srg	Sef1	Sef2	Sor1	Sor2	Eil	Tco	Bag	SUM
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
06:00	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
07:00	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
08:00	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
09:00	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
10:00	0	0	20	0	0	0	0	0.5	0.5	0	21
11:00	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
12:00	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
13:00	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
14:00	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
15:00	0	0	0	10	10	3	3	0.5	0.5	0	27
16:00	0	0	0	10	10	3	3	0.5	0.5	1	28
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	1	2
18:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1

```
T =
24x11 table
```

	mpp1	mpp2	srg	sef1	sef2	sor1	sor2	eil	tco	bag	sum
0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
1	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
6	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
7	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
8	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
9	50	50	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	101
10	0	0	20	0	0	0	0	0.5	0.5	0	21
11	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
12	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
13	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
14	0	0	20	10	10	3	3	0.5	0.5	0	47
15	0	0	0	10	10	3	3	0.5	0.5	0	27
16	0	0	0	10	10	3	3	0.5	0.5	1	28
17	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	1	2
18	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
19	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
20	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0.5	0	1

Figura 33: Resultados entregado por el algoritmo.

Modelado de la propuesta de la red eléctrica

Debido a que la nueva red propuesta y diseñada en el apartado 4.1.12 con el objetivo de evaluar el funcionamiento del SGI sobre la red eléctrica se ha realizado el modelo de la misma para evidenciar el consumo de energía y la eficiencia de esta red operando inicialmente sin el SGI y posteriormente con el SGI. En la Figura 33 se puede ver el modelo hecho el Simulink donde se puede ver al lado izquierdo la fuente de energía trifásica, que en este caso es la red eléctrica, seguidamente se encuentra el transformador trifásico. A continuación, se encuentra representado el tendido eléctrico mediante el bloque que se encuentra entre los puntos de medición B1 y B2. En estos puntos el modelo toma medición de las corrientes y voltaje en las tres líneas. Finalmente, en el lado izquierdo se encuentran las cargas de cada tablero.

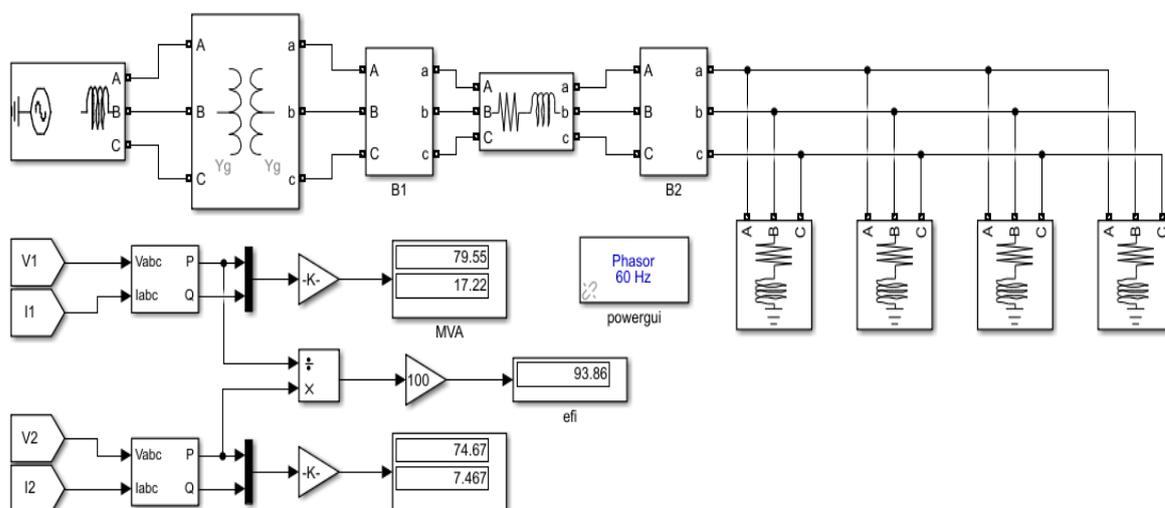


Figura 33: Modelo de la red eléctrica del establo.

4.4. EVALUACIÓN DEL COSTO BENEFICIO

El análisis económico para la implementación de la red inteligente se fundamenta en determinar la inversión en activos fijos, beneficio útil desde la variable eficiencia térmica y periodo de retorno de la inversión. Y para determinar su viabilidad financiera se basa en las herramientas valor actual neto y tasa interna de la rentabilidad.

4.4.1. Inversión en activos fijos:

Tabla 16: Inversión en activos fijos

Descripción	Unid	Cantidad	Valor (\$)	Costo total (\$)
Inversión en activos fijos por cambio tarifario de BT a MT				7075.70
Transformador trifásico – distribución de 100 KV - 22.90/0.38-0.22KV	Unid.	1	2850.00	2850.00
Poste de concreto armado centrifugado 350 Kg/cm ²	Unid.	4	165.00	660.00
Ménsulas de Cav. De 1 m y 1.50 m, con Ø 250 mm.	Unid.	2	33.00	66.00
Palomilla de Cav. De 1.50m y 2.20 m y Ø 280 mm.	Unid.	2	33.00	66.00
Media Loza de Cav. 1.10 m y 1.50 m y Ø 350 mm	Unid.	3	62.00	186.00
Conductores eléctricos de Aluminio AAAC 3-1x70 mm ² , 7 hilos	ML	116.50	1.40	163.10
Cable NYY 3x70 +1x50 mm ² , 06/1kV	ML	15.00	1.90	28.50
Conductor de cobre duro y blando de 35 mm ²	ML	75.00	0.50	37.50
Conductor tipo AWG 3x14	ML	25	2.50	62.50
Aislador polimérico – Retenida de 36 Kv	Unid.	10	3.80	38.00
Aislador polimérico Pin 28 Kv	Unid.	1	28.00	28.00
Aislador polimérico suspensión para anclaje 28KV y planchuela cobre tipo “J”	Unid.	15	2.00	30.00

Pararrayo 25KV Auto válvula	Unid.	1	25.00	25.00
Pernos ojos compres. De Cu estaño, Hueco 12, de 35, 50 y 70 mm ²	Unid.	33	1.50	49.50
Platinas para fijación de transformador y transformix	Unid.	8	1.70	13.60
Cintas auto vulcanizante y aislante	Rllo	2	6.50	13.00
Tubo F" G" de 2" 1/2x6	Unid.	1.00	24.00	24.00
Montaje de estructuras barbotante monoposte	Unid.	1	935.00	935.00
Mano de obra	Unid.	1	300.00	300.00
Montaje de estructura subest barbotante biposte	Unid.	1	1500.00	1500.00
Inversión en activos fijos – sistema inteligente				960.00
Medidor inteligentes Powermeter 80 A, 380V	Unid.	1	135.00	135.00
Medidor inteligentes Powermeter 50 A, 380V	Unid.	1	85.00	85.00
Medidor inteligentes Powermeter 20 A, 380V	Unid.	2	25.00	50.00
Sensores de 80 A entre fases	Unid.	4	60.0	240.00
Programación en Matrix Laboratory (MATLAB)	Unid.	1	250.0	250.00
Accesorios electromecánicos	Unid.	1	200.00	200.00
Inversión total en activos fijos				8035.70

En la tabla 16, se determina que la inversión para el cambio de facturación de BT a MT, sería de 7075.70 dólares y para la implementación del sistema inteligente es 960.00 dólares, conllevando a una inversión inicial total de 8035.70 dólares.

4.4.2. Beneficios

Los beneficios del proyecto, se generan desde dos puntos de vista: Ahorro por cambio de tarifa eléctrica producto del cambio de sistema eléctrico de BT a MT y ahorro de energía por incremento de eficiencia energética.

a) Beneficio por ahorro de energía:

La empresa proyecta su consumo de potencia a un valor de 85 KW, donde el costo unitario de energía en MT3 es 0.2074 soles/Kwh (HFP) y en BT5 es 0.2228 soles/kwh (HFP). Asimismo, los equipos eléctricos trabajan 570 horas/mes (6840 horas/año). Por lo tanto, el beneficio sería:

$$B_1 = P \cdot (C_{BT5} - C_{MT3}) \cdot t_p$$

$$B_1 = 85 \text{ Kw} \cdot \left(0.2228 \frac{\text{soles}}{\text{kwh}} - 0.2074 \frac{\text{soles}}{\text{kwh}} \right) \cdot 6840 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$B_1 = 8953.56 \frac{\text{soles}}{\text{año}}$$

b) Beneficio por incremento de eficiencia energética:

La empresa con el nuevo sistema de gestión inteligente trabajará en MT3 con un costo unitario 0.2074 soles/Kwh (HFP), alcanzando valores constantes de eficiencia del 95%, respecto al actual de 86.20%. Por lo tanto, el beneficio desde este criterio sería:

$$B_2 = P \cdot (\eta_{\text{mejorada}} - \eta_{\text{actual}}) \cdot C_{\text{MT3}} \cdot t_p$$
$$B_2 = 85 \text{ Kw} \cdot (0.95 - 0.862) \cdot 0.2074 \frac{\text{soles}}{\text{kwh}} \cdot 6840 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$
$$B_2 = 10611.25 \frac{\text{soles}}{\text{año}}$$

Por lo consiguiente el beneficio por ahorro de energía es 8953.56 soles/año y el beneficio por aumento de eficiencia energética 10611.25 soles/año, por lo tanto, el beneficio útil total sería: 19564.81 soles/año (5590.00 dólares/año)

4.4.3. Periodo de retorno de la inversión

El proyecto tiene una inversión inicial de 8035.7 soles y un beneficio de 5590.00 dólares/año, lo cual conduce a un periodo de retorno de la inversión de 17 meses.

$$\text{PRI} = \frac{I_0}{B_t} = \frac{8035.7 \text{ dólares}}{5590.00 \frac{\text{dólares}}{\text{año}}} = 1.43 \text{ años} = 17 \text{ meses}$$

4.4.4. Valor actual neto

El valor actual neto, se proyectará para un financiamiento de 5 años con una tasa de interés promedio de 10%, cuyos valores son correspondientes a medianas empresas, según la SBS (superintendencia de Banca, Seguros y AFP). Para su análisis, emplearemos la siguiente formulación:

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Reemplazamos:

$$\text{VAN} = \left[\frac{5590.00}{(1+0.1)^1} + \frac{5590.00}{(1+0.1)^2} + \frac{5590.00}{(1+0.1)^3} + \frac{5590.00}{(1+0.1)^4} + \frac{5590.00}{(1+0.1)^5} \right] - 8035.70$$

$$\text{VAN} = 13154.80 \text{ dólares}$$

4.4.5. Tasa interna de rentabilidad

La tasa interna de rentabilidad, se proyectará para un financiamiento de

5. Para su análisis, emplearemos la siguiente formulación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$
$$\left[\frac{5590.00}{(1 + TIR)^1} + \frac{5590.00}{(1 + TIR)^2} + \frac{5590.00}{(1 + TIR)^3} + \frac{5590.00}{(1 + TIR)^4} + \frac{5590.00}{(1 + TIR)^5} \right] - 8035.7 = 0$$

$$TIR = 64\%$$

En la tabla 17, se muestran los resultados del análisis económico – financiero

Tabla 17: Indicadores económicos – financieros

Inversión (I ₀) US\$	Beneficio (B _t) US\$/año	Periodo de retorno de la inversión (PRI) Meses	Valor actual neto (VAN) US\$	Tasa interna de rentabilidad (TIR) %
8035.70	5590.00	17	13154.80	64%

V. DISCUSIONES

5.1. El diagnóstico inicial de la eficiencia energética de la red eléctrica del establo San José, se realizó porque es fundamental determinar qué factores afectan esta variable y de esta manera proponer medidas correctivas, encontrando distintas fallas o averías, tales como: sobrecargas y sobrecalentamiento en los motores eléctricos, caídas de tensión en conductores eléctricos, sobrecargas por exceso de tensión y amperaje en tableros eléctricos, incremento de la temperatura del transformador debido a que trabaja a carga nominal, presencia de armónicos que generan sobrecalentamientos y disparos intempestivos en interruptores termomagnéticos y diferenciales, tampoco existe una programación de tiempos de trabajo de los motores eléctricos los cuales trabajan en rangos de horas punta. Asimismo, no se seleccionan equipos eléctricos y accesorios de acuerdo a la carga de instalación requerida y la tarifa eléctrica no está de acuerdo a su potencia instalada en el establo, incrementando de esta manera los costos de consumo de energía eléctrica. Todos estos factores se resumen en la baja eficiencia energética eléctrica del establo San José y esta afirmación está sustentada en la ley de promoción del uso eficiente de la energía D.S N° 053-2007-EM, la cual indica que, frente a fallas eléctricas suscitadas en una red eléctrica por uso de tecnología absoluta, se debe tomar medidas de reconversión tecnológica y hábitos adecuados de consumo de energía eléctrica para incrementar su eficiencia energética.

Asimismo, se encontró una eficiencia energética de la red eléctrica del establo San José, con un valor de 86.20%, la cual refleja un valor bajo, y esto se sustenta según la norma técnica peruana NTP 399.450:2008 "Guía de estándares mínimos de eficiencia energética", que indica que para aquellos sectores que utilizan motores eléctricos asíncronos para su producción o servicios, deben tener eficiencias energéticas en el rango de 92 a 95%.

En comparación con los resultados encontrados, el investigador Vilcahuaman (2017), indicó que la calidad de la energía está directamente relacionada con la eficiencia energética, donde dicha calidad de la energía se ve afectada por

la presencia de fallas en la red eléctrica (baja tensión, sobrecalentamientos, cortocircuitos, excedentes de energía y pérdidas de potencia), las cuales originan que la red de baja tensión analizada tenga una eficiencia energética deficiente de 85.65% por lo cual el investigador propuso el uso de un sistema eléctrico inteligente. Los resultados de eficiencia energética encontrados por Vilcahuaman, tienen similitud con el valor de eficiencia encontrado de 86.20%, el cual también representa un valor crítico para el establo San José, donde el 45% del consumo de energía es reactiva. Planteando de esta manera el diseño de un sistema de gestión inteligente para incrementar la eficiencia energética.

También el investigador Zegarra (2017), indicó que la causa de una baja eficiencia energética en una red eléctrica de baja tensión se debe exclusivamente al sobredimensionamiento de los equipos eléctricos y excesos de consumo potencia activa, trabajando cerca de su valor nominal, el cual condujo a tener un factor de potencia de 83.20%. Este resultado es más alto al valor encontrado en la red eléctrica del establo San José con un factor de potencia de 77.20%, lo cual refleja un sistema eléctrico más crítico al encontrado y analizado por Zegarra. Y esto se debe porque en el sistema eléctrico del establo, se producen otras causas más, como la potencia suministrada o contratada es de 30 KW, pero la potencia instalada de sus motores eléctricos es 85KW, produciendo recalentamientos, sobretensiones y armónicos.

En el mismo sentido, respecto a la baja eficiencia producto de fallas o averías en una red eléctrica, relacionadas con la calidad de la energía, el investigador Luque (2017) explicó que un sistema eléctrico con un mal rediseño y con un significativo consumo de potencia, conllevará a tener mayores pérdidas y una muy baja eficiencia, en otras palabras, a mayor consumo de energía de manera no correcta conduce a disminuir drásticamente la eficiencia energética. Y esto se reflejó en el valor encontrado por Luque, del sistema eléctrico analizado con una eficiencia del 75% con una potencia nominal instalada de 460 HP (23 motores eléctricos). Mientras que en el establo San José se encontró una eficiencia mayor porque la potencia nominal instalada

es de 125 HP. Lo cual desde ese punto de vista justifica lo mencionado por Luque.

Debido a la baja eficiencia en el establo San José, se procedió a determinar los parámetros eléctricos mediante un analizador de red Ecamec QP500 calibrado y autorizado su uso por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), encontrando los siguientes valores: voltaje de línea a neutro mínimo 159.5 V y máximo 262 V, voltaje de línea a línea mínimo 276.2 V y máximo 453.70 V, frecuencia 59.30 – 60 Hz, armónico THD mínimo 4.2% y máximo 16.60%, factor de potencia 0.77, flickers 3.5% y variación de voltaje 8%, Donde podemos recalcar que la variación de voltaje no cumple con lo normado el cual tiene que ser inferior a 5%, lo mismo con el flicker el cual debe ser inferior a 1% y los THD deben estar por debajo de 8%. También se obtuvieron valores puntuales en el periodo de evaluación 2019, como: corriente nominal 107.67 A, consumo de energía activa en horas punta 33.698 kWh, consumo de energía activa en horas fuera punta 59376.848 kWh, consumo de energía reactiva 48813.704 kVARh, fracción de energía reactiva consumida 45% y 55% en energía activa. Donde la acumulación de estos valores contribuye como base de datos al sistema de gestión inteligente.

- 5.2.** El diseño del sistema eléctrico para el establo San José, se realizó para contribuir con mejorar la eficiencia energética, donde se tomó como medida cambiar el sistema eléctrico de baja tensión (BT) a media tensión (MT), porque el costo unitario de la tarifa MT3 es menor a la tarifa BT5A, lo cual reduce los costos de facturación. Asimismo, con la finalidad de cambiar el transformador de 75KVA por un nuevo de 100 KVA, ya que el actual transformador trabaja a una potencia cercana a su valor nominal generando sobrecalentamiento en sus componentes. Con la potencia nominal del trafo superior a la potencia nominal instalada (potencia de motores eléctricos) se evitarán sobrecalentamientos y deterioramiento de aislamientos.

Cabe precisar que el costo unitario de la energía en hora punta MT3 es 25.13 cm. S/. /kWh, mientras que en BT5A es 200.46 cm. S/. /kWh. También en MT3 en hora fuera punta el costo unitario es 20.74 cm. S/. /kWh y BT5 es 22.28

cm. S/. /kWh. Lo cual indica que se obtendría un gran beneficio en reducción de los costos de facturación en pasar de un sistema de BT5A a MT3. También es importante recalcar que la empresa tiene tarifa BT5A porque su potencia instalada era a inicios de su producción como empresa de 30KW y con el tiempo su potencia ha incrementado al valor actual de 85KW, lo cual le permite clasificar en MT3.

El diseño del sistema eléctrico en MT comprendió la instalación de un transformador eléctrico de 100 KVA, 22.9/0.38/0.22 KV, según diseño, fabricación y pruebas IEC-60076, NTP 370.002. Y para tal fin se emplearon las expresiones matemáticas del Código Nacional de Electricidad y la norma alemana VDE103. La línea aérea es de calibre 70 mm², corriente de conductor 2.38 A, capacidad en corto circuito 64000 KVA, sección mínima del conductor de aluminio en corto circuito 2.88 mm², corriente en subestación 2.52 A (lado de MT) y 1561.93 (lado de BT), fusibles de expulsión tipo k de 4A, cable en baja tensión NYY-NSY 90 trifásico de sección 35 mm², puesta a tierra PAT-1 (conductor de cobre 35 mm², varilla de cobre 5/8 in y longitud de varilla de 240 cm, diámetro del peso 70 cm y 3 m de profundidad), postes de CAC de 13 m de altura, retenidas de cable A°G (esfuerzo de rotura 5730 Kg y sección de 3/8 pulgada), bloque de concreto (0.5x0.5x0.20) con un peso de 1580 Kg.

En comparación con los resultados encontrados el investigador Vásquez (2019), para mejorar la eficiencia energética, propuso el cambio de diseño de sistema eléctrico de baja tensión a media tensión para trabajar con una potencia de 134 KVA en el transformador, tensión de 440 V y potencia aparente de 110 KW. Podemos indicar que se encontró similitud por que se pretende cambiar el sistema actual del establo de BT a media tensión, con la inclusión de un banco de capacitores, seleccionando un nuevo transformador de 100 KVA para una potencia nominal instalada de 85KW. Donde la implementación de un banco de condensadores es necesario en sistemas eléctricos en media tensión por la presencia de la energía reactiva, logrando de esta manera tener el factor de potencia en valores aceptables.

De igual manera el autor Mamani (2018), indicó que en sistemas eléctricos que se han ido desarrollando o incrementando su producción, necesitando una mayor potencia instalada, es decir que empezaron en sistema de baja tensión,

tienen la responsabilidad de modificar su sistema a media tensión para el uso racional de la energía logrando ahorros económicos por el cambio de tarifa. Una de las características más importantes dentro del Sistema de gestión Inteligente (SGI) es la fuente de información, esto como se ha descrito en el apartado 4.3.1 Equipos de medición inteligente, deben poseer características especiales para integrarlas en el sistema. Uno de los más importantes es método de comunicación, ya que esto define la estructura de la red de comunicación entre los elementos consumidores de energía y el SGI. De entre los diferentes protocolos de comunicación se escogió el Modbus ya que es uno de los protocolos usados y fácil integración con equipos automatizados y sistemas SCADA, por otra parte, dado que los medidores inteligentes seleccionados vienen con soporte a este protocolo de comunicación es que se terminó por usar Modbus. Otra ventaja observada relacionadas a los medidores inteligentes es que tiene la función de conexión por WiFi, esto lo hace aún más versátil para su implementación y trabajan en un rango amplio de amperaje y potencia, además de poseer una interface controlador – operador, de fácil uso. Empleando gráficas de consumo de energía, potencias, eficiencia, y otros más, para tener una información de estos parámetros en cualquier instante dado, permitiendo de esta manera corregir errores en beneficio de minimizar la facturación eléctrica.

Gracias al sistema de gestión inteligente se logra obtener una planificación que permite reducir las pérdidas de energía a la vez que se reduce el costo de energía tanto por el uso más eficiente de la energía, como por el uso de los equipos fuera de las horas punta. Un punto importante en el desarrollo del algoritmo es que se deben considerar situaciones en que la operación normal de los equipos se vea interrumpida por fallas inesperadas de los mismos.

- 5.3.** El análisis económico – financiero, se proyectó para un tiempo de financiamiento de 5 años, con una tasa de interés del 10%, cuyos valores fueron extraídos de la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS). Los valores seleccionados corresponden a empresas calificadas como medianas, como lo es el Establo San José. Cabe también precisar que los valores de

inversión en activos fijos, fueron extraídos según los costos del mercado regional de La Libertad.

VI. CONCLUSIONES

- 6.1.** Se realizó un diagnóstico inicial a la red eléctrica del estable San José, encontrando una eficiencia energética de 86.20%, debido a fallas como sobrecargas y sobrecalentamientos en motores eléctricos, caídas de tensión en conductores, incremento de temperatura en el transformador, presencia de armónicos, programación de trabajo en horas punta, tarifa eléctrica y carga de instalación superior a la carga nominal contratada.
- 6.2.** El diseño del sistema eléctrico en MT comprendió la instalación de un transformador eléctrico de 100 KVA, 22.9/0.38/0.22 KV (Línea aérea de calibre 70 mm², corriente de conductor 2.38 A, capacidad en corto circuito 64000 KVA, sección mínima del conductor de aluminio en corto circuito 2.88 mm², corriente en subestación 2.52 A en lado de MT y 1561.93 en lado de BT), fusibles de expulsión tipo k de 4A, cable en BT NYY-NSY 90 trifásico de sección 35 mm², puesta a tierra PAT-1 (conductor de cobre 35 mm², varilla de cobre 5/8 in y longitud de varilla de 240 cm, diámetro del peso 70 cm y 3 m de profundidad), postes de CAC de 13 m de altura, retenidas de cable A°G° (esfuerzo de rotura 5730 Kg y sección de 3/8 pulgada), bloque de concreto (0.5x0.5x0.20) con un peso de 1580 Kg.
- 6.3.** Para la continuación de los medidores inteligentes y el sistema de gestión inteligente se ha empelado uno de los protocolos de comunicación más conocido a nivel mundial, esto es el protocolo Modbus, el cual permite una comunicación flexible de entre los dispositivos. Por otra parte, el uso del sistema inteligente toma los datos de estos medidores y mediante el algoritmo de toma de decisiones se encarga de generar una planificación basado en conseguir el menor consumo energético y costos relacionados.
- 6.4.** El análisis económico financiero, determinó que el proyecto es viable con una inversión de 8035.70 US\$, beneficio 5590.00 US\$/año, periodo de

retorno de la inversión 17 meses, valor actual neto 13154.80 US\$ y una tasa interna de rentabilidad de 64%.

VII. RECOMENDACIONES

- 7.1.** Se recomienda un análisis de mantenimiento preventivo y predictivo para la nueva tecnología instalada, la cual corresponde a equipos críticos como el transformador, conductores y equipos del sistema inteligente.
- 7.2.** El sistema de gestión inteligente Smart Grids, debe ser gestionado y manipulado por personal idóneo, por lo cual se recomienda una capacitación al personal mecánico y eléctrico del establo San José, para su correcto uso e interpretación de los parámetros eléctricos que afectan la eficiencia eléctrica.
- 7.3.** Realizar un análisis económico comparativo de los distintos sistemas de gestión inteligentes para sistemas en baja tensión, buscando un ahorro económico en el uso de esta tecnología.
- 7.4.** Se recomienda antes de su implementación una proyección de las actividades o tareas a realizarse mediante un cronograma de gestión del proyecto. Para reducir los costos en la instalación del sistema inteligente.
- 7.5.** Se recomienda realizar un impacto ambiental, entre un sistema eléctrico de baja tensión (BT) y media tensión (MT), y determinar las ventajas y desventajas desde ese análisis.

REFERENCIAS

Calvo, R. R., Muñoz, A. M., López, V. P., Redondo, M. J. G., García, I. M. M., & García, E. J. P. (2017). Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 14(1), 56-69.

Han, T., Muhammad, K., Hussain, T., Lloret, J., & Baik, S. W. (2020). An efficient deep learning framework for intelligent energy management in IoT networks. *IEEE Internet of Things Journal*, 8(5), 3170-3179.

Kermani, M., Adelmanesh, B., Shirdare, E., Sima, C. A., Carnì, D. L., & Martirano, L. (2021). Intelligent energy management based on SCADA system in a real Microgrid for smart building applications. *Renewable Energy*, 171, 1115-1127.

Lanchang Hoppe, H. A. (2021). Diseño de un sistema de medición y calidad de energía mediante el software Sentron Powermanager para un edificio inteligente.

Manbachi, M. (2018). Energy management systems for hybrid AC/DC microgrids: challenges and opportunities. In *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks* (pp. 303-348). Academic Press.

Marinakis, V., & Doukas, H. (2018). An advanced IoT-based system for intelligent energy management in buildings. *Sensors*, 18(2), 610.

Pawar, P. (2019). Design and development of advanced smart energy management system integrated with IoT framework in smart grid environment. *Journal of Energy Storage*, 25, 100846.

Pineda, O., Espinel, S., & Ruiz, M. (2019). Diseño e Implementación de un Sistema de Gestión de Energía Enfocado en el Control de Equipos y Luminarias. *Revista Técnica" energía"*, 16(1), 62-69.

Poma Aliaga, L. F. (2017). Diseño de un sistema inteligente de ahorro de energía eléctrica.

Refaat, S. S., Ellabban, O., Bayhan, S., Abu-Rub, H., Blaabjerg, F., & Begovic, M. M. (2021). *Smart Grid and Enabling Technologies*. John Wiley & Sons.

Rodríguez, J. D. M. (2020). Algoritmo de optimización para sistema de gestión eléctrica inteligente. *Ingeniería*, 30(2), 95-102.

Sun, H., Guo, Q., Zhang, B., Wu, W., Wang, B., Shen, X., & Wang, J. (2018). Integrated energy management system: concept, design, and demonstration in China. *IEEE Electrification Magazine*, 6(2), 42-50.

Vilcahuaman, R. (2017). *Sistema Inteligente para la supervisión y monitoreo de la calidad del servicio eléctrico*. Lima: Universidad Nacional del Callao, 17-50.

Zegarra, P. Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes. Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa (UNSA), (1), 18-19.

ANEXOS

ANEXO 1:

TARIFAS ELÉCTRICAS DE MT – OSINERGMIN

Media Tensión		
Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E 2P).</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta. Potencia: Punta y Fuera de Punta.</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
MT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E 1P).</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta. Potencia: Máxima del mes.</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: contratada o variable.</p> <p>Calificación de potencia: P: Usuario presente en punta. FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
MT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E 1P).</p> <p>Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes.</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: contratada o variable.</p> <p>Calificación de potencia: P: Usuario presente en punta. FP: Usuario presente fuera de punta.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>

Fuente: Osinergmin 2016

PLIEGO TARIFARIO MÁXIMO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

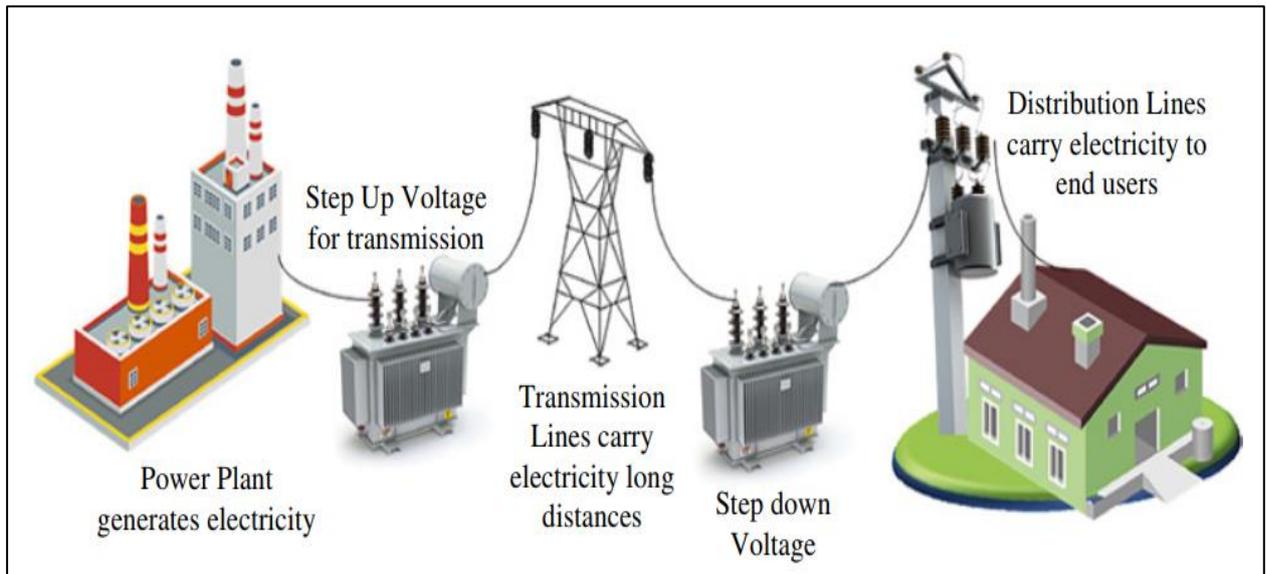
MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
TARIFA MT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y		
	CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	11.94
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	25.13
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.74
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	66.55
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	10.78
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	11.57
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y		
	CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	25.13
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	20.74
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	58.83
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	36.97
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	11.66
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.63
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA		
	Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	21.82
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	58.83
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	36.97
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	11.66
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.63
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57
BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
TARIFA BT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y		
	CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	11.94
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	26.99
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.28
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	67.76
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	60.20
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	46.00
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57

TARIFA BT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	26.99
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.28
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	49.79
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	45.82
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.87
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	57.64
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57
TARIFA BT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	23.44
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	49.79
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	45.82
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	59.87
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	57.64
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.57
TARIFA BT5A:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
	a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	169.07
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.28
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	57.39
	b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.84
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	200.46
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	22.28
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	57.39
TARIFA BT5B:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.50
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	67.57
TARIFA BT5B	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.37
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.83
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.37
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	14.65
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	65.10
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.50
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	67.57

TARIFA BT5D	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.37
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35.83
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.37
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	10.75
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	47.77
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.50
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	49.59
TARIFA BT5E:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.34
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	67.16
TARIFA BT5E	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.25
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.53
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.25
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	14.56
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	64.70
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.34
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	67.16
TARIFA BT5C:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	5.16
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	62.50
TARIFA BT6:	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.50
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	22.84
TARIFA BT7:	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E		
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.98
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	66.56
TARIFA BT7:	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E		
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.87
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	48.09
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.87
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	14.43
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	64.12
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.98
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	66.56

ANEXO 2:

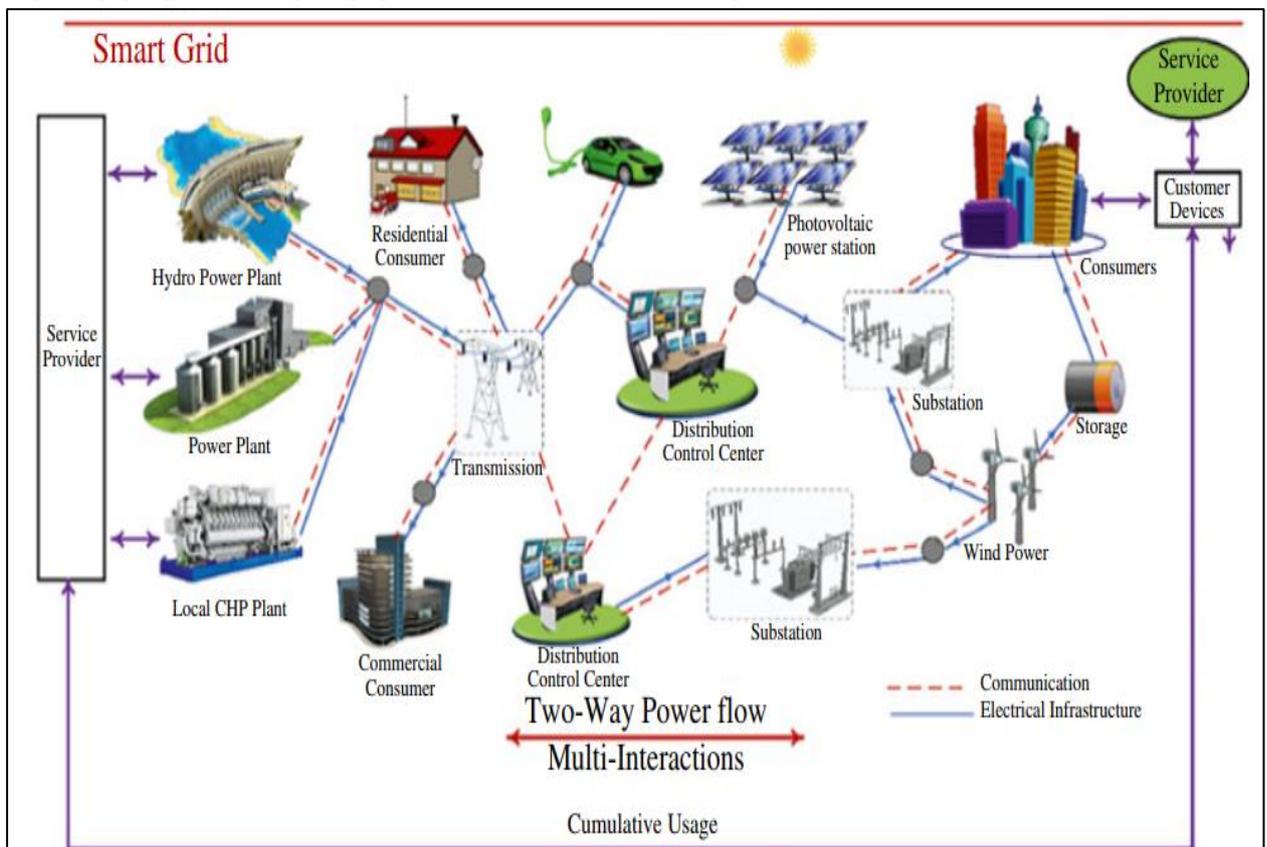
SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA TÍPICA



Fuente: Refaat et al., 2021.

ANEXO 3:

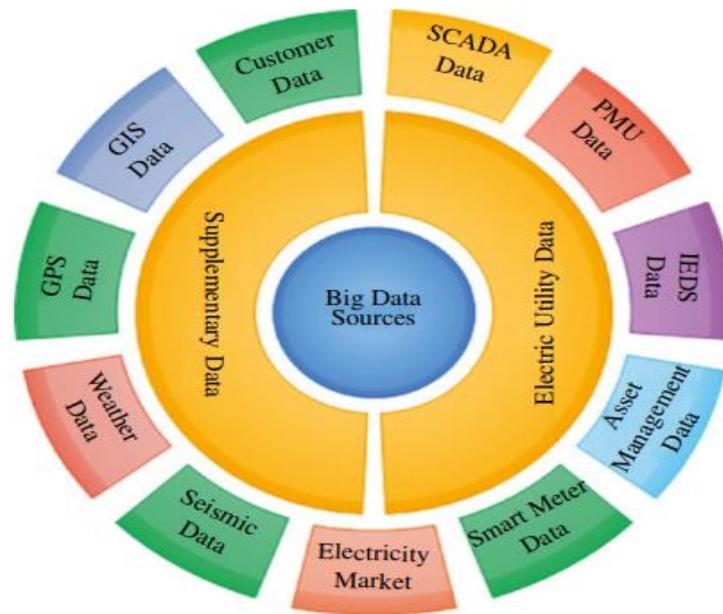
ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE RED INTELIGENTE



Fuente: Refaat et al., 2021

ANEXO 4:

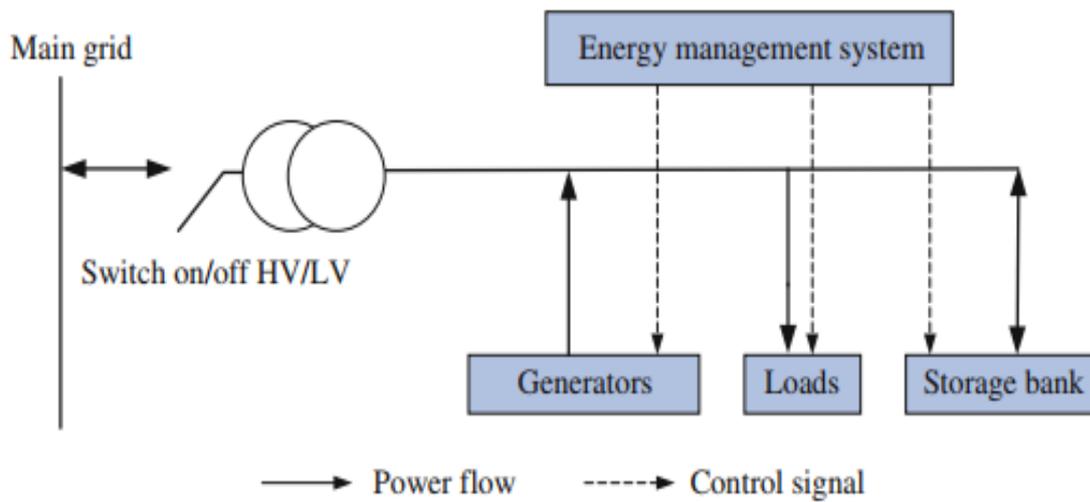
FUENTES DE DATOS USADOS POR REDES INTELIGENTES (SG)



Fuente: Refaat et al., 2021.

ANEXO 5:

ARQUITECTURA DE MICRORED (SMG)



Fuente: Jiang, 2015.

ANEXO 6: TABLA DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

VARIABLE	TIPO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADOR	ESCALA DE MEDICIÓN
Sistema de Gestión Inteligente	Independiente	Es un instrumento informático que almacena y procesa información de una red eléctrica, permitiendo el control inteligente de equipos eléctricos o electrónicos desde un panel de virtualización, que accede a mejorar la eficiencia (Santos, 2018).	Red eléctrica	Tensión eléctrica (V)	Razón
				Corriente eléctrica (A)	
				Consumo de energía (kWh)	
			Sistema de Gestión	Costo de la energía (S/kWh)	Razón
Tiempo de operación (h)					
Eficiencia Energética	Dependiente	Es el consumo optimo de la electricidad por un sistema eléctrico, instalación o aparato. La eficiencia energética eléctrica contribuye al uso racional de la cantidad de energía requerida para proporcionar un servicio o producto (Pérez, 2020)	Calidad de la energía	Factor de potencia (%)	Razón
			Disponibilidad de la energía	Pérdida de energía (kWh)	

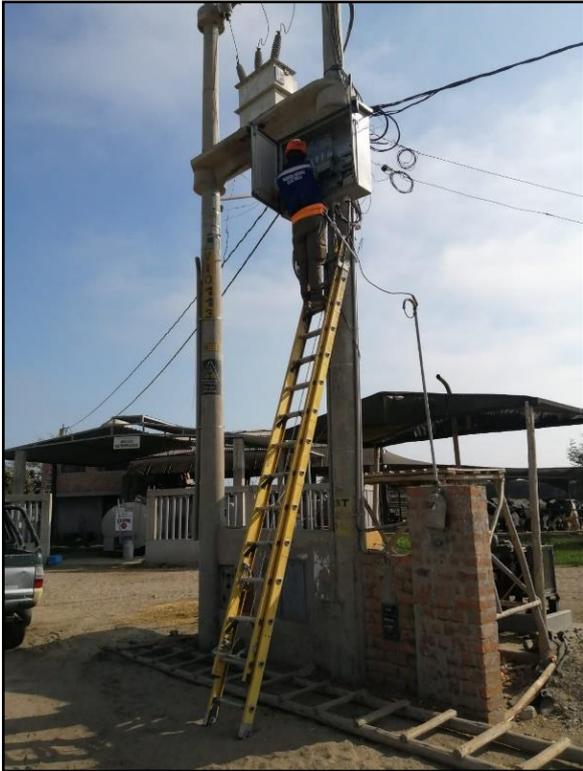
ANEXO 7:

ANALIZADOR DE RED ECAMEC PQ500

El analizador de red cuenta con un código de calibración establecido por una empresa especializada en el tema y autorizada por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) la cual emite un código para el instrumento.



INSTALACIÓN DE EQUIPO DE MEDICIÓN (ECAMEC PQ500)



CONFIGURACIÓN DE EQUIPO DE MEDICIÓN (ECAMEC PQ500)

The screenshot displays the ECAMEC PQ500 software interface. At the top, there are tabs for 'Registro', 'Rangos', 'Memoria', 'Parámetros', and 'Eventos'. The 'Registro' tab is active, showing a table with the following data:

Modelo de Registrador Aplicado	PQ500
Nº de Serie Asignado en Fabrica	02871312
Registro en Curso	Establo San José
Inicio de Registro	05/10/2020 11:43
Hora actual registrador	11/10/2020 21:27:23
Versión de Firmware	MD

On the right side, there is an 'AYUDA' (Help) section titled 'MODULO ECONNECT' with instructions: 'Administra el diálogo entre la PC y el registrador para proceder a: * Lectura de registros, * Programación o inicialización de la medición, * Visualización "on-line".' Below this, it says 'Se recomienda leer detenidamente el Manual de Uso para conocer las opciones operativas del Módulo Econnect. En caso de dudas contactar al distribuidor más cercano. Las consultas directas a fábrica remítirlas a: consultas@ecamec.com.ar o asistecnic@ecamec.com.ar'. The 'ECAMEC TECNOLOGIA' logo is also visible.

In the center, a 'Lectura de Datos' (Data Reading) dialog box is open. It has three radio buttons for 'Tipo de Transferencia': 'Parcial' (selected), 'Total', and 'Consulta'. Below, there is a text field for 'Archivo de Lectura' containing 'D:\2019\Establo San Jose.R32' and a file selection icon. 'Aceptar' and 'Cancelar' buttons are at the bottom.

The main interface shows 'Visualización On-Line' with a 'Tensión' (Voltage) dropdown and 'Eje Y: Autoescalar' (Y-axis: Auto-scale) checked. A 'Rango' (Range) is set from 0 to 320. On the left, there are checkboxes for 'CH1', 'CH2', 'CH3', and 'CH4', with 'CH1', 'CH2', and 'CH3' checked. A digital display shows 'Ch 1 0.00 V', 'Ch 2 0.00 V', and 'Ch 3 0.00 V'. A graph area shows a single data point for 'Ch1' at 0.00 V. The bottom right corner shows the time '09:27:07' and the status 'COM53 | 9600 | Econnect@ VERSION 151023'.

RELACIÓN DE EQUIPOS CUYAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ESTÁN APROBADAS PARA LA MEDICIÓN DE LA CALIDAD DE TENSIÓN

Elaborado por : División de Supervisión de Electricidad

Fecha actualizado : 02 de setiembre del 2020

Cuadro N° 1: Equipos Aprobados para la Medición de la Calidad de Tensión

Marca y Modelo Equipo Aprobado	Resolución de Aprobación	Alcance	Empresa que gestionó aprobación ⁽¹⁾	Proveedor (Referencial)	
LEM	MEMOBOX 300	Resolución OSINERG N° 065-OS/GE-2001	Puntos de entrega monofásicos	CENTEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX 302	Resolución OSINERG N° 065-OS/GE-2001	Puntos de entrega trifásicos	CENTEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX 300 Smart (1φ)	Resolución OSINERG N° 083-OS/GFE-2003	Puntos de entrega monofásicos	CENTEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX 300 Smart (3φ)	Resolución OSINERG N° 083-OS/GFE-2003	Puntos de entrega trifásicos	CENTEL SAC	Sin proveedor
CIRCUTOR	AR5L	Resolución OSINERG N° 041-OS/GFE-2004	Puntos de entrega trifásicos (Excepto BT)	GESCEL SAC	GESCEL SAC
	CAVA 251	Resolución OSINERG N° 264- OS/GE-2001	Puntos de entrega monofásicos	TRIANON SAC	GESCEL SAC
FLUKE	1743	Resolución OSINERGMIN N° 3402-2007-OS/GFE	Puntos de entrega trifásicos	FERRIER SAC	FERRIER SAC
UNIPOWER	UNILYZER 900	Resolución OSINERGMIN N° 10-2015-OS/GFE/G	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
	UNILYZER 901	Resolución OSINERGMIN N° 1785-2007-OS/GFE	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
	UNILYZER 902	Resolución GFE OSINERGMIN N° 060-2010	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
	UNIPOWER AB 2210	Resolución GFE OSINERGMIN N° 3-2018-OS/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
ECAMEC	RES4R32A-BP	Resolución OSINERGMIN N° 3936-2007-OS/GFE	Puntos de entrega monofásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	RES4R32A-BPRE	Resolución OSINERGMIN N° GFE-1550-2009	Puntos de entrega monofásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	PQ-500	Resolución GFE OSINERGMIN N° 060-2009	Puntos de entrega trifásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	PQ-1000	Resolución GFE-OSINERGMIN N° 023-2011	Puntos de entrega trifásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
A-EBERLE	PQ-BOX-100 Basic	Resolución GFE OSINERGMIN N° 059-2009	Puntos de entrega trifásicos	CENTEL SAC	CENTEL SAC
	PQ-BOX-100 Expert	Resolución GFE OSINERGMIN N° 061-2009	Puntos de entrega trifásicos	CENTEL SAC	CENTEL SAC
	PQ-BOX-200	Resolución OSINERGMIN N° 2-2016-OS/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	CENTEL SAC	CENTEL SAC
GOSSEN METRAWATT	MAVOWATT 40	Resolución OSINERGMIN N° 061-2010- OS/GFE	Puntos de entrega trifásicos	MARPATECH SAC	VAINSTEIN & INGENIEROS SA
	MAVOWATT 30	Resolución GFE - OSINERGMIN N° 068-2010	Puntos de entrega trifásicos	MARPATECH SAC	VAINSTEIN & INGENIEROS SA
SCHWEITZER ENGINEERING	SEL 734P	Resolución GFE OSINERGMIN N° 001-2011	Puntos de entrega trifásicos	Schweitzer Engineering L. INC	Schweitzer Engineering L. INC
	SEL 734	Resolución GFE OSINERGMIN N° 008-2011	Puntos de entrega trifásicos	Schweitzer Engineering L. INC	Schweitzer Engineering L. INC

EQUIPO ECAMEC ANALIZADOR DE REDES ELÉCTRICAS



www.ecamec.com.ar / ecamec@ecamec.com.ar

PQ500

Registrador Analizador de Calidad de Potencia

Aplicación

- Análisis de Calidad de Suministro eléctrico.
- Monitoreo de Calidad de Servicio
- Estudio de perturbaciones de Flicker y Armónicos.
- Investigación de Curva de Carga.
- Medición y control de FP y Cos ϕ .
- Análisis de Sag y Swell.

Descripción

Instrumento diseñado y construido para soportar el uso intensivo en campo.

Mide y reporta: U, Umax., Umin., I, Imax, P, Q, R, S, Energía activa y

Reactiva en 4 cuadrantes, Cos ϕ , FP, Perturbaciones Flicker (Pst)

y Armónicos conforme a IEC61000-4-15, IEC61000-4-7 y Resol.ENRE184-2000.

Detecta y reporta: Sobre y Sub tensión del tipo Sag y Swell; Desbalance de tensión Frecuencia; Cos ϕ ; Interrupciones.



Rangos y Exactitud

Patrón interno de Energía: 0.2%

Parámetro	Rango	Exactitud
Tensión Línea-Neutro True RMS	0V a 600V	0.3% de la lectura
Tensión Línea-Línea True RMS	0V a 1000V	0.5% de la lectura
Máximos y Mínimos según percentilos 5% y 95%	0V a 600V	0.3% de la lectura
Corriente True RMS	0 a 3000A según rango del TI	1%
Máximos y Mínimos de Corriente	0 a 3000A según rango del TI	1%
Energía Activa	según rango del TI y rango de tensión adoptado	1% IEC62053-21 (1)
Energía Reactiva	según rango del TI y rango de tensión adoptado	2% IEC62053-23 (1)
Potencia Activa	según rango del TI y rango de tensión adoptado	1% IEC62053-21 (1)
Potencia Reactiva	según rango del TI y rango de tensión adoptado	2% IEC62053-23
Potencia Aparente		1%
Factor de Potencia	0 a ± 1	1%
Coseno ϕ	0 a ± 1	1%
Signo de la carga	360°	Indicación L(+) ó C (-)
Frecuencia de Línea	40Hz a 70 Hz	0,1Hz

Parámetro	Rango	Exactitud
Ángulo de Fase	360°	1%
Armónicos de Tensión (2)	Hasta 50° Componente	5% según IEC61000-4-7 (1)
Armónicos de Corriente (2)	Hasta 50° Componente	5% según IEC61000-4-7 (1)
TDF%/THD%	0 a 15%	5% según IEC 61000-4-7
Flicker Pst y Plt	0 a 5 de Pst	5% según IEC61000-4-15
Frecuencia de Línea	40Hz a 70 Hz	0,1Hz
Desbalance de tensión (u0 y u2)	1% a 5%	0,50%
Sobre Tensiones (SWELLS)	+10% a +30% en pasos de 1%	
Sub Tensiones (SAGs)	-10% a -50% en pasos de 1%	
Registro de Eventos (SAG, SWELL, INT.)	Mínima detección: 40 mseg. Fechado: Exactitud < 2,5ppm, resolución: 1 segundo.	
Alimentación	40 a 600Vac-50/60 Hz. Consumo < 7VA. Desde U1-N. Opcional: Alimentación independiente de las entradas de medición.	

(1) Condiciones de Referencia: Temp:23°C, Humedad:30%, Un=220V±10%, 50Hz±0.1Hz. Configuración estrella. (2) Opcional.

Alcances de corriente disponibles:

Modelo	Rango	Tipo / Diámetro de Ventana
PZ20	20A	Núcleo abrible / 8mm
PZ100	100A	Núcleo abrible / 20mm
TI-Flex	200A	Núcleo abrible / 120, 240 ó 360mm
TI-Flex	400A	Núcleo abrible / 120, 240 ó 360mm
TI-Flex	1000A	Núcleo abrible / 120, 240 ó 360mm
TI-Flex	1500A	Núcleo abrible / 120, 240 ó 360mm
TI-Flex	3000A	Núcleo abrible / 120, 240 ó 360mm

Generales

Canales de entrada de tensión: 3. Opcional: 4 canales.

Canales de entrada de corriente: 3. Opcional: 4 canales.

Conector de corriente: Incluye alimentación para TI-Flex (Rogowski)

Tipo de Conectores: Circulares polarizados y aislados

Tipo de red donde aplica: Estrella; Delta; Delta con Neutro; Delta Abierto; Monofásica 3 y 2 hilos.

Resolución: 24 bit. Frecuencia de muestreo máxima 7 kHz (variable según Fred)

Led Monitor: Estado funcional y de conexión.

Visualización de parámetros instantáneos mediante aplicación EConnect: Tensión, Corriente, Potencia, Diagrama fasorial.

Display: Unidad portátil LPK96 (opcional)

Intervalos programables: 3 seg, 5 seg, 15 seg, 30 seg, 1 min, 5 min, 10 min, 15 min, 30 min y 60 min.

Capacidad de Registro: Mayor a 200 días en intervalos de 15 min. Mayor a 150 días en intervalos de 10 minutos.

Tiempo de salvaguarda: >6 meses con equipo desenergizado.

Cantidad de eventos: 8000.

UPS con autonomía 4hs.

Tipo de escritura: Lineal / Circular.

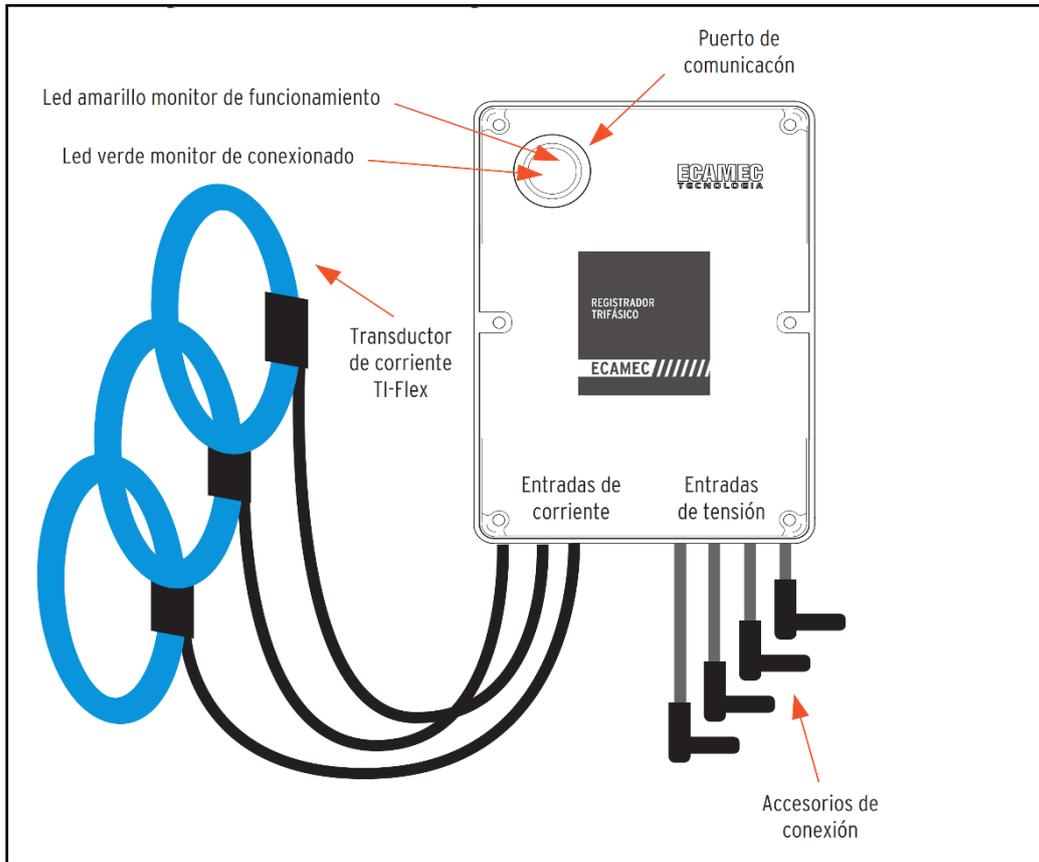
Reloj de tiempo real controlado por cristal. RTC estabilidad < 1 min/año

Interface: USB.

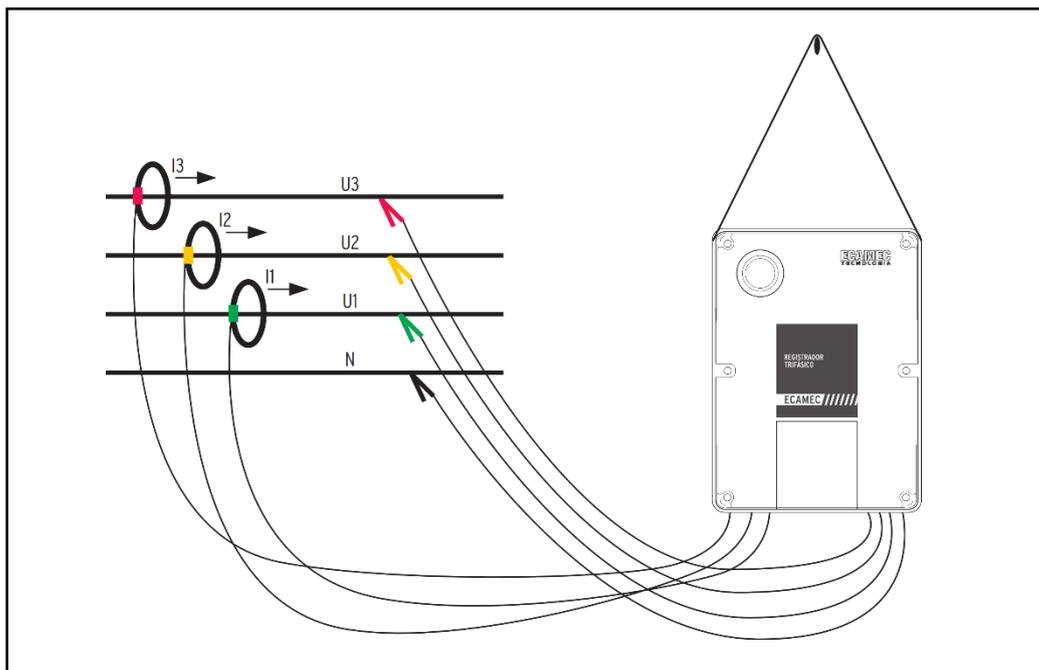
Fijación: Por correa c/cierre. Sin piezas móviles. Opcional: herraje de fijación.

Dimensión, material y peso: 120x110x140mm, ABS con inhibidor UV, 0.9 kg.

IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO DE MEDICIÓN (ECAMEC PQ500)

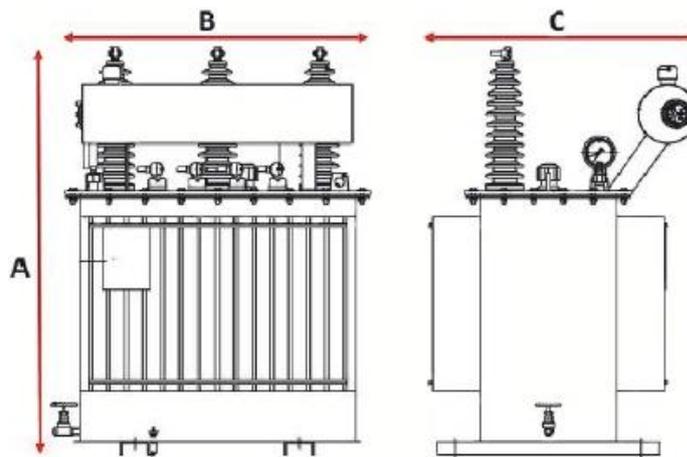


CONEXIÓN DE TRABAJO, CONEXIÓN EN SISTEMA ESTRELLA



ANEXO 8:

FICHA TÉCNICA DE LAS DIMENSIONES Y PESO DEL TRANSFORMADOR DE 100 KVA



POTENCIA KVA	A (mm)	B (mm)	C (mm)	PESO (Kg)
15	970	620	330	220
25	980	650	340	260
37.5	1000	750	480	300
50	1010	820	590	340
75	1070	820	610	420
100	1120	850	630	490
125	1130	900	650	550
160	1170	1000	750	610
200	1200	1050	790	750
250	1260	1100	820	890
315	1280	1120	850	985
400	1320	1180	870	1400
500	1370	1360	910	1640
630	1410	1420	940	1760
800	1460	1490	970	2250
1000	1820	1866	1050	2800

ANEXO 9:

RECIBOS DE FACTURACION DEL ESTABLO SAN JOSE

Recibo por Consumo del 01/05/2019 al 31/05/2019

Hidrandina



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BTSA - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	N° Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Mayo-2019

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	Horas Punta	130
--------------	-----------	-------------	-----

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	2,038.5833	2,283.8197	245.2364	4,904.7280	Cargo Fijo		8.6600	8.66
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.6706	0.8209	0.1503	3.0060	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.31
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	2,037.9127	2,282.9988	245.0861	4,901.7220	Energía Activa HP	3.0060	2.0325	6.11
Energía Reactiva (kVarh)	1,715.4158	1,918.5193	203.1035	4,062.0700	Energía Activa FP	4901.7220	0.2124	1041.13
Potencia Hora Punta (kW)	0.3015	0.5389	0.5389	10.7780	Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5562)			83.43
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8579	0.9358	0.9358	18.7160	Interés Compensatorio	1.0000	22.0968	22.10
Factor Calificación : No Aplica	Fac.Medic. 20.0000				Exceso de potencia FP	18.6929	64.8300	1211.86
					SUB TOTAL			2377.60
					Imp. Gral. a las Ventas			427.97
					Interés Moratorio	1.0000	2.3985	2.40
					Saldo por redondeo	1.0000	-0.0500	-0.05
					Redondeo		-0.0200	-0.02
					Aporte Ley Nro. 28749	4904.7280	0.0084	41.20
					TOTAL RECIBO DE MAYO-2019			2849.10
					Deuda Anterior (1 Mes.)			2809.60
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 83.08			

Año 2019

Año 2019

Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Mar - 2019 S/ 3493.80	Abr - 2019 S/ 2809.60

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
CAFP kWh	406	436	406	587	382	528	518	547	620	577	603	576	492
EAFP kWh	9					5		1	4	1		2	3
PFP kW	20.4800	31.7000	18.4400	22.1000	26.3200	34.7800	21.4800	22.3820	22.8520	17.2700	23.5100	17.1580	18.7160
PHP kW	16.7000	.0000	.0000	.0000	.0040	16.2740	.0040	1.6040	11.9540	1.5380	.0040	6.8300	10.7780

Emisión	04/06/2019	Vencimiento	20/06/2019	TOTAL	S/*****5,658.70
---------	------------	-------------	------------	-------	-----------------

Recibo por Consumo del 01/06/2019 al 30/06/2019

Hidrandina



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Junio-2019

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada

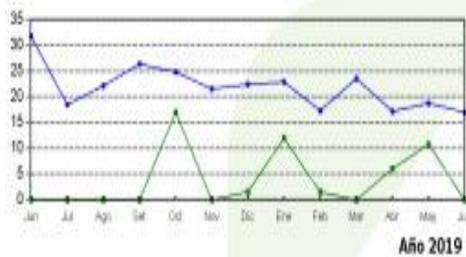
Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	Horas Punta	120
--------------	-----------	-------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	2,283.8197	2,516.8842	233.0645	4,661.2900
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.8209	0.8361	0.0152	0.3040
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	2,282.9988	2,516.0481	233.0493	4,660.9860
Energía Reactiva (kVarh)	1,918.5193	2,111.8970	193.3777	3,867.5540
Potencia Hora Punta (kW)	0.5389	0.0002	0.0002	0.0040
Potencia Fuera Punta (kW)	0.9358	0.8474	0.8474	16.9480

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		8.6600	8.66
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.31
Energía Activa HP	0.3040	2.0325	0.62
Energía Activa FP	4660.9860	0.2124	989.99
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5424)			81.36
Interés Compensatorio	1.0000	19.1635	19.16
Exceso de potencia FP	16.9455	64.8300	1098.58
SUB TOTAL			2202.68
Imp. Gral. a las Ventas			396.48
Interés Moratorio	1.0000	2.0025	2.00
Saldo por redondeo	1.0000	0.0200	0.02
Redondeo		-0.0300	-0.03
Aporte Ley Nro. 28749	4661.2900	0.0084	39.15
TOTAL RECIBO DE JUNIO-2019			2640.30
Deuda Anterior (1 Mes.)			2849.10
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 76.86			



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Abr - 2019 S/ 2859.80	May - 2019 S/ 2849.10

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Jan	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
EAF kWh	4346	4346	5967	3662	5298	5138	5467	6260	5767	6063	5176	4902	4661					
EAP kWh					5	1	4	1	2	3								
PFP kW	31.7000	16.4400	22.1000	26.3200	24.7600	21.6600	22.2620	22.8520	17.2760	23.5160	17.1580	18.7160	16.9480					
PHP kW	.0000	.0000	.0000	.0040	16.9740	.0040	1.8046	11.9640	1.5280	.0040	6.0300	10.7780	.0040					

Emisión 04/07/2019

Vencimiento 22/07/2019

TOTAL S/*****5,489.40



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

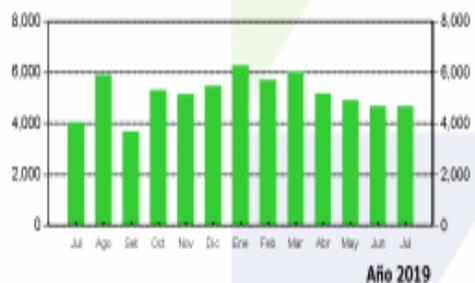
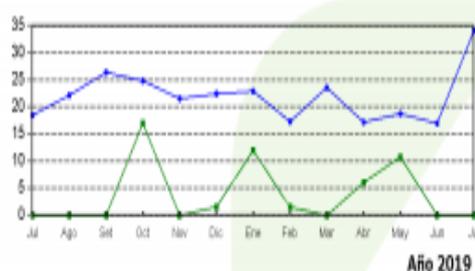
Julio-2019	
CÓDIGO	54942623

Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	HorasPunta	130
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	2,516.8842	2,750.3313	233.4471	4,668.9420
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.8361	0.8512	0.0151	0.3020
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	2,516.0481	2,749.4801	233.4320	4,668.6400
Energía Reactiva (kVarh)	2,111.8970	2,297.7233	185.8263	3,716.5260
Potencia Hora Punta (kW)	0.0002	0.0002	0.0002	0.0040
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8474	1.7015	1.7015	34.0300

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
May - 2019 S/ 2649.10	Jun - 2019 S/ 2640.30

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
EAFP kWh	4046	5867	3682	5298	5138	5467	6260	5707	6043	5176	4902	4661	4668
EAFW kWh				5		1	4	1		2	3		
PFP kW	18.4430	22.1030	26.3200	24.7860	21.4860	22.3820	22.8520	17.2760	23.5160	17.1580	18.7160	16.9480	34.0300
PHP kW	.0000	.0000	.0040	16.8740	.0040	1.6040	11.9540	1.5380	.0040	6.0300	10.7780	.0040	.0040

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		8.6600	8.66
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.31
Energía Activa HP	0.3020	2.0381	0.62
Energía Activa FP	4668.6400	0.2124	991.62
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5573)			83.60
Interés Compensatorio	1.0000	19.1859	19.19
Exceso de potencia FP	34.0277	64.8300	2206.02
SUB TOTAL			3314.02
Imp. Gral. a las Ventas			596.52
Interés Moratorio	1.0000	2.0799	2.08
Saldo por redondeo	1.0000	0.0300	0.03
Redondeo		-0.0100	-0.01
D.S. 020-97-EM	1.0000	-436.0500	-436.05
Aporte Ley Nro. 28749	4668.9420	0.0084	39.22
Compensación Interrupción distribución	1.0000	-149.9146	-149.91
TOTAL RECIBO DE JULIO-2019			3365.90
Deuda Anterior (1 Mes.)			2640.30
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 117.40			

Emisión	04/08/2019	Vencimiento	21/08/2019	TOTAL	S/*****6,006.20
---------	------------	-------------	------------	-------	-----------------

Recibo por Consumo del 01/08/2019 al 31/08/2019

Hidrandina



Cliente	Viñerres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	000000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Viru (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

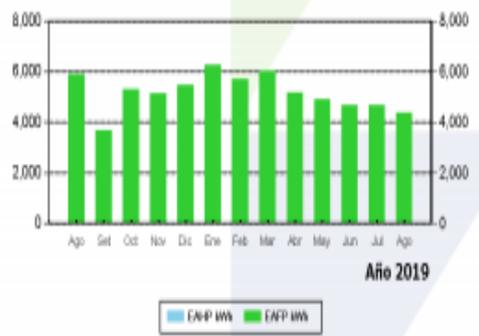
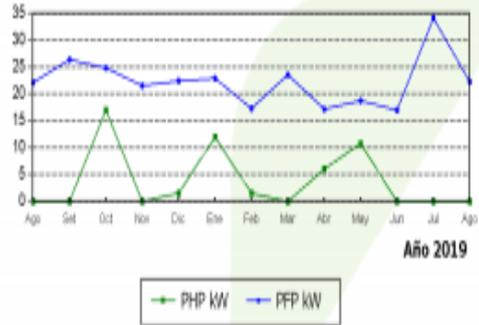
Agosto-2019	
CÓDIGO	54942623

Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	HorasPunta	130
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	2,750.3313	2,969.4203	219.0890	4,381.7800
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.8512	0.8720	0.0208	0.4160
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	2,749.4801	2,968.5483	219.0682	4,381.3640
Energía Reactiva (kVarh)	2,297.7233	2,477.8002	180.0769	3,601.5380
Potencia Hora Punta (kW)	0.0002	0.0018	0.0018	0.0360
Potencia Fuera Punta (kW)	1.7015	1.1105	1.1105	22.2100

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Jun - 2019 S/ 2040.30	Jul - 2019 S/ 3365.90

	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago
CAFP kWh	5807	3692	5298	5138	5467	6360	5707	6043	5176	4902	4661	4669	4381
EAFP kWh		5		1	4	1		2	3				
PFP kW	22.1000	26.3200	24.7800	21.4800	22.3800	22.8520	17.2700	23.5160	17.1580	18.7160	16.9480	34.0380	22.2100
PHP kW	0.0000	0.0040	16.8740	0.0040	1.6840	11.9540	1.5280	0.0040	6.0300	10.7780	0.0040	0.0040	0.0040

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		8.6600	8.66
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.31
Energía Activa HP	0.4160	2.0091	0.84
Energía Activa FP	4381.3640	0.2072	907.82
Alumbrado Público (Aliquota : S/ 0.5256)			78.84
Interés Compensatorio	1.0000	20.4965	20.50
Exceso de potencia FP	22.2068	64.8300	1439.67
SUB TOTAL			2460.64
Imp. Gral. a las Ventas			442.92
Interés Moratorio	1.0000	2.0641	2.06
Saldo por redondeo	1.0000	0.0100	0.01
Redondeo		0.0100	0.01
Aporte Ley Nro. 28749	4381.7800	0.0084	36.81
Compensación interrupción distribución	1.0000	-100.8469	-100.85
TOTAL RECIBO DE AGOSTO-2019			2841.60
Deuda Anterior (1 Mes.)			3365.90
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 86.72			

Emisión	04/09/2019	Vencimiento	23/09/2019	TOTAL	S/*****6,207.50
---------	------------	-------------	------------	-------	-----------------

Recibo por Consumo del 01/09/2019 al 30/09/2019

Hidrandina



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Comositán - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	000000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Setiembre-2019

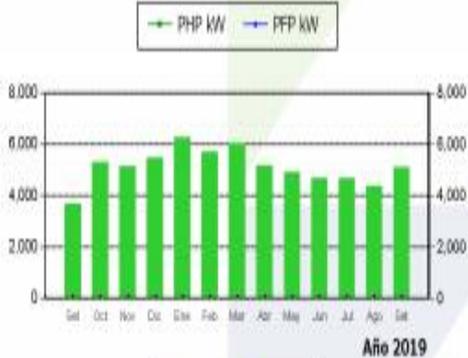
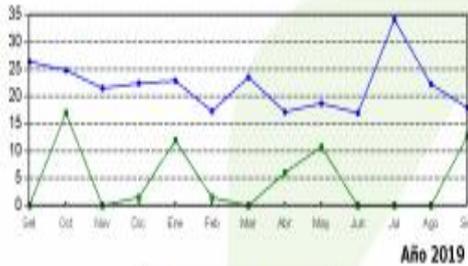
CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	Horas Punta	125
--------------	-----------	-------------	-----

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	2,969.4203	3,225.3388	255.9185	5,118.3700	Cargo Fijo		8.7140	8.71
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.8720	1.3426	0.4706	9.4120	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.10
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	2,968.5483	3,223.9962	255.4479	5,108.9580	Energía Activa HP	9.4120	2.0103	18.92
Energía Reactiva (kVarh)	2,477.8002	2,683.2616	205.4614	4,109.2280	Energía Activa FP	5108.9580	0.2066	1055.51
Potencia Hora Punta (kW)	0.0018	0.6375	0.6375	12.7500	Alumbrado Público (Aliquota : S/ 0.5537)			138.43
Potencia Fuera Punta (kW)	1.1105	0.8988	0.8988	17.9760	Interés Compensatorio	1.0000	21.0949	21.09
Factor Calificación : No Aplica					Exceso de potencia FP	17.9007	65.1000	1165.34
Fac.Medic. 20.0000					SUB TOTAL			2412.10
					Imp. Gral. a las Ventas			434.18
					Interés Moratorio	1.0000	2.3181	2.32
					Saldo por redondeo	1.0000	-0.0100	-0.01
					Redondeo		0.0200	0.02
					Aporte Ley Nro. 28749	5118.3700	0.0084	42.99
					TOTAL RECIBO DE SETIEMBRE-2019			2891.60
					Deuda Anterior (1 Mes.)			2841.60
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 82.44			



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Jul - 2019 S/ 3365.90	Ago - 2019 S/ 2841.60

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
ENP kWh	3660	3204	5138	5487	6260	5707	6043	5176	4962	4661	4660	4381	5108
EFP kWh		5	1	4	1		2	3				5	
PFP kW	26.3200	24.7860	21.4860	22.3820	22.8520	17.2760	22.5190	17.1580	18.7160	18.9480	24.0360	22.2160	17.9760
PHP kW	3040	16.6740	3040	1.6040	11.9540	1.5380	3040	6.8300	18.7760	3040	3040	3360	12.7500

Emisión	04/10/2019	Vencimiento	21/10/2019	TOTAL	S/*****5,733.20
----------------	-------------------	--------------------	-------------------	--------------	------------------------



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Comositán - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Viru (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Octubre-2019

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

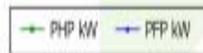
Calificación	No Aplica	HorasPunta	130
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	3,225.3388	3,487.9854	262.6466	5,252.9320
Energía Activa Hora Punta (kWh)	1.3426	1.4215	0.0789	1.5780
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	3,223.9962	3,486.5639	262.5677	5,251.3540
Energía Reactiva (kVarh)	2,683.2616	2,894.4371	211.1755	4,223.5100
Potencia Hora Punta (kW)	0.6375	0.2484	0.2484	4.9680
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8988	0.8457	0.8457	16.9140

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Año 2019



Año 2019



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Ago - 2019 S/ 2841.60	Sep - 2019 S/ 2891.60

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
EAFP kWh	5298	5158	5487	6280	5707	6643	5178	4902	4681	4669	4381	5108	5251
EAFW kWh	1	1	4	1			2	1				9	1
PFP kW	34.7860	21.4890	22.3820	22.8520	17.2760	23.5160	17.1580	18.7190	16.9480	34.8300	22.2100	17.9780	16.9140
PHP kW	16.9740	0040	1.0040	11.9540	1.5380	0040	6.6200	10.7780	0840	0840	0360	12.7000	4.9680

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		8.7200	8.72
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.08
Energía Activa HP	1.5780	2.0366	3.21
Energía Activa FP	5251.3540	0.2160	1134.29
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5466)			136.65
Interés Compensatorio	1.0000	19.4312	19.43
Exceso de potencia FP	16.9019	65.0000	1098.62
SUB TOTAL			2405.00
Imp. Gral. a las Ventas			432.90
Interés Moratorio	1.0000	2.0633	2.06
Saldo por redondeo	1.0000	-0.0200	-0.02
Redondeo			-0.02
Regularización Trimestral D.S. 020-97-EM	1.0000	-71.8400	-71.84
Aporte Ley Nro. 28749	5252.9320	0.0084	44.12
TOTAL RECIBO DE OCTUBRE-2019			2812.20
Deuda Anterior (1 Mes.)			2891.60
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 82.15			

Emisión 04/11/2019

Vencimiento 20/11/2019

TOTAL S/*****5,703.80

Recibo por Consumo del 01/11/2019 al 30/11/2019

Hidrandina



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Viru (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Noviembre-2019

CÓDIGO 54942623

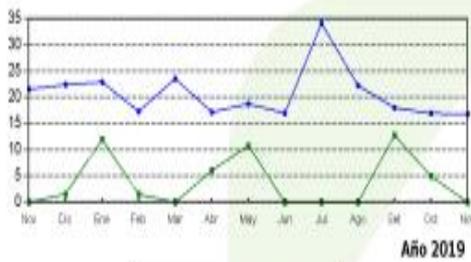
Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	HorasPunta	125
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	3,487.9854	3,734.8827	246.8973	4,937.9460
Energía Activa Hora Punta (kWh)	1.4215	1.4370	0.0155	0.3100
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	3,486.5639	3,733.4457	246.8818	4,937.6360
Energía Reactiva (kVarh)	2,894.4371	3,095.4966	201.0595	4,021.1900
Potencia Hora Punta (kW)	0.2484	0.0014	0.0014	0.0280
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8457	0.8385	0.8385	16.7700

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Sep - 2019 S/ 2891.60	Oct - 2019 S/ 2812.20

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
EAFP kWh	518	547	620	577	663	517	492	461	489	431	519	525	498
EAPP kWh	1	4	1	2	3						9	2	
PFP kW	21.660	22.380	22.820	17.270	23.510	17.150	16.710	16.940	34.830	22.210	17.970	16.910	16.730
PHP kW	.000	1.800	11.950	1.530	.000	0.000	10.730	.000	.000	.000	12.700	4.980	.000

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		9.9290	9.93
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.35
Energía Activa HP	0.3100	1.8702	0.58
Energía Activa FP	4937.6360	0.2232	1102.08
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5249)			78.74
Interés Compensatorio	1.0000	18.0042	18.00
Exceso de potencia FP	16.7675	54.1700	908.30
SUB TOTAL			2121.98
Imp. Gral. a las Ventas			381.96
Interés Moratorio	1.0000	1.8768	1.88
Saldo por redondeo	1.0000	0.0200	0.02
Redondeo		-0.0200	-0.02
Aporte Ley Nro. 28749	4937.9460	0.0084	41.48
TOTAL RECIBO DE NOVIEMBRE-2019			2547.30
Deuda Anterior (1 Mes.)			2812.20
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 74.07			

Emisión	04/12/2019	Vencimiento	19/12/2019	TOTAL	S/*****5,359.50
----------------	-------------------	--------------------	-------------------	--------------	------------------------

Recibo por Consumo del 01/12/2019 al 31/12/2019

Hidrandina



Ciente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT6A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Diciembre-2019

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000
Calificación	No Aplica
Horas Punta	125

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	3,734.8827	3,991.3674	256.4847	5,129.6940	Cargo Fijo		9.9300	9.93
Energía Activa Hora Punta (kWh)	1.4370	1.9490	0.5120	10.2400	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.38
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	3,733.4457	3,989.4184	255.9727	5,119.4540	Energía Activa HP	10.2400	1.8735	19.18
Energía Reactiva (kVarh)	3,095.4966	3,308.8844	213.3878	4,267.7560	Energía Activa FP	5119.4540	0.2241	1147.27
Potencia Hora Punta (kW)	0.0014	0.8208	0.8208	16.4160	Alumbrado Público (Aliquota : S/ 0.5287)			132.18
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8395	0.8312	0.8312	16.6240	Interés Compensatorio	1.0000	17.2930	17.29
Factor Calificación : No Aplica					Exceso de potencia FP	16.5421	54.1000	894.93
Fac.Medic. 20.0000					SUB TOTAL			2225.16
					Imp. Gral. a las Ventas			400.53
					Interés Moratorio	1.0000	1.8555	1.86
					Saldo por redondeo	1.0000	0.0200	0.02
					Redondeo		0.0400	0.04
					Aporte Ley Nro. 28749	5129.6940	0.0084	43.09
					TOTAL RECIBO DE DICIEMBRE-2019			2670.70
					Deuda Anterior (1 Mes.)			2547.30
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 75.80			

Año 2019

Legend: PHP KW (green line), PFP KW (blue line)

Año 2019

Legend: EAFP MW (blue bars), EAF MW (green bars)

Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Oct - 2019 S/ 2812.20	Nov - 2019 S/ 2547.30

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
EAFP kWh	5467	6268	5767	6043	5176	4902	4861	4666	4381	5139	5251	4928	5119
EAF kWh	1	4	1		2	3				9	2		10
PFP kW	22.3820	22.8520	17.3768	23.5168	17.1580	18.7180	16.9480	34.0300	22.2108	17.8760	16.9140	16.7790	16.6240
PHP kW	1.6040	11.9540	1.5380	0.8040	0.0300	10.7780	0.0400	0.0400	0.0800	12.7500	4.9680	8.2800	16.4160

Emisión	04/01/2020	Vencimiento	21/01/2020	TOTAL	S/*****5,218.00
----------------	-------------------	--------------------	-------------------	--------------	------------------------

Recibo por Consumo del 01/01/2020 al 31/01/2020

Hidrandina



Ciente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BT5A - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Enero-2020

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	Horas Punta	130
--------------	-----------	-------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	3,991.3674	4,238.8035	247.4361	4,948.7220	Cargo Fijo		9.9300	9.93
Energía Activa Hora Punta (kWh)	1.9490	1.9865	0.0375	0.7500	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.38
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	3,989.4184	4,236.8170	247.3986	4,947.9720	Energía Activa HP	0.7500	1.9031	1.43
Energía Reactiva (kVarh)	3,308.8844	3,515.2589	206.3745	4,127.4900	Energía Activa FP	4947.9720	0.2241	1108.84
Potencia Hora Punta (kW)	0.8208	0.0921	0.0921	1.8420	Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.4789)			71.84
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8312	0.8318	0.8318	16.6360	Interés Compensatorio	1.0000	17.6237	17.62
Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000					Exceso de potencia FP	16.6302	56.0000	931.29
					SUB TOTAL			2145.33
					Imp. Gral. a las Ventas			386.16
					Interés Moratorio	1.0000	1.8584	1.86
					Saldo por redondeo	1.0000	-0.0400	-0.04
					Redondeo		-0.0300	-0.03
					D.S. 020-97-EM	1.0000	-312.3300	-312.33
					Aporte Ley Nro. 28749	4948.7220	0.0086	42.56
					Compensación Interrupción distribución	1.0000	-105.5083	-105.51
					TOTAL RECIBO DE ENERO-2020			2158.00
					Deuda Anterior (1 Mes.)			2670.70
					Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 75.08			

Año 2020

Año 2020

Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Nov - 2019 S/ 2547.30	Dic - 2019 S/ 2670.70

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
EAFP kWh	620	5707	6043	5176	4902	4661	4669	4381	5109	5251	4938	5119	4948
EAPP kWh	4	1	2	3					9	2		10	1
PFP kW	22.8520	17.2760	23.5160	17.1580	18.7160	16.9480	34.0300	22.2190	17.9760	16.9140	16.7790	16.6240	16.6360
PHP kW	11.9540	1.5380	0.0400	0.0300	10.7780	0.0400	0.0400	0.2600	12.7500	4.9680	0.2800	16.4160	1.8420

Emisión	04/02/2020	Vencimiento	20/02/2020	TOTAL	S/*****4,828.70
----------------	-------------------	--------------------	-------------------	--------------	------------------------

Recibo por Consumo del 01/02/2020 al 29/02/2020

Hidrandina



Cliente	Vilcherres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BTSA - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	N° Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Febrero-2020

CÓDIGO 54942623

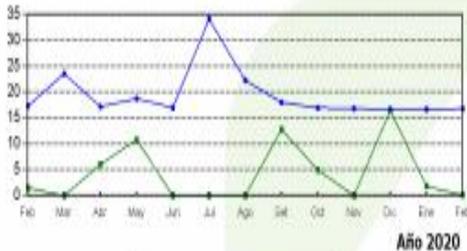
Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	HorasPunta	125
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	4,238.8035	4,514.0791	275.2756	5,505.5120
Energía Activa Hora Punta (kWh)	1.9865	2.0021	0.0156	0.3120
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	4,236.8170	4,512.0770	275.2600	5,505.2000
Energía Reactiva (kVarh)	3,515.2589	3,744.7560	229.4971	4,589.9420
Potencia Hora Punta (kW)	0.0921	0.0052	0.0052	0.1040
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8318	0.8372	0.8372	16.7440

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Importe 2 Últimos Meses Facturados

Dic - 2019 S/ 2670.70 Ene - 2020 S/ 2158.00

HISTÓRICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
CA-P kW	5707	6043	5176	4662	4661	4669	4381	5108	5251	4936	5119	4948	5505
CA-F kW	1	2	3						9	2	10	1	
PFP kW	17.2760	23.5190	17.1580	18.7160	16.9480	34.0280	22.2190	17.9790	16.9140	16.7700	16.6240	16.0360	16.7440
PHP kW	1.5380	2043	6.0300	10.7780	5040	5040	5360	12.7650	4.9680	0280	16.4160	1.8420	1040

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		9.9300	9.93
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.38
Energía Activa HP	0.3120	1.8843	0.59
Energía Activa FP	5505.2000	0.2223	1223.81
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.5006)			125.15
Interés Compensatorio	1.0000	15.6798	15.68
Exceso de potencia FP	16.7415	56.0000	937.52
SUB TOTAL			2317.06
Imp. Gral. a las Ventas			417.07
Interés Moratorio	1.0000	1.7249	1.72
Saldo por redondeo	1.0000	0.0300	0.03
Redondeo			-0.03
Aporte Ley Nro. 28749	5505.5120	0.0086	47.35
TOTAL RECIBO DE FEBRERO-2020			2783.20
Deuda Anterior (1 Mes.)			2158.00
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 79.29			

Emisión 06/03/2020 Vencimiento 23/03/2020

TOTAL S/*****4,941.20

Recibo por Consumo del 01/03/2020 al 31/03/2020

Hidrandina



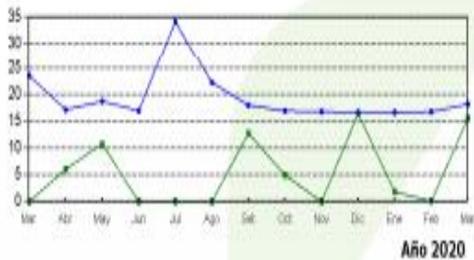
Cliente	Viñerres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BTSA - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Viru (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Marzo-2020

CÓDIGO 54942623

Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000
Calificación	No Aplica
Horas Punta	130

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	4,514.0791	4,803.8808	289.8017	5,796.0340
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2.0021	2.3388	0.3367	6.7340
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	4,512.0770	4,801.5420	289.4650	5,789.3000
Energía Reactiva (kVarh)	3,744.7560	3,985.0829	240.3269	4,806.5380
Potencia Hora Punta (kW)	0.0052	0.7744	0.7744	15.4880
Potencia Fuera Punta (kW)	0.8372	0.9090	0.9090	18.1800
Factor Calificación : No Aplica		Fac.Medic. 20.0000		



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Ene - 2020 S/ 2158.00	Feb - 2020 S/ 2783.20

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
EAP kWh	6043	5176	4962	4681	4889	4381	5169	5251	4938	5119	4848	5005	5789
EAF kWh		2	3					8	3	10	1		7
PFP kW	23.5180	17.1580	18.7160	16.9480	34.0380	22.2180	17.9760	16.9160	16.7700	16.6240	16.6360	16.7440	18.1800
PHP kW	0040	6.8380	16.7780	0040	0040	0360	12.7500	4.9880	0280	16.4160	1.8420	1040	15.4880

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		9.9300	9.93
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.38
Energía Activa HP	6.7340	1.8821	12.67
Energía Activa FP	5789.3000	0.2221	1285.80
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.4753)			118.83
Interés Compensatorio	1.0000	21.3081	21.31
Exceso de potencia FP	18.1282	56.0000	1015.18
SUB TOTAL			2468.10
Imp. Gral. a las Ventas			444.26
Interés Moratorio	1.0000	2.4072	2.41
Saldo por redondeo	1.0000	0.0300	0.03
Redondeo		0.0500	0.05
Aporte Ley Nro. 28749	5796.0340	0.0086	49.85
TOTAL RECIBO DE MARZO-2020			2964.70
Deuda Anterior (2 Mes(es).)			4941.20
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 84.88			

Emisión 05/04/2020 Vencimiento 21/04/2020

TOTAL S/*****7,905.90

Recibo por Consumo del 01/04/2020 al 30/04/2020

Hidrandina



Cliente	Viñerres Medina, Jose de los Santos		
R.U.C.			
Dirección	Par. Santa Virginia 00s/n Sec. Compositan - Viru, Viru - La Libertad		
Referencia			
Ruta	39-330-2		
Tarifa	BTSA - (PHP:20 - PFP:50)	Serie Medidor	00000002849544 - Electrón.
Medición	Baja Tension	N° Hilos Medidor	4
Tensión y SED	380/220 V / E-302694	Modalidad	No Aplica
Sist. Eléctrico	SE1122 Virú (ST2)	Inicio Contrato	25/06/2008
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C3.1)	Termino Contrato	24/06/2020

Abril-2020

CÓDIGO 54942623

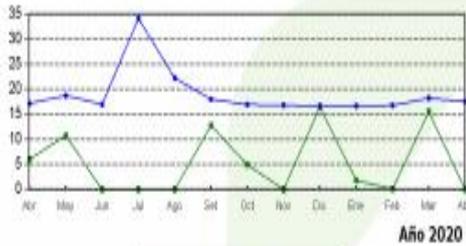
Potencia Contratada

Fuera Punta	Punta
30.0000	30.0000

Calificación	No Aplica	HorasPunta	120
--------------	-----------	------------	-----

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energía Activa Total (kWh)	4,803.8808	5,009.1106	205.2298	4,104.5960
Energía Activa Hora Punta (kWh)	2.3388	2.3555	0.0167	0.3340
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	4,801.5420	5,006.7551	205.2131	4,104.2620
Energía Reactiva (kVarh)	3,985.0829	4,156.1010	171.0181	3,420.3620
Potencia Hora Punta (kW)	0.7744	0.0002	0.0002	0.0040
Potencia Fuera Punta (kW)	0.9090	0.8757	0.8757	17.5140

Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 20.0000



Importe 2 Últimos Meses Facturados	
Feb - 2020 S/ 2783.20	Mar - 2020 S/ 2964.70

HISTORICO DE CONSUMOS Y DEMANDAS

	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
CAHP kW	5176	4903	4661	4669	4381	5109	5251	4928	5119	4948	5505	5789	4104
CAFP kW	3	3				9	3		19	1		7	
PFP kW	17.1580	18.7160	18.9480	34.0300	22.2100	17.9700	16.9140	16.7700	16.4240	16.8360	16.7440	18.1800	17.5140
PHP kW	6.0300	10.7780	0660	0660	0360	12.7000	4.8000	0280	16.4160	1.8420	0140	15.4880	0040

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Cargo Fijo		9.9300	9.93
Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			4.38
Energía Activa HP	0.3340	1.8821	0.63
Energía Activa FP	4104.2620	0.2221	911.56
Alumbrado Público (Alícuota : S/ 0.6023)			90.35
Interés Compensatorio	1.0000	38.2913	38.29
Exceso de potencia FP	17.5112	56.0000	980.63
SUB TOTAL			2035.77
Imp. Gral. a las Ventas			366.44
Interés Moratorio	1.0000	4.9417	4.94
Saldo por redondeo	1.0000	-0.0500	-0.05
Redondeo			-0.03
Aporte Ley Nro. 28749	4104.5960	0.0086	35.30
Compensación interrupción distribución	1.0000	-89.8704	-89.87
TOTAL RECIBO DE ABRIL-2020			2352.50
Deuda Anterior (3 Mes(es).)			7905.90
Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 69.53			

Emisión 05/05/2020 Vencimiento 21/05/2020

TOTAL S/*****10,258.40

Anexo 8 – Algoritmo del SGI

```

% 1) Datos desde los medidores
% 1.1) Adquisición de datos mediante Modbus desde los medidores inteligentes
% -----
% Crear el objeto Modbus usando TCP/IP
% mint = modbus('tcpip', '192.168.2.1', 502);
% mint.Timeout = 20;
% Leer datos para datos con registro de tendencia
V_R = read(m, 'holdingregs', 1, 1, 'double');      % (V) Tension linea R
V_S = read(m, 'holdingregs', 1, 2, 'double');      % (V) Tension linea S
V_T = read(m, 'holdingregs', 1, 3, 'double');      % (V) Tension linea T
A_R = read(m, 'holdingregs', 1, 4, 'double');      % (A) Corriente linea R
A_S = read(m, 'holdingregs', 1, 5, 'double');      % (A) Corriente linea S
A_T = read(m, 'holdingregs', 1, 6, 'double');      % (A) Corriente linea T
PA_R = read(m, 'holdingregs', 1, 7, 'double');     % (W) Potencia Activa linea R
PA_S = read(m, 'holdingregs', 1, 8, 'double');     % (W) Potencia Activa linea S
PA_T = read(m, 'holdingregs', 1, 9, 'double');     % (W) Potencia Activa linea T
PR_R = read(m, 'holdingregs', 1, 10, 'double');    % (VAR) Potencia Reactiva linea R
PR_S = read(m, 'holdingregs', 1, 11, 'double');    % (VAR) Potencia Reactiva linea S
PR_T = read(m, 'holdingregs', 1, 12, 'double');    % (VAR) Potencia Reactiva linea T
EA_R = read(m, 'holdingregs', 1, 13, 'double');    % (kWh) Energia Activa linea R
EA_S = read(m, 'holdingregs', 1, 14, 'double');    % (kWh) Energia Activa linea S
EA_T = read(m, 'holdingregs', 1, 15, 'double');    % (kWh) Energia Activa linea T
ER_R = read(m, 'holdingregs', 1, 16, 'double');    % (kVARh) Energia Reactiva linea R
ER_S = read(m, 'holdingregs', 1, 17, 'double');    % (kVARh) Energia Reactiva linea S
ER_T = read(m, 'holdingregs', 1, 18, 'double');    % (kVARh) Energia Reactiva linea T
FP_P = read(m, 'holdingregs', 1, 19, 'double');    % (p.u.) Factor de potencia linea P

```

```

% 2) Almacenamiento de datos
% -----
% 2.1) Lecturas almacenadas diariamente
% CD = Value(iCD(1):iCD(2)-1,1:end);
% CD = zeros(96,10);                                % Matriz de consumo diario
% % for i = 1:length(CD)
% %     CD(i,:) = [V1 A1 PA1 PR1 EA1 ER1];
% % end
CD = zeros(96,17,4);
for k = 1:4
    CD(:, :, k) = Value(iCD(k):iCD(k+1)-1, :);
end

% GRAFICAS
figure
subplot(4,1,1)
plot(CD(:,2:4,k))
ylabel('Tension (V)')
xlabel('Hora de dias, (h)')
legend('Tension L1 (V)', 'Tension L2 (V)', 'Tension L3 (V)')
grid
subplot(4,1,2)
plot(CD(:,5:7,k))
ylabel('Corriente (A)')
xlabel('Hora de dias, (h)')

```

```

% Lecturas almacenadas mensualmente -----
% CD(i,:) = [Hora V1 Al PA1 EA1];
%
CM = zeros(4,5); % Matriz de consumo mensual
for i = 1:4
    DPAl_FP = CD(:,11,i); % (W) Potencia Activa diaria Fuera de punta
    DPAl_FP(4*16+1:4*23+1,:) = []; % (W) Potencia Activa diaria Fuera de punta
    %
    DEAl_FP = CD(:,14,i); % (Wh) Energia Activa diaria Fuera de punta
    DEAl_FP(4*16+1:4*23+1,:) = []; % (Wh) Energia Activa diaria Fuera de punta
    %
    DPAl_FP = max(DPAl_FP); % (W) Potencia Activa diaria Fuera de punta
    DPAl_HP = max(CD(4*16+1:4*23+1,11,1)); % (W) Potencia Activa diaria Hora punta
    DEAl_FP = sum(DEAl_FP); % (Wh) Energia Activa diaria Fuera de punta
    DEAl_HP = sum(CD(4*16+1:4*23+1,14,i)); % (Wh) Energia Activa diaria Hora punta
    DER1 = sum(CD(:,12,i))*0.25; % (VARh) Energia Reactiva diaria
    CM(i,:) = [DPAl_FP DPAl_HP DEAl_FP DEAl_HP DER1]/1000;
end
% Lecturas almacenadas en los ultimos 12 meses -----
% [MD_FP MD_HP EAHP EAHP ER]
MPAl_FP = sum(CM(:,1)); % (kW) Potencia Activa mensual Fuera de punta
MPAl_HP = sum(CM(:,2)); % (kW) Potencia Activa mensual Hora punta
MEAl_FP = sum(CM(:,3)); % (kWh) Energia Activa mensual Fuera de punta
MEAl_HP = max(CM(:,4)); % (kWh) Energia Activa mensual Hora punta
MER1 = sum(CM(:,5)); % (kVARh) Energia Reactiva mensual

```

```

% 3) Calculo de costos de la energia consumida
% -----
% Costos de la energia en MT2
Cf = 11.94; % ($/mes) Cargo Fijo
CEA_HP = 25.13; % (ctm.$/kWh) Cargo por energia activa en punta
CEA_HFP = 20.74; % (ctm.$/kWh) Cargo por energia activa fuera de punta
CPAG_HP = 66.55; % ($/kW-mes) Cargo por potencia activa de generacion
CPAD_HP = 10.78; % ($/kW-mes) Cargo por potencia activa de distribucion
CEPAD_HFP = 11.57; % ($/kW-mes) Cargo por exceso de potencia activa
CEREx = 4.57; % (ctm.$/kVar.h) Cargo por energia reactiva
Mr = 18.51; % ($/mes) Mantenimiento y reposicion
%
MDFP = sort(CA(:,1));
MDHP = sort(CA(:,2));
PURDHP = (MDHP(end) + MDHP(end-1))/2; % (kW) Potencia por uso de redes de distribucion
PURDHFP = (MDFP(end) + MDFP(end-1))/2; % (kW) Potencia por uso de redes de distribucion
EPURDHFP = PURDHFP - PURDHP; % (kW) Exceso de Potencia por Uso de Redes
EREAf = (CA(end,5)-0.3*CA(end,3)); % (kVar.h) Energia reactiva a facturar
% Precios de energia para usuarios en media tension (PEUMT):
CO_EA_HP = CA(end,4)*CEA_HP/100; % ($/mes) Costo por energia activa en punta
CO_EA_HFP = CA(end,3)*CEA_HFP/100; % ($/mes) Costo por energia activa fuera de punta
CO_PAG_HP = CA(end,2)*CPAG_HP; % ($/mes) Costo por potencia activa de generacion
CO_PAD_HP = PURDHP*CPAD_HP; % ($/mes) Cargo por potencia activa de distribucion
CO_EPAD_HFP = EPURDHFP*CEPAD_HFP; % ($/mes) Costo por Exceso de Potencia activa
CO_EREx = EREAf*CEREx/100; % ($/mes) Costo por energia reactiva que ex

```

```

% 4) Planificacion del Sistema de Gestion Inteligente
% -----
% 4.1) Datos tecnicos de los equipos
% P: Potencia nominal (kW)
% n: Numero de equipos (Adim)
% to: Tiempo de operacion (h)
% I: Corriente nominal (A)
% [P n to I]
FCcs = 0.9; % (Adim) Factor de carga para cargas especiales
Itrf = 114; % (A) Intensidad nominal del transformador
mpp = [25 2 4 64.5]; % Motor de la picadoara de panca
srg = [20 1 5 10.87]; % Sistema de riego
sef = [5.0 2 6 0]; % Sistema de enfriamiento
sor = [1.5 2 6 36.24]; % Sistema de ordeño
eil = [0.5 1 24 3.63]; % Equipo de iluminacion
tco = [0.5 1 24 0]; % Tomacorrientes
bag = [1.0 1 2 0]; % Bomba de agua

% 4.2) Modelo de consumo de energia
% Si: |Consumo medido - Consumo predicho| > 5%
% Entonces: Realizar nueva programacion
% Sino: Usar la misma programacion

% 4.2.1) Prediccion del consumo de energia
% Parametros

```

```

% 4.3) Modelo de retraso de servicio
% - Horarios de mayor consumo de energia
% Si: Consumo in Horas punta
% Entonces: Cambiar la planificacion
% [mpp1 mpp2 srg sef1 sef2 sor1 sor2 eil tco bag]
tmpp = ones(1,mpp(3));
tsrg = ones(1,srg(3));
tsef = ones(1,sef(3));
tsor = ones(1,sor(3));
teil = ones(1,eil(3));
ttco = ones(1,tco(3));
tbag = ones(1,bag(3));

PO = zeros(24,10);
io = [1 1 1 1 1 1 1 1 1 1]; % Vector de inicio de operacion
PO(io(1):io(1)+mpp(3)-1,1) = tmpp*prod(mpp(1:2),2);
PO(io(2):io(2)+mpp(3)-1,2) = tmpp*prod(mpp(1:2),2);
PO(io(3):io(3)+srg(3)-1,3) = tsrg*prod(srg(1:2),2);
PO(io(4):io(4)+sef(3)-1,4) = tsef*prod(sef(1:2),2);
PO(io(5):io(5)+sef(3)-1,5) = tsef*prod(sef(1:2),2);
PO(io(6):io(6)+sor(3)-1,6) = tsor*prod(sor(1:2),2);
PO(io(7):io(7)+sor(3)-1,7) = tsor*prod(sor(1:2),2);
PO(io(8):io(8)+eil(3)-1,8) = teil*prod(eil(1:2),2);
PO(io(9):io(9)+tco(3)-1,9) = ttco*prod(tco(1:2),2);
PO(io(10):io(10)+bag(3)-1,10) = tbag*prod(bag(1:2),2);

```

```

% Plan operativo -----
% Se programara para ejecutarse una vez al dia despues de las 24:00
P = PO;
PA_PO = zeros(24,5); % Matriz de resultados del bucl
for j = 1:5
    for i = 1:6
        switch j
            case 1
                if i ==1
                    PO;
                else
                    P(:,1) = circshift(P(:,1),[mpp(3) 0]);
                    P(:,2) = circshift(P(:,2),[mpp(3) 0]);
                end
                if P(16,1) ~= 0
                    break
                end
            case 2
                if i==1
                    P=PO;
                else
                    P(:,3) = circshift(P(:,3),[srg(3) 0]);
                end
                if P(16,3) ~= 0
                    break

```

```

                end
                if P(16,3) ~= 0
                    break
                end
            case 3
                if i==1
                    P=PO;
                else
                    P(:,4) = circshift(P(:,4),[sef(3) 0]);
                    P(:,5) = circshift(P(:,5),[sef(3) 0]);
                end
                if P(16,4) ~= 0
                    break
                end
            case 4
                if i==1
                    P=PO;
                else
                    P(:,6) = circshift(P(:,6),[sor(3) 0]);
                    P(:,7) = circshift(P(:,7),[sor(3) 0]);
                end
                if P(16,6) ~= 0
                    break
                end
            case 5
                if i==1

```