

Trabajo de Diploma

En opción al Título de Ingeniero Eléctrico

Título: *Diagnóstico del sistema de suministro eléctrico del área docente de la sede Raúl Gómez García de la universidad de Guantánamo.*

Autor: Camilo Ernesto Cordova Medina..

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala.

Moa, Holguín
Curso 2015-2016
“Año 58 de la Revolución.”



Declaración de autoridad

Yo: Camilo Ernesto Cordova Medina

Autor del trabajo de diploma titulado “Diagnóstico del sistema de suministro eléctrico del área docente de la sede Raúl Gómez García de la universidad de Guantánamo”, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico “Dr. Antonio Núñez Jiménez” de Moa, el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

.....
Camilo Ernesto Cordova Medina

(Diplomante)

.....
Ing. Yetsy Silva Cala

(Tutor)

Pensamiento

Creo en el milagro de lo que puede hacer el trabajo, de lo que puede hacer la ciencia y de lo que pueden hacer los hombres”.

Fidel Castro Ruz.

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo de diploma a:

En especial a mis padres Derris y Ana Iris, a mi abuela Gallega, a mi esposa Fuselis, a mis hermanas Lianet y Mailee.

A mis mejores amigos y compañeros de aula.

Agradecimientos

Agradezco a mis padres por el sacrificio y confianza depositada en mí para que pudiese lograr lo que soy hoy, a mi esposa Yuselis por el gran apoyo que me brindó durante estos cinco años. A mis suegros Omar y Fita por ayudarme en un momento u otro y brindarme su apollo, a mi abuelita Gallega por su gran amor y cariño depositado en mí, a mis hermanitas por estar siempre ahí para lo que necesite, a mis amigos Leo, Frank, Teo, Isnel, Ramoncito, Wilver, Leonardo, Carlos y mis compañeros de aula que contribuyeron a que este sueño se realizara.

Agradezco a mi tutor de manera muy especial Yetsy Silva sus conocimientos brindados para garantizar el éxito en este trabajo.

A todo el colectivo de profesores q estuvieron enfrente del aula por sus enseñanzas q contribuyeron a forjarme como ingeniero

A todos les estoy muy agradecido.

Resumen

El presente trabajo se realizó en la sede Raúl Gómez García perteneciente a la universidad de Guantánamo, tomando como objeto de estudio el sistema de suministro eléctrico de la institución. Se realizó un diagnóstico de primer orden que arrojó las principales deficiencias en el manejo y utilización del sistema eléctrico tales como: tecnología obsoleta y deteriorada, la incorrecta distribución de las cargas de los interruptores, así como circuitos sin identificar y reiteradas penalizaciones por bajo factor de potencia.

Entre los principales logros obtenidos después del estudio se encuentran las propuestas realizadas para poder mejorar el funcionamiento del sistema de suministro eléctrico. Donde se propone la integración de una nueva pizarra general de distribución que sustituyera la existente. Además se propone la instalación de un banco de capacitores para corregir el factor de potencia a los valores exigidos por la norma establecida en la empresa eléctrica cubana, y por último se entregó un plan de medidas para incrementar el ahorro de energía y poder aprovechar al máximo de la energía eléctrica destinada a la universidad.

Abstract

This work is accomplished on Raúl Gómez García's seat of Guantánamo's university, taking like object of study by the system the institution's electric supply. A diagnosis of first order that yielded the principal deficiencies in handling and utilization of the electric system such came true like: Obsolete and deteriorated technology, the incorrect distribution of the loads of the breakers, as well as unidentified circuits and repeated penalizations for low power factor.

After of once the study was finished the pertinent proposals to be able to improve the functioning of the system of electric supply come true. Proposing the integration of a new general blackboard of distribution that the existent substitute. Besides the installation of a bench of capacitors is intended to correct the power factor to the moral values demanded by the standard established at the electric company Cuban, and finally a plan of measures to increment the saving of energy and to be able to make good use of the peak to the university of the destined electric power was given up.

Índice

<i>Agradecimientos</i>	V
Resumen	VI
Introducción General.....	1
Situación Problemática	2
Problema	2
Hipótesis.....	2
Objeto de Estudio	2
Campo de acción.....	3
Objetivo General.....	3
Objetivos Específicos	3
Tareas	3
Métodos de investigación	4
CAPITULO 1. MARCO TEÓRICO - CONCEPTUAL	5
1.0 Introducción	5
1.1 Trabajos Precedentes.....	5
1.2 Diagnóstico eléctrico.....	6
1.2.1 Metodología del diagnóstico eléctrico	7
1.3 Diagrama monolineal, confección, interpretación y utilización.....	8
1.4 Clasificación de circuitos eléctricos industriales y de servicios.....	10
1.5 Gráficos de cargas.....	11
1.5.1 Factores típicos encontrados en los gráficos de cargas	12
1.6 Principales aspectos a tratar respecto al factor de potencia.....	17
1.6.1 Inconvenientes de un bajo factor de potencia	18
1.6.2 Método de corrección del factor de potencia	18
1.6.3 Ventajas de mejorar el factor de potencia	20
1.7 Protecciones eléctricas.....	21
1.8 Sistema de control y monitoreo eléctrico	22
1.8.1 Necesidad del control	22
1.9 Conclusiones parciales.....	23

CAPITULO 2. MATERIALES Y METODOS	24
2.0 Introducción	24
2.1 Resultados del diagnóstico eléctrico.....	24
2.1.1 De forma general	24
2.1.2 Área del transformador principal.....	25
2.1.3 Área del cuarto eléctrico principal.....	25
2.1.4 Desconectivos	25
2.1.5 Área del edificio docente	26
2.1.6 Alumbrado	26
2.2 Tratamiento al esquema monolineal.....	26
2.3 Mediciones y cálculo de parámetros eléctricos.	27
2.3.1 Cálculo del factor de diversidad y coincidencia	29
2.3.2 Cálculo del factor de carga.....	30
2.3.3 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia.....	32
2.3.4 Cálculo del banco de capacitores para la barra principal.....	33
2.3.5 Cálculo de las pérdidas del transformador principal (antes de la compensación)	35
2.3.6 Determinación de las pérdidas en el transformador principal. (Después de la compensación)	36
2.3.7 Ahorro en kW por concepto de pérdidas en el transformador principal	37
2.3.8 Capacidad liberada en kVA del transformador principal después de la compensación.	38
2.4 Cláusula del factor de potencia ($\cos \varphi$) para las tarifas en moneda nacional	39
2.5 Evaluación de las protecciones eléctricas	42
2.6 Procedimiento y herramientas para organizar un sistema de monitoreo y control eléctrico.....	46
2.7 Conclusiones parciales.....	50
CAPITULO 3. VALORACIÓN ECONÓMICA.....	50
3.0 Introducción.....	50
3.1 Propuestas de medidas para garantizar una explotación más racional del sistema con el ahorro energético	50

3.2 Medidas técnicas organizativas para mejorar la eficiencia del sistema de iluminación.....	51
3.3 Evaluación de las inversiones propuestas.....	51
3.3.1 Instalación de bancos de capacitores.....	51
3.4 Instalación del nuevo panel	55
3.5 Ahorro en pérdidas eléctricas	57
3.6 Tiempo de recuperación de la inversión	58
3.7 Conclusiones parciales.....	59
Conclusiones Generales.....	60
Recomendaciones	61
Bibliografía.....	62
Anexos	64

Introducción General

La universidad de Guantánamo después de la integración universitaria realizada durante el 2015, cuenta con tres sedes. La sede principal cuenta con siete facultades, Ingeniería de Ciencias y Técnicas, Ciencias Económicas y Empresarial, Ciencias Sociales y Humanísticas, Educación infantil, Cultura Física, Agroforestal y Educación. Su objetivo social fundamental es la formación de profesionales.

Esta investigación concentra su estudio en la sede principal por ser la más compleja de las tres. Su sistema eléctrico está subdividido en dos áreas, uno que alimenta el área docente, que es donde se realiza esta investigación y otro que alimenta el área de servicio (residencia, cocina, transporte).

Su sistema de suministro eléctrico de forma general se encuentra obsoleto y deteriorado, además el mismo fue diseñado hace más de treinta años y se le han incorporado una capacidad mayor para la cual fue diseñada, se realiza un estudio detallado para encontrar las principales deficiencias y proponer respuestas para la corrección de las mismas.

Para poder llevar a cabo estudios sobre comportamiento de energía, ampliaciones, diseño y otros aspectos relacionados con los sistemas eléctricos industriales y de servicio, es necesario conocer los detalles de la utilización de la energía, los equipos que la consumen, las especificaciones técnicas de los mismos, los receptores que operan simultáneamente, etc.

Como herramienta de trabajo para lograr los fines indicados se utiliza el diagnóstico eléctrico, donde se definen una serie de factores o términos que permiten conocer los parámetros característicos de cada carga y del sistema eléctrico, y expresar en forma cuantitativa sus variaciones, sus efectos sobre el sistema y la relación entre las cargas. Sobre la base de esta realidad industrial se establecen los elementos esenciales de la metodología de la

investigación: el problema, la hipótesis y los objetivos.

Situación Problemática

El sistema de suministro eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” presenta alto grado de deterioro y nunca ha sido objeto de un diagnóstico energético, generando pérdidas económicas a la universidad quien a su vez ha sido penalizada por parte de la empresa eléctrica. No existe un sistema de control y monitoreo para operar de manera óptima al sistema de suministro eléctrico. Además no se cuenta con la existencia de un monolineal de los circuitos de suministro eléctrico de la sede, provocando que el personal técnico correspondiente ante la ocurrencia de una falla en un local determinado realice la reconexión sin control alguno para restablecer el servicio eléctrico.

Problema

¿Cómo influye el deterioro del sistema de suministro eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” en la facturación de la Universidad?

Hipótesis

Si se realiza un diagnóstico al sistema eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” de la Universidad de Guantánamo se podrían determinar las causas que afectan la disponibilidad de los elementos, aplicando los resultados de la investigación se podrá minimizar la afectación del servicio, corregir el factor de potencia y disminuir el monto de las facturas eléctricas.

Objeto de Estudio

Sistema de suministro eléctrico del área docente de la sede “Raúl Gómez García” de la Universidad de Guantánamo.

Campo de acción

Diagnóstico del sistema eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” de la Universidad de Guantánamo.

Objetivo General

Desarrollar un diagnóstico del sistema eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” de la Universidad de Guantánamo

Objetivos Específicos

- Establecer las medidas, procedimientos y metodologías que contribuyan a la reducción de las afectaciones detectadas por el diagnóstico.
- Aplicar las medidas, procedimientos y metodologías para un mejor funcionamiento del sistema de suministro eléctrico
- Valorar económicamente las propuestas.

Tareas

- Caracterización general del sistema eléctrico de la sede “Raúl Gómez García” de la Universidad de Guantánamo.
- Obtención de los registros eléctricos y facturas históricas.
- Propuestas de mejora de los elementos que conforman el sistema eléctrico.
- Evaluación del impacto técnico - operacional del trabajo
- Definir las principales problemáticas, detectadas a partir del diagnóstico.
- Construir el esquema monolineal

Métodos de investigación

Para llevar a cabo con éxito esta investigación se utilizaron diferentes métodos de investigación del nivel teórico:

- Método Inductivo-Deductivo, para realizar el examen y evaluar los trabajos científicos, objeto de estudio, hasta definir la base teórica del problema, la no existencia de un método que permita restablecer la disponibilidad energética para el logro del trabajo eficiente de la universidad de Guantánamo, emitir una opinión profesional.
- Histórico-Lógico, para desarrollar el análisis de las investigaciones anteriores y antecedentes que permitan continuar el estudio y la necesidad del mismo.

CAPITULO 1. MARCO TEÓRICO - CONCEPTUAL

1.0 Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis de los diferentes aspectos relacionados con los temas que son discutidos en la bibliografía consultada, con el fin de disponer de los elementos básicos y de las tendencias actuales que resultan esenciales para el desarrollo del trabajo.

Además se establece el marco teórico-metodológico de la investigación, a partir del estado del arte del tema basado en el análisis de los trabajos precedentes, la metodología seguida para su ejecución así como la base teórica que sustenta la investigación y una caracterización integral del estado actual del objeto de estudio.

1.1 Trabajos Precedentes

Una investigación científica de acuerdo a lo planteado por (Aróstegui, J. M, 1978), en cualquier área del conocimiento debe siempre estar sustentada por una investigación empírica y por una investigación teórica, de ahí que sea necesario utilizar los métodos que caracterizan a cada una de ellas para desarrollar científicamente las mismas a partir de una clara caracterización del objeto, del planteamiento del problema, los objetivos, la hipótesis y las tareas.

Para desarrollar la investigación fueron consultados diferentes trabajos y estudios, orientando la revisión bibliográfica en dos líneas fundamentales; por una parte, la información relacionada con el enfoque teórico y metodológico del estudio a realizar y por otra, los trabajos sobre el tema del diagnóstico a sistemas eléctricos.

En (Aníbal J. Borroto, 1998), se analiza las medidas que llevarán al sistema a funcionar con una eficiencia óptima, se atacaron las debilidades y se resaltaron las potencialidades tanto en el personal que trabaja en la entidad como en los puestos de trabajo.

Desarrollar tecnologías y sistemas de vida y trabajo que ahorren energía, es lo más importante para lograr un auténtico desarrollo que se pueda llamar sostenible. (VIEGO FELIPE, 2007).

En (Power Quality Meter, Instrucción Manual, 2006) se formula bien claro los procedimientos para realizar de manera óptima los registros eléctricos en cualquier sistema eléctrico.

También en (IEEE Std. 141-1993), se establecen las normativas para operar correctamente los sistemas eléctricos a cualquier escala.

(Feodorov, A.A.; Rodríguez, 1985), define los principales factores a calcular desde el gráfico de carga, pero los métodos establecidos son tradicionales como la factura eléctrica, mediciones de la demanda máxima.

(Viego, P Cárdenas, 2006), analiza el uso eficiente y final de la energía eléctrica, donde destaca como calcular la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia al nivel deseado, este material sirve de base en la investigación presente.

1.2 Diagnóstico eléctrico

El diagnóstico o auditoría eléctrica constituye una etapa básica, de máxima importancia dentro de todas las actividades incluidas en la organización, seguimiento y evaluación de un programa de ahorro y uso eficiente de la energía, el que a su vez constituye la pieza fundamental en un sistema de gestión energética.

Este material incluye los dos tipos de diagnóstico utilizados, el preliminar y el de primer nivel.

El diagnóstico preliminar o también llamado de recorrido. Consiste en una inspección visual de las instalaciones eléctricas de la planta, en la observación de parámetros de operación, en el análisis de los registros de operación y mantenimiento, así como de la información estadística global de consumos y facturaciones por concepto de electricidad.

El diagnóstico de primer nivel consiste esencialmente en una recolección de

Camilo Ernesto Córdova Medina

información y su análisis, poniendo el énfasis fundamental en la identificación de fuentes de posible mejoramiento en el uso de la energía.

El sistema eléctrico es muy antiguo, carece de tecnología de avanzada, muchos de sus componentes están fuera de especificaciones o normas. Todas estas disyuntivas empujaron a realizar el diagnóstico para conocer a plenitud la situación.

1.2.1 Metodología del diagnóstico eléctrico

En resumen, los objetivos del Diagnóstico Eléctrico son:

- *Evaluar:* cuantitativamente y cualitativamente el consumo de energía eléctrica.
- *Determinar:* la eficiencia eléctrica, pérdidas y despilfarros de energía en equipos y procesos.
- *Identificar:* potenciales de ahorro energético y económico.
- *Establecer:* indicadores de control, estrategias de operación y mantenimiento.
- *Definir:* posibles medidas y proyectos para ahorrar energía y reducir costos eléctricos, evaluados técnica y económicamente.

Un diagnóstico eléctrico completo puede dividirse en las siguientes etapas:

Planeación: Planear el diagnóstico cuidadosamente, identificar áreas importantes en planta.

Obtención de datos básicos: Obtener los datos básicos disponibles acerca del consumo eléctrico y actividades de producción. En esta fase deben recolectarse las especificaciones de equipo y proceso, incluyendo los dibujos del sistema eléctrico.

Datos de prueba del equipo: Llevar a cabo corridas de prueba y mediciones para obtener nuevos datos acerca de las condiciones reales de operación, así como la eficiencia de los equipos y procesos claves.

Análisis de datos: Analizar los datos obtenidos, incluyendo presentaciones gráficas. Calcular los balances de energía de la entidad. Recomendaciones

de baja inversión o que no requieren inversión. Identificar prácticas operativas de mantenimiento y actitud que pueden ahorrar energía o mejorar eficiencias. Especificar procedimientos a seguir y determinar ahorros de energía y reducciones de costos susceptibles de obtenerse.

Inversiones de capital: Identificar oportunidades de ahorro de energía que requieren inversiones de capital. Especificar equipo a reemplazar, adquirir o rehabilitar. Determinar períodos de recuperación de inversión o tasas de retorno.

Plan de acción: Delinear un plan de acción claro que contemple todos los tópicos requeridos para poder implementar las recomendaciones en la universidad, incluyendo prioridades, procedimientos, recursos, costos y un programa sugerido de actividades calendarizado.

Reporte: Preparar un reporte completo para la gerencia, resumiendo los hallazgos realizados en el diagnóstico, las recomendaciones hechas (con justificaciones), y la implementación del plan de acción.

1.3 Diagrama monolineal, confección, interpretación y utilización

Es una representación esquemática de los elementos principales que constituyen un sistema de potencia o una parte de él. Estos esquemas verificados contienen una serie de símbolos que representan los diversos equipos y dispositivos como se muestra en la Figura 1.1

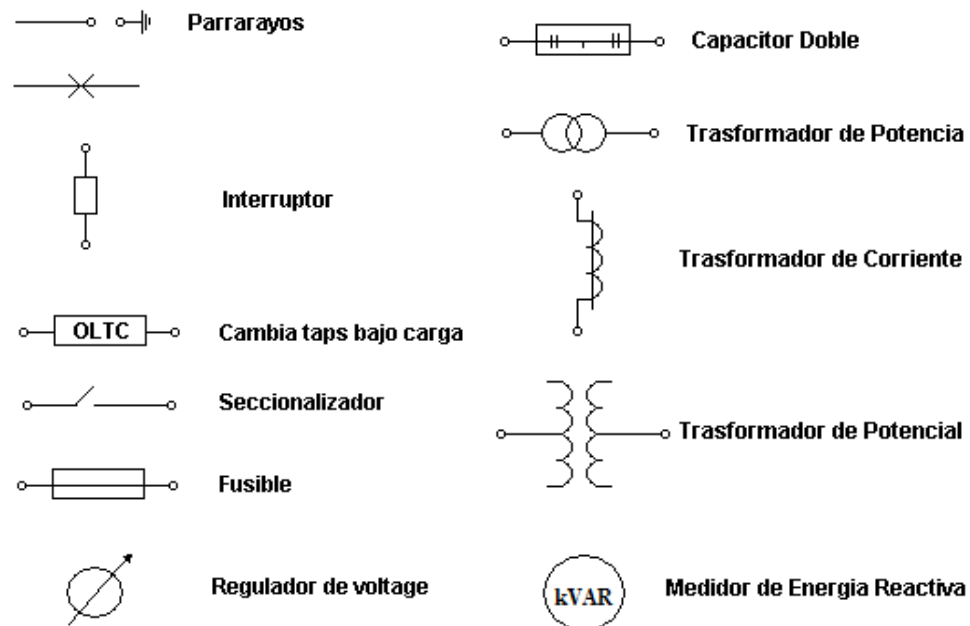


Figura 1.1 Elementos del esquema monolineal

En el diagnóstico del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la sede Raúl Gomes García de la universidad de Guantánamo, el primer punto tratado fue el diagrama monolineal. El objetivo fundamental de los diagramas monolineales es brindar una información significativa sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia en una forma concisa. La información que aparece en los monolineales depende de su uso.

Los diagramas monolineales deben confeccionarse de acuerdo con las normas internacionales vigentes. Estas normas establecen los requerimientos necesarios para optimizar los elementos del sistema y energía. Entre estas se pueden citar: (Beeman, 1966; Grenoble, 1995; CONAE; 2001; Feodorov, A.A.; Rodríguez, 1985).

En este punto se debe enfatizar que el monolineal es un instrumento de trabajo útil y muy utilizado en los cálculos de las redes eléctricas como se verá a lo largo de este trabajo.

1.4 Clasificación de circuitos eléctricos industriales y de servicios

Estas configuraciones se pueden comparar en muchos aspectos, pero algunos de los más importantes son: costos, seguridad, flexibilidad, fiabilidad, facilidad de expansión, simplicidad, diversidad, regulación de tensión, niveles de cortocircuito, etc.

Este tema es tratado en múltiples literaturas (Beeman, 1966; Feodorov, A.A.; Rodríguez, 1985).

Las configuraciones circuitales básicas son:

- Radial simple.
- Radial expandido o magistral.
- Radial con primario selectivo.
- Radial con secundario selectivo.
- Secundario en red.

En la sede Raúl Gómez García se utiliza el primer caso, Figura 1.2, donde toda la distribución se realiza a la tensión de utilización. Un simple servicio primario y un transformador abastecen a todos los alimentadores secundarios. En este esquema no hay duplicación de equipos. Es el menos fiable de todas las configuraciones circuitales y el de menor eficiencia en el transporte de energía eléctrica. La operación y la expansión son simples. Cuando los componentes utilizados tienen calidad y están bien seleccionados, la fiabilidad es relativamente alta. La avería en el alimentador primario o en el transformador interrumpe el servicio de todos los receptores.

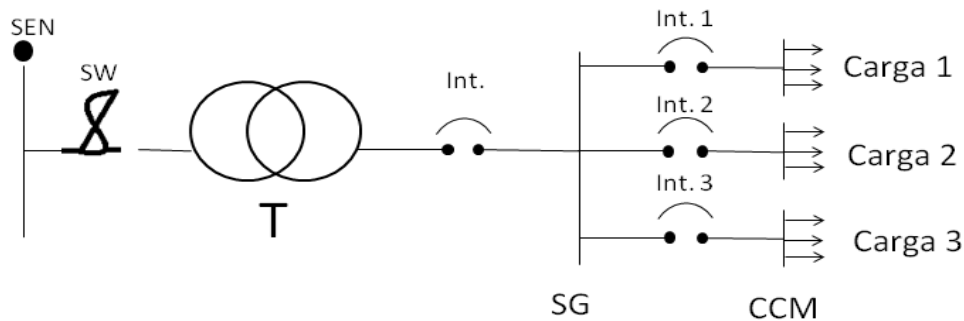


Figura 1.2. Circuito radial simple

1.5 Gráficos de cargas

Cada usuario de la energía eléctrica (independientemente de la magnitud de la carga que tenga instalada) hace uso de la misma de acuerdo a sus necesidades y, como éstas no permanecen constantes a lo largo del día, es evidente que se producen variaciones en la demanda. Por esta razón, las instalaciones eléctricas deben estar adecuadamente diseñadas para hacer frente a las peores condiciones (altas demandas) de operación, a la vez que deben ser racionalmente proyectadas y construidas, de forma tal que los costos de instalación no resulten excesivos.

La forma más adecuada de analizar la variación del consumo de energía eléctrica, es por medio de una representación gráfica, donde en el eje de las ordenadas se sitúa la demanda de potencia activa y en el de las abscisas, el tiempo (normalmente las 24 horas del día, meses o años). Gráficos semejantes pueden trazarse para potencia reactiva o para corriente.

La carga puede ser medida mediante instrumentos instantáneos registradores, obteniéndose de esta forma gráficos continuos o escalonados, Figura 1.3. La duración de los escalones para los gráficos diarios son normalmente de 15, 30 ó 60 min, según el tipo de carga.

Como la relación que existe entre potencia y energía es el tiempo, en estas curvas, el área bajo las mismas tiene dimensiones de energía ($E = Pt$) y la

unidad tomada usualmente como básica es el kilo Watt hora (kWh). De la misma forma que existen múltiplos para grandes unidades de potencia, también se utilizan para unidades de energía con mayor razón, puesto que numéricamente son mayores al estar multiplicadas por el número de horas de un período dado que puede ser un día, un mes, o un año.

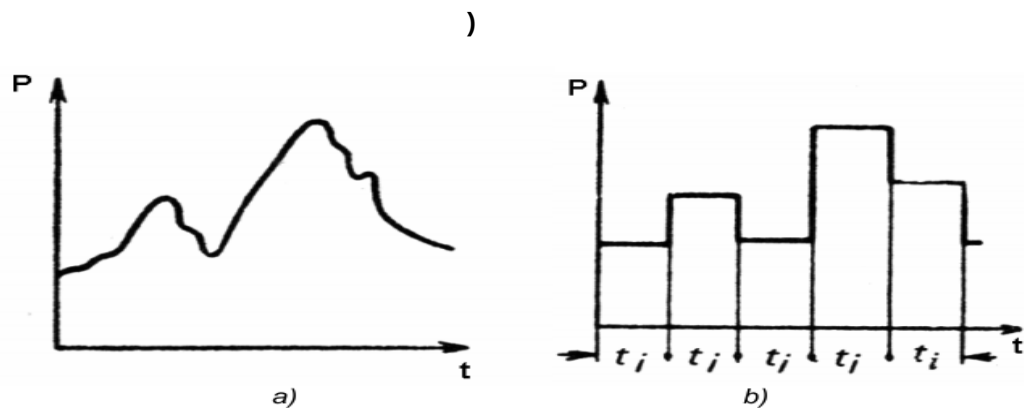


Figura 1.3. Gráficos de carga. a) Continuo (kW vs. h), b) Escalonado (kW vs. h)

1.5.1 Factores típicos encontrados en los gráficos de cargas

Para poder llevar a cabo estudios sobre ahorro de energía, ampliaciones, diseño y otros aspectos relacionados con los sistemas eléctricos industriales y de servicio, es necesario conocer los detalles de la utilización de la energía, los equipos que la consumen, las especificaciones técnicas de los mismos, los receptores que operan simultáneamente, etc.

Como herramientas de trabajo para lograr los fines indicados, se definen una serie de factores o términos que permiten conocer los parámetros característicos de cada carga y del sistema eléctrico, y expresar en forma cuantitativa sus variaciones, sus efectos sobre el sistema y la relación entre las cargas. Algunos de los fundamentales se exponen a continuación; otros, se analizarán posteriormente.

Demanda máxima

Las demandas máximas de potencia representan los mayores valores de las correspondientes magnitudes medidas en determinados intervalos de

tiempo, Figura 1.4. Cuanto menor sea el intervalo de tiempo considerado, con mayor precisión aparecerán los detalles de las fluctuaciones registradas y el valor de la demanda máxima podrá tomarse con magnitudes que sólo han estado presentes por espacio de algunos segundos como, por ejemplo, las corrientes de arranque de un motor.

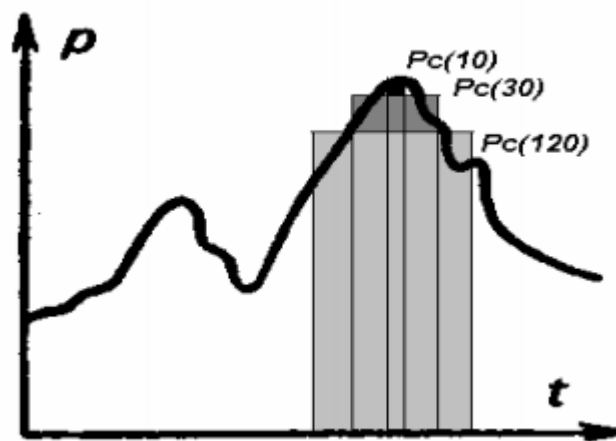


Figura 1.4. Demandas máximas

Capacidad instalada

La capacidad instalada (también carga instalada o potencia nominal) de los receptores de energía eléctrica es una primera magnitud para realizar los estudios que, además, es usualmente conocida. La potencia nominal total de todos los receptores de un grupo, da la posibilidad de realizar una primera pero buena evaluación del límite superior de los valores de la carga.

Carga promedio

El valor medio de las magnitudes variables es una característica fundamental. Consecuentemente, los valores medios de las cargas (valor constante) son parámetro importante de los gráficos de carga variable. El total de la carga media de todos los receptores de un grupo, da la posibilidad de valorar, aproximadamente, el límite inferior de los valores posibles de la carga. Las potencias medias, activa (p_m) y reactiva (q_m), de un receptor

durante un intervalo cualquiera de tiempo, se determina en forma general por la expresión (1.1).

$$P_m = \frac{\int_0^t p dt}{t} \text{ (kW)} \quad (1.1)$$

En las condiciones de explotación, las cargas promedio se evalúan en un determinado intervalo típico de tiempo t_c , por ejemplo, un día; y se determinan por medio de las lecturas de los metros contadores de energía activa y reactiva. Para este propósito, pueden utilizarse las siguientes expresiones (1.2 y 1.3):

$$p_m = \frac{e_a}{t_c} \text{ (kW)} \quad (1.2)$$

Donde e_a es la demanda de energía activa de los receptores independientes.

$$q_m = \frac{e_r}{t_c} \text{ (kVAr)} \quad (1.3)$$

Donde e_r es la demanda de energía reactiva de los receptores independientes.

Las potencias medias, activas y reactivas, para un grupo de receptores se calculan por las expresiones (1.4 y 1.5).

$$P_m = \frac{E_a}{t_c} \text{ (kW)} \quad (1.4)$$

Donde E_a es la demanda de energía activa del grupo de receptores.

$$Q_m = \frac{E_r}{t_c} \text{ (kVAr)} \quad (1.5)$$

Donde E_r es la demanda de energía reactiva del grupo de receptores.

Puede resultar conveniente calcular la potencia aparente promedio por la expresión (1.6)

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \quad (1.6)$$

La potencia promedio activa y reactiva durante el tiempo de trabajo de máxima carga promedio es una magnitud fundamental para el cálculo de las cargas de los grupos de receptores. El tiempo de máxima carga promedio es el que tiene mayor consumo de energía en los días típicos.

Típicos se consideran los días durante los cuales el consumo de energía eléctrica es aproximadamente igual a la magnitud media ponderada durante un día laboral en el período considerado (semana, año, etc.).

El factor de demanda es la relación existente entre la demanda máxima y la capacidad instalada, expresadas en las mismas unidades (en ocasiones, se expresa en %).

$$F_{dem} = \frac{D_{m\acute{a}x}}{C_{inst}} \quad (1.7)$$

- No todas las cargas están a su máxima capacidad al mismo tiempo.
- La selección de la capacidad de los motores se hace con cierto factor de seguridad.
- No resulta necesaria toda la carga de iluminación o acondicionamiento de aire en determinados períodos.

Factor de diversidad y factor de coincidencia.

Como ya se analizó, cada carga, formada por uno o más equipos iguales o diferentes, tiene un factor de demanda distinto y normalmente inferior a la unidad. Además, se presenta el hecho de que al analizar 2 o más cargas, sus demandas máximas pueden o no ocurrir simultáneamente. Su coincidencia, como es lógico, ocasiona un valor de demanda máxima del conjunto mayor que en aquellos casos en que hay diferencias en el tiempo.

La forma de expresar la relación que existe entre la coincidencia de los valores de demanda máxima es por medio del factor de diversidad.

El factor de diversidad entre 2 o más cargas es el cociente que resulta de dividir la suma de las máximas demandas individuales entre la demanda máxima del conjunto, o sea: donde $D_{\text{máxl}}$ es la suma de las demandas máximas individuales (kW, MW, etc.) y $D_{\text{máxc}}$ es la demanda máxima del conjunto (kW, MW, etc.). Por la definición efectuada, el factor de diversidad es siempre igual o mayor que la unidad y, cuanto mayor sea, mayor será la diversidad.

El factor de diversidad

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum D_{\text{máxl}}}{D_{\text{máxc}}} \quad (1.8)$$

El factor de coincidencia

Es el inverso del factor de diversidad:

$$F_{\text{coin}} = \frac{1}{F_{\text{div}}} = \frac{D_{\text{máxc}}}{\sum D_{\text{máxl}}} \quad (1.9)$$

Factor de carga

La variabilidad de la carga en el transcurso del día, de acuerdo con los requerimientos reales de las instalaciones, lleva a gráficos de carga como los de la Figura 3.

El grado de utilización de un sistema se mide por medio de su factor de carga, que es la relación entre la carga promedio y la demanda máxima. Por carga promedio, como se vio, se entiende aquella de magnitud constante, que en el transcurso de un tiempo dado (24 horas si se toma un día) comprende la misma energía que la curva de comportamiento diaria.

El método práctico para obtener el valor del factor de carga es simple. Para

un día dado, un instrumento integrador proporciona la energía total de la cual se obtiene la potencia promedio; se divide entre el tiempo y se obtiene P_m . Con un metro de demanda máxima se determina $D_{m\acute{a}x}$. Entonces, se aplica la ecuación para hallar F_c .

Expresado matemáticamente:

$$F_c = \frac{P_m}{D_{m\acute{a}x}} \quad (1.10)$$

1.6 Principales aspectos a tratar respecto al factor de potencia

- Principales inconvenientes de un bajo factor de potencia en una instalación, las ventajas de mejorarlo y qué efecto tiene sobre el costo de la electricidad.
- Los medios que se utilizan para mejorar el factor de potencia y se analizan sus ventajas y desventajas, incluyendo el problema de los costos.
- Las variantes para determinar el factor de potencia y cómo se aplican según los propósitos deseados.
- Los métodos para calcular el reactivo necesario para mejorar el factor de potencia a un valor deseado y las magnitudes aproximadas de capacidad liberada, reducción de pérdidas y elevación de tensión que se obtiene.
- Las posibles ubicaciones de los bancos de capacitores; las características, ventajas y desventajas de cada ubicación; así como las consideraciones que hay que tener en cuenta según la posición que tengan dichos bancos.
- Las posibles medidas a aplicar cuando se van a emplear bancos de capacitores en redes contaminadas de armónicos.
- Las principales formas de control de los bancos regulados, cuál y por qué es la más usada y que consideraciones hay que tener cuando se determinan los escalones de los bancos regulados.

- Los pasos fundamentales que hay que dar para llevar a cabo la evaluación económica de una inversión en bancos de capacitores.

La mayoría de las cargas son de naturaleza inductiva. Precisamente las cargas inductivas son el origen del bajo factor de potencia con los inconvenientes que esto ocasiona. Energéticamente hablando, el factor de potencia es la relación entre la potencia activa (que produce trabajo en la carga) y la potencia aparente del circuito:

$$\cos\omega = fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} VI} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)) \quad (1.11)$$

1.6.1 Inconvenientes de un bajo factor de potencia

Operar con bajo factor de potencia una instalación eléctrica, además del impacto en el pago de electricidad, tiene otras implicaciones de igual o mayor significación, particularmente en relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso eficiente de la máquinas y aparatos que funcionan con electricidad.

La potencia aparente y, como consecuencia, la corriente de la carga depende inversamente del factor de potencia de la misma:

$$S = \frac{P}{\cos\omega} \quad (\text{VA}) \quad (1.12)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos\omega} \quad (\text{A}) \quad (1.13)$$

1.6.2 Método de corrección del factor de potencia

El mejoramiento del factor de potencia en la industria y los servicios, solo puede ser alcanzado a través de la correcta combinación de diferentes medios para su elevación, cada uno de los cuales debe ser técnica y económicamente fundamentado. Los medios para la elevación del factor de potencia pueden ser considerados dentro de los grupos generales siguientes:

- a) Reducción del consumo de potencia reactiva, sin la aplicación de medios compensadores.
- b) Con la aplicación de medios compensadores.

Con la aplicación de medios compensadores

Usualmente no resultan suficientes las medidas que permiten mejorar el factor de potencia sin emplear medios compensadores y entonces, resulta necesario utilizar equipos auxiliares para corregirlo. Estos equipos de naturaleza capacitiva, toman una corriente en adelanto con respecto a la tensión, que se opone a la corriente inductiva de las cargas de la instalación. La manera de mostrar el efecto descrito es a través de las relaciones de potencia. En la Figura 1.5 se observa cómo la potencia reactiva capacitiva $kVAR_C$, reduce el requerimiento de potencia reactiva total ($kVAR_L - kVAR_C$), disminuyendo tanto el ángulo, como la potencia aparente kVA .

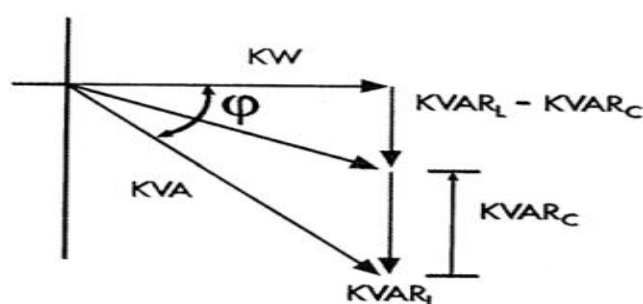


Figura 1.5 . Efecto de los $kVAR_C$ sobre los $kVAR_L$ en una instalación

Equipos compensadores de potencia reactiva

Los equipos empleados en la compensación de la potencia reactiva de las cargas son fundamentalmente:

- Bancos de capacitores estáticos.
- Condensadores sincrónicos (motores sincrónicos sobreexcitados).
- Compensadores activos (basados en electrónica de potencia: SVC, FACTS, etc).

De ellos, por su bajo costo, reducido mantenimiento y bajas pérdidas de

energía, los bancos de capacitores son los compensadores más empleados para este fin.

1.6.3 Ventajas de mejorar el factor de potencia

- Reducción de la factura eléctrica.
- Liberación de capacidad en el sistema.
- Reducción de las pérdidas de potencia y energía en el sistema.
- Mejoramiento de las condiciones de tensión en el sistema.

Reducción de la factura eléctrica

El uso principal de los capacitores y a menudo el factor determinante para emplear motores sincrónicos en una instalación, es la presencia en la tarifa eléctrica de penalizaciones por bajo factor de potencia y bonificaciones cuando el mismo es elevado.

El efecto en la factura de un incremento del factor de potencia puede ser considerable si el factor de potencia inicial es inferior al 90%. Por lo general, para tomar plena ventaja de la bonificación, se acostumbra compensar hasta un factor de potencia cercano al máximo posible que se bonifique, aunque siempre una decisión final debe estar acompañada de un adecuado análisis económico.

Liberación de la capacidad del sistema

Los medios compensadores pueden utilizarse para reducir la sobrecarga de los circuitos; o si estos no están sobrecargados, permitir el incremento de su capacidad de carga. Por ejemplo, un conductor que está entregando una carga P a $\cos\phi_1$, ve una reducción de corriente si el factor de potencia de la carga se incrementa a $\cos\phi_2$:

$$kVA_1 = \frac{P}{\cos\phi_1} \quad (1.14)$$

$$kVA_2 = \frac{P}{\cos\phi_2} \quad (1.15)$$

$$\frac{\cos\phi_1}{\text{kVA}_2} = \frac{\cos\phi_2}{\text{kVA}_1} \quad (1.16)$$

Reducción de pérdidas

En la mayoría de las instalaciones, las pérdidas de energía en el sistema eléctrico representan entre el 2.5 – 7.5 % de la energía consumida por las cargas. Esto depende de la variabilidad de las cargas, el calibre y longitud de los circuitos, etc.

Los medios compensadores solo pueden reducir la parte de las pérdidas debido a la circulación de la potencia reactiva.

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} R = \left(\frac{P}{V}\right)^2 R + \left(\frac{Q}{V}\right)^2 R = \Delta P_p + \Delta P_q \quad (W) \quad (1.17)$$

1.7 Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas tienen como objetivo fundamental, proteger eficazmente los elementos fundamentales del Sistema Eléctrico de Potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse. (Torres.B.O, 1999).

Las protecciones son útiles, eso ya se vio en el análisis de su importancia, pero a la vez pueden causar problemas al sistema eléctrico. Una protección mal ajustada, calibrada o seleccionada puede separar parte del sistema eléctrico de forma errónea, sin que haya ocurrido ningún fallo y a esto se le denomina Falsas Operaciones de las Protecciones.

En el estudio de las protecciones eléctricas existen aspectos dentro de esta disciplina que son necesarios conocer para la comprensión de la misma:

- Selectividad.
- Sensibilidad.
- Coordinación.

El elemento más representativo del sistema de protección en la sede Raúl

Gómez García lo constituye el interruptor automático, por tanto este estudio esta sobre su base.

El interruptor automático puede reponerse, por lo general, de forma muy rápida mediante la acción mecánica luego de una actuación contra un cortocircuito. Además, suelen fabricarse con mayor capacidad y desde uno a tres polos en un mismo dispositivo.

Los interruptores automáticos a diferencia del fusible, se pueden encontrar con variantes ajustables o no ajustables. En su gran mayoría tienen varias zonas de operación. En la Figura 1.6, se muestra la zona de tiempo largo o de acción lenta que suele ser de tiempo inverso, y la zona de tiempo corto que puede ser instantánea o no.

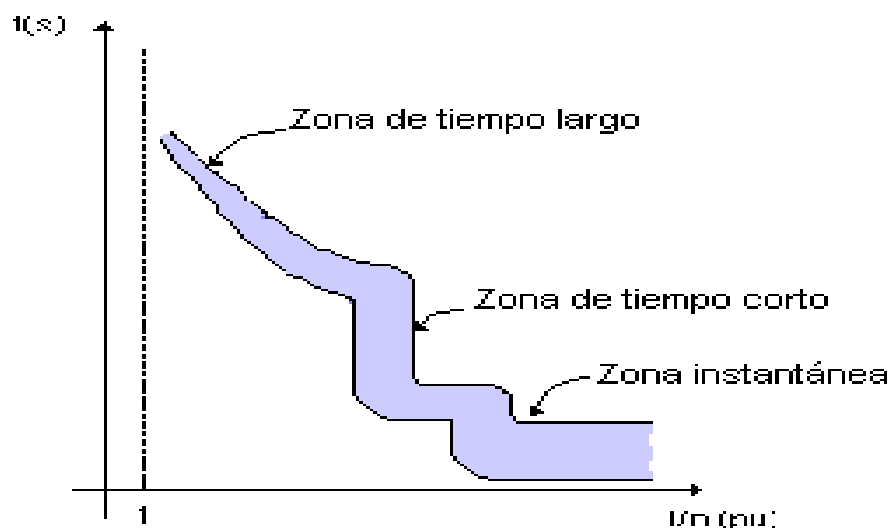


Figura 1.6. Característica hipotética de un interruptor con varias zonas de operación

1.8 Sistema de control y monitoreo eléctrico

En muchos lugares se realizan registros de indicadores energéticos, sin embargo, su uso es mayormente informativo, ya que no han establecido un sistema de control, perdiendo una buena parte de los costos en que incurren en el sistema de información.

1.8.1 Necesidad del control

El control de cualquier proceso es una necesidad real, ya que el medio en

que se desarrollan los procesos es dinámico y provoca desviaciones que deben ser corregidas.

También la acción del hombre que actúa sobre el proceso es imperfecta y los equipos que componen el proceso fallan o se deterioran en el tiempo. El control permite identificar todas las desviaciones y corregir las que sean posibles, señalando cuándo se hace necesario efectuar una mejora general en el proceso.

Sólo un sistema de control energético puede mantener la atención sobre estos aspectos y lograr hacer coincidir los resultados en materia de eficiencia energética con los estándares o metas fijadas.

1.9 Conclusiones parciales

- Del análisis de la bibliografía técnica consultada se establecieron los fundamentos teóricos para el diagnóstico del sistema eléctrico de la sede Raúl Gómez García de la universidad de Guantánamo.
- Se establecieron las herramientas y procedimiento para confeccionar el esquema monolineal.
- Se enumeraron los principales factores del gráfico de carga.

CAPITULO 2. MATERIALES Y METODOS

2.0 Introducción

En este capítulo se realiza el análisis de gráficas, datos y los elementos que definen el comportamiento del sistema eléctrico de la sede principal de la universidad de Guantánamo Raúl Gómez García. Partiendo del diagnóstico se relacionan los problemas encontrados a través de las mediciones eléctricas realizadas. Se toman los valores de los parámetros o magnitudes eléctricas del gráfico de carga obtenido para calcular las pérdidas existentes y ajustar el factor de potencia a un valor viable.

2.1 Resultados del diagnóstico eléctrico

Luego de mencionar cuales son los objetivos y actividades principales de un diagnóstico eléctrico, como parte inicial se comenzó en la universidad los diagnósticos eléctricos preliminares y de primer nivel, mediante los cuales se detectaron una serie de problemas que acarrearán mal funcionamiento e ineficiencias en el sistema eléctrico, por áreas y sistemas.

2.1.1 De forma general

- No existe un diagrama monolineal eléctrico de la universidad
- La universidad está siendo penalizada por bajo factor de potencia.
- La universidad no tiene instalado un sistema de monitoreo eléctrico para el manejo y supervisión de las variables.
- No existe una cultura sobre el tema eléctrico.
- Se conoce el consumo total eléctrico pero no se ha alcanzado la desagregación total hasta las áreas, sistemas y equipos mayores consumidores por problemas de instrumentación.
- Existen indicadores de consumo a nivel de universidad pero no se ha podido normar los índices de consumo en áreas y equipos mayores consumidores.
- Se llevan a cabo algunas acciones para ahorrar energía, basadas en

el récord histórico de la universidad, pero en forma aislada y con seguimiento parcial.

2.1.2 Área del transformador principal

- Salidero de aceite en la copa del cable de entrada principal de 4160V.
- Bajo factor de potencia.
- Esta sin limitación de acceso, es decir no tiene un muro o cerca que limite el acceso o protección del personal que ingrese al cuarto eléctrico.
- Están cubiertos de tela de araña.

2.1.3 Área del cuarto eléctrico principal

- Deterioro de la instalación por extenso periodo de explotación sin mantenimiento.
- Carece de instrumentación y elementos de control.
- Local deteriorado de forma general y con filtraciones por el techo y paredes.
- No tiene alumbrado.
- No tiene manta dieléctrica.
- Piso inseguro.
- Existen cabinas sin uso que afectan el orden del área.
- Tiene problemas con el sistema de drenaje, cuando llueve de forma torrencial se inunda el cuarto eléctrico

2.1.4 Desconectivos

- Son obsoletos.
- No son standards.
- Conexiones inseguras. Están en la entrada del desconectivo y no a salida como establecen las normas.
- No tienen láminas fusibles, en su lugar tiene alambres sin calibración.

- Fases puenteadas, es decir no tienen posibilidad de desconectarse, representa una condición muy insegura para el personal eléctrico.
- No están identificados.
- No está identificado el interruptor principal.
- No poseen tapas en la parte del fusible.

2.1.5 Área del edificio docente

- Pizarras Eléctricas.
 - ✓ Mala distribución de las cargas por interruptor.
 - ✓ Incorrecta distribución de las fases.
 - ✓ Incorrecta selección de las protecciones.
 - ✓ Incorrecta selección de los conductores.
 - ✓ Los circuitos de fuerza y alumbrado no están separados.

2.1.6 Alumbrado

- ✓ Lámparas en mal estado técnico.
- ✓ Falta de iluminación en áreas importantes del proceso docente.

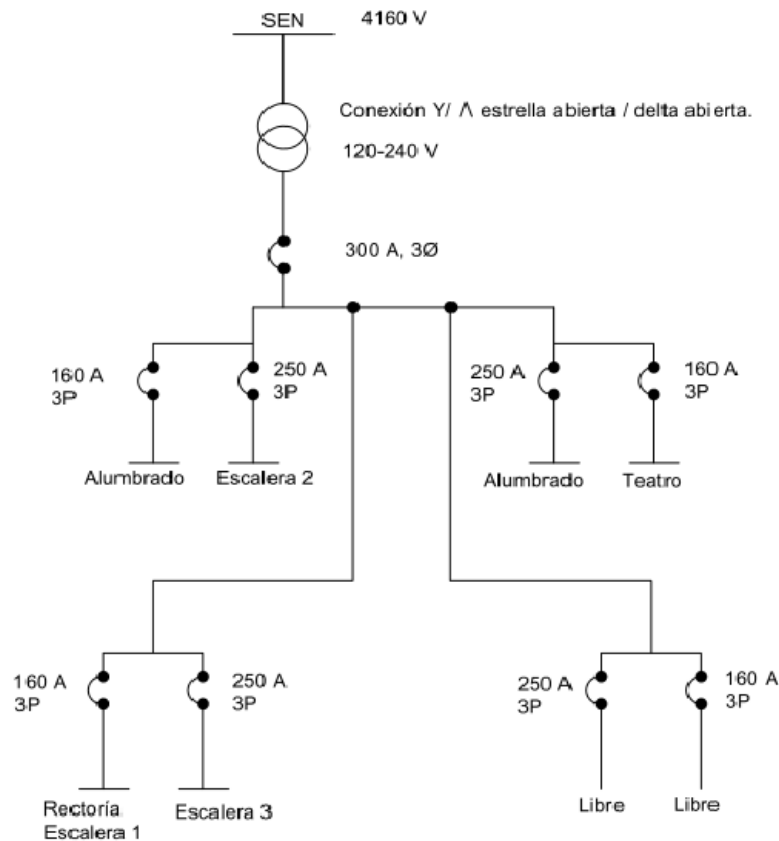
2.2 Tratamiento al esquema monolineal

El sistema eléctrico de la sede principal de la universidad de Guantánamo está integrado de manera general por la línea de suministro de la energía, dos transformadores con conexión delta abierta por secundario. Los niveles de voltaje que se manejan son 4160 Volt por primario y 240-120 Volt por secundario. También forman este sistema una pizarra general de distribución de carga y los respectivos paneles situados en las áreas. Estos elementos que integran el esquema monolineal presentan las siguientes características.

- Dos transformadores uno de 250KVA y otro de 37.5KVA ambos monofásicos y conectados en Estrella abierta por primario- Delta abierta con neutro aterrado por secundario.
- Pizarra principal de distribución a 240-120V, 3 Ø. Con interruptores.
- Pizarras intermedias o centros de cargas.
- Cargas.

El diagrama monolineal general fue confeccionado en su totalidad ya que no existía ninguno en los archivos de las oficinas de inversiones del centro. El mismo se muestra en la siguiente figura.

Esquema monolineal. Banco de transformadores # 1. Área docente.



Nota: P- número de polo o fases del interruptor.

Figura 2.1. Diagrama Monolineal

2.3 Mediciones y cálculo de parámetros eléctricos.

Las mediciones y registros de los parámetros del sistema eléctrico de la universidad constituye la herramienta fundamental para hacer el desglose y ver el comportamiento real de cada variable individual y del sistema de forma general, esto permite tomar decisiones y corregir en lo posible las desviaciones encontradas.

Los registros de los parámetros del sistema eléctrico en la universidad se realizaron en lo fundamental con el analizador de redes Power Quality Meter (PQM) que se muestra en los anexos conectado a los seccionalizadores de las cargas a medir.

Los parámetros registrados fueron:

- Corriente por fases Ia, Ib, Ic.
- Tensión por fases y de Línea: Van, Vbn, Vcn; Vab, Vbc, Vca.
- Potencia activa por fases y trifásica: Pa, Pb, Pc; P3 Ø.
- Potencia reactiva por fases y trifásica: Qa, Qb, Qc; Q3 Ø.
- Factor de potencia por fases y trifásico: fpa, fpb, fpc; fp3 Ø.
- Frecuencia.
- Energía activa: kWh.
- Energía reactiva: kVARh
- Demanda de corriente por fases DIa, DIb, DIc.
- Demanda de potencia activa 3 Ø.
- Demanda de potencia reactiva 3 Ø.
- Distorsión de armónico en corriente de fases: THDIa, THDIb, THDIc.
- Distorsión de armónico en voltaje de fases: THDVan, THDVbn, THDVcn.

En el gráfico de la Figura 2.2 se representan los valores de máxima potencia activa, reactiva y del factor de potencia correspondiente para el día 26 de mayo del 2015 desde las 7:00 am hasta las 5:00 pm, siendo sus valores máximos 93,56 kW, 72,24 kVAR y fp 0,79

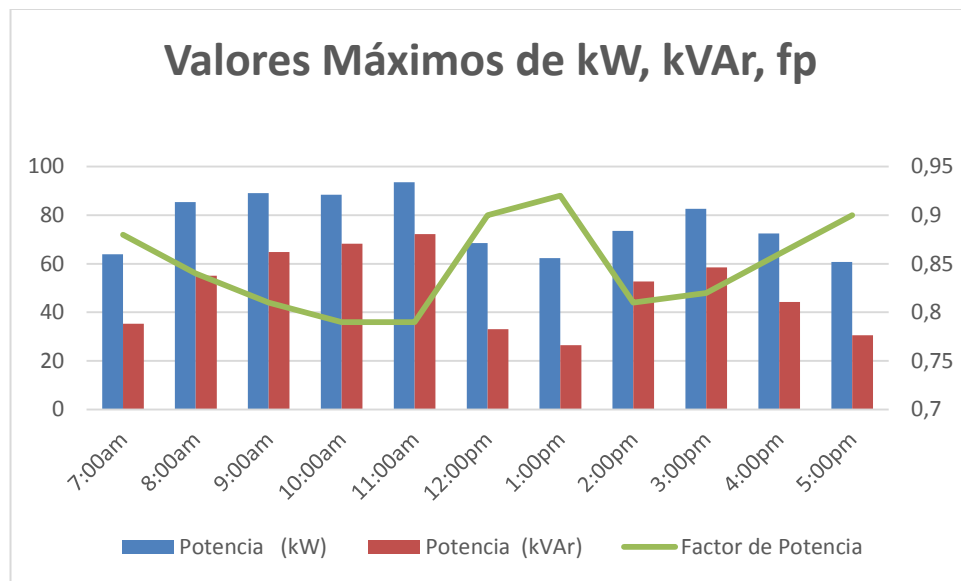


Figura 2.2 Demandas máximas de potencia activa, reactiva y factor de potencia.

Donde:

$D_{\text{máx}}$ es la demanda máxima (kW, MW, etc.) y C_{inst} es la capacidad instalada (kW, MW), etc.

$$D_{\text{máx}} = 80 \text{ kW}$$

$$C_{\text{inst}} = 250 \text{ kW}$$

Al sustituir en (1.7) queda:

$$F_{\text{dem}} = \frac{80 \text{ kW}}{250 \text{ kW}} = 0,32$$

El valor máximo del factor de demanda es la unidad.

2.3.1 Cálculo del factor de diversidad y coincidencia

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum D_{\text{máxl}}}{D_{\text{máxc}}}$$

En el gráfico de la Figura 2.3 se representan los valores promedios de la demanda de potencia activa por días, siendo el valor máximo de 77,1 kW durante el día miércoles.

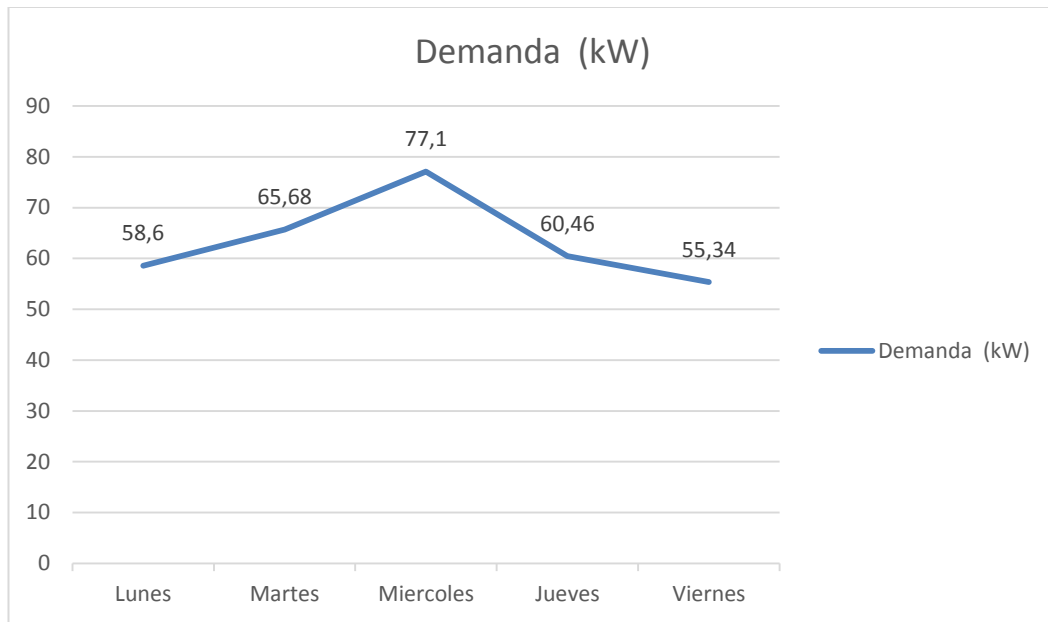


Figura 2.3 Promedio de Demandas máximas de potencia activa por días

Del gráfico de carga Figura 2.3 se tiene que:

$$\sum D_{\text{máxl}} = (58,6 + 65,68 + 77,1 + 60,46 + 55,34) = 317,18 \text{ kW}$$

$$D_{\text{máx}} = 77,1 \text{ kW}$$

$$F_{\text{div}} = \frac{317,18}{77,1} = 4,11$$

Es el factor de diversidad para cinco días de trabajo. Mostrando que existe diversidad de operación por cada día, en función de la demanda.

El factor de coincidencia es el inverso del factor de diversidad:

$$F_{\text{coin}} = \frac{1}{F_{\text{div}}} = \frac{D_{\text{máxc}}}{\sum D_{\text{máxl}}}$$

$$F_{\text{coin}} = \frac{1}{4,11} = 0,24$$

2.3.2 Cálculo del factor de carga

$$F_c = \frac{P_m}{D_{\text{máx}}}$$

En La tabla 2.1 se relacionan los promedios de la potencia activa, reactiva y el factor de potencia para cinco días de trabajo en el año 2015. Y estos se

representan en el gráfico de la Figura 2.4. Esto da lugar al cálculo del factor de carga que se representa en la tabla 2.2.

Tabla 2.1. Valores promedios de cargas y demanda máxima por día

Días	Demanda Máxima por día (kW)	Demanda Promedio (kW)	Potencia Activa Promedio (kW)	Factor de Potencia Promedio	Potencia Reactiva Promedio (kVAR)
Lunes	80	58,6	61,9	0,87	35,69
Martes	80	65,68	73,1	0,83	48,55
Miercoles	80	77,1	76,42	0,85	49,23
Jueves	80	60,46	65,36	0,82	45,11
Viernes	80	55,34	61,15	0,88	33,08

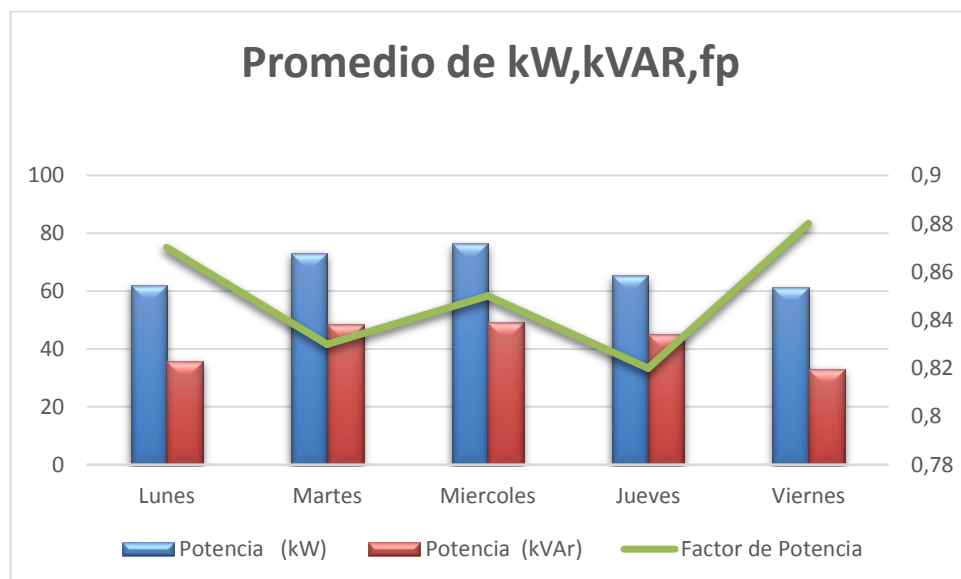


Figura 2.4 Promedios de las potencias activa, reactiva y del fp

Cálculo del factor de carga para cada día de la semana:

Al sustituir en (1.10) se tiene que:

$$F_{c \text{ lunes}} = \frac{P_m}{D_{m\acute{a}x}}$$

Tabla 2.2 Factor de carga por días

Días de la semana	F _c	% carga
Lunes	0,773	77,3
Martes	0,914	91,4
Miércoles	0,955	95,5
Jueves	0,817	81,7
Viernes	0,764	76,4

Cálculo del factor de carga para la semana:

$$P_m = 67,57 \text{ kW}$$

$$D_m = 80 \text{ kW}$$

$$F_{c\text{semana}} = \frac{P_m}{D_m} = \frac{67,57 \text{ kW}}{80 \text{ kW}} = 0,845 = 84,5\%$$

2.3.3 Cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia

Para facilitar el análisis del comportamiento de los circuitos eléctricos de corriente alterna se ha generalizado el empleo de diferentes elementos matemáticos. El factor de potencia es uno de ellos. La magnitud de la corriente eléctrica que circula por una línea de transmisión o distribución depende, fundamentalmente, de la potencia que demandan las cargas conectadas a ella y, también, de las características de tales cargas.

Los métodos más utilizados son:

- Con mediciones en condiciones de demanda máxima.
- Con los registros de analizadores de redes.
- A partir de los parámetros eléctricos de la instalación.
- A partir de la factura eléctrica.

Las mediciones de los parámetros eléctricos usando el analizador de red llamado PQM (por sus siglas en inglés). Con estos datos se confeccionaron los gráficos de cargas que se muestran en los anexos.

2.3.4 Cálculo del banco de capacitores para la barra principal

Del gráfico de carga de la Figura 10 se tiene que:

La Potencia Activa Promedio (P_m) = 67,57 kW

La Potencia Reactiva Promedio (Q_m) = 42,33 kVAr.

Por tanto la Potencia Aparente Promedio (S_m)

Al sustituir queda en (1.6) queda:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}$$

$$S_m = \sqrt{(67,57)^2 + (42,33)^2} = 79,73 \text{ KVA.}$$

Factor de potencia (fp)

$$fp = \frac{67,57}{79,73} = 0,85$$

El factor de potencia registrado por cálculos a partir de las potencias medidas es de 0,85 versus a 0,85. En este caso se utilizó un analizador de redes (PQM) para medir el factor de potencia general de la instalación y de la carga más representativa.

Por tanto la potencia reactiva a instalar para alcanzar el nuevo valor de fp de 0.96 sería:

$$KVAR_C = kW(\tan\omega_1 - \tan\omega_2) \quad (2.5)$$

Donde:

$$\tan\omega_1 = \tan(\cos\omega_1^{-1}) \quad (2.6)$$

Factor de potencia actual $\cos(\varphi_1) = 0,85$

Factor de potencia deseado $\cos(\varphi_2) = 0,96$

$$\varphi_1 = \cos^{-1}(\cos\varphi_1) \quad (2.7)$$

$$\varphi_2 = \cos^{-1}(\cos(\varphi_2)) \quad (2.8)$$

Al sustituir en (2.7) y (2.8) queda:

$$\varphi_1 = \cos^{-1}(0,85) = 31,79^\circ \quad (2.9)$$

$$\varphi_2 = \cos^{-1}(0,96) = 16,26^\circ \quad (2.10)$$

$$\tan\varphi_1 = \tan(\cos^{-1}(\cos\varphi_1)) \quad (2.11)$$

$$\tan\varphi_2 = \tan(\cos^{-1}(\cos\varphi_2)) \quad (2.12)$$

Al sustituir en (2.11) y (2.12) queda:

$$\tan\varphi_1 = \tan(\cos^{-1}(0,85)) = 0,62$$

$$\tan\varphi_2 = \tan(\cos^{-1}(0,96)) = 0,29$$

Al sustituir en (2.5) queda:

$$\text{kVArC} = \text{kW}(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2)$$

$$\text{kVArC} = 67,57(0,62 - 0,29) = 22,23 \text{ kVArC}$$

Por tanto la capacidad a instalar estandarizando el valor es: 25 kVArC.

Aplicando la Tabla C. de los anexos se tiene que el multiplicador para llevar el fp de 0,85 a 0,96 es igual a 0,328 por tanto los cálculos arrojan los mismos resultados que los hallados anteriormente.

$$\text{kVArC} = \text{kW} * k. \quad (2.13)$$

donde $k = 0,328$, es el multiplicador de la tabla.

Es decir que se debe instalar un banco de capacitores de 25 kVArC para

obtener un factor de potencia de 0,96. El banco debe ser automático y programable para que incorpore capacidad según se requiera.

2.3.5 Cálculo de las pérdidas del transformador principal (antes de la compensación)

La eficiencia de los transformadores es usualmente elevada, las pérdidas que en ellos se producen son una parte considerable de las pérdidas del sistema de distribución. La evaluación de estas pérdidas es importante y necesaria cuando se desea minimizar los costos de operación de un sistema.

La sede Raúl Gómez García perteneciente a la universidad de Guantánamo se alimenta del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), con un servicio de 4160 V por la parte de alta del transformador, las desviaciones permisibles de tensión no deberán ser superiores al 5 % y las de frecuencia ± 1 %, y la conexión delta abierta con neutro aterrado por secundario.

Las pérdidas totales del transformador se determinan por:

$$P_t = P_{fe} * T_3 + \left(\frac{kVA_{real}}{kVA_{nom}} \right)^2 * P_{cu} * T_1 \quad (2.14)$$

Donde:

- P_{fe} - Pérdidas en el hierro para régimen nominal, las mismas se consideran constantes para todo el régimen de trabajo del transformador.
- P_{cu} - Pérdidas por efecto Joule en el Cobre, dependen del estado de carga del transformador (cuadrado del coeficiente de carga).
- T_1 - Tiempo que dura la carga del transformador (24h/día).
- $T_1 = T_3$ - Porque el transformador trabaja a régimen continuo las 24 h del día.

El transformador existente es de 250 KVA. Según datos de la Empresa Eléctrica de Guantánamo las pérdidas de hierro y de cobre son:

$$P_{fe} = 2,594 \text{ kW}$$

$$P_{cu} = 11,115 \text{ kW}$$

$$T_1 = T_3 = 24h$$

Por tanto:

Al sustituir en (2.14) queda que:

$$P_t = 2,594 \text{ kW} * 24h + \left(\frac{79,73}{250}\right)^2 * 11,115\text{kW} * 24h$$

$$P_t = 89,39 \text{ kWh/día}$$

Para calcular las pérdidas anuales se calcula el tiempo equivalente (T_e), tiempo real de trabajo del transformador durante un año, en horas. Este tiempo según datos de la Empresa Eléctrica de Guantánamo es de 6132 h.

$$P_t = 2,594 \text{ kW} * 6132h + \left(\frac{79,73}{250}\right)^2 * 11,115\text{kW} * 6132h$$

$$P_t = 22838,67 \text{ kWh/año}$$

2.3.6 Determinación de las pérdidas en el transformador principal. (Después de la compensación)

A medida que los bancos de condensadores operan, les suministran la cantidad de potencia reactiva que demanda la carga, reduciendo la corriente que circula desde la fuente hasta el punto de ubicación del banco de condensadores, al disminuir la corriente disminuye la carga en kVA para generadores, transformadores, cables, etc. Para el cálculo de las pérdidas después de la compensación: con la Q_c calculada y estandarizada, y la Q_l obtenida de las mediciones, entonces se calcula la Q del sistema (Q_{sist}):

$$Q_{sist} = Q_l - Q_c \quad (2.15)$$

Al sustituir queda que:

$$Q_{sist} = 42,33 - 25 = 17,33 \text{ kVAr}$$

Luego se calcula la potencia aparente (S_2) después de la compensación. Aplicando la ecuación (1.7) se tiene que:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q_{sist}^2}$$

$$S_2 = \sqrt{(67,57)^2 + (17,33)^2} = 69,76 \text{ kVA}$$

Al comprobar si el factor de potencia se mantiene según lo deseado se tiene que:.

$$\cos\varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{67,57}{69,76} = 0,968 \text{ versus } 0,96$$

Luego se calcula con la nueva potencia aparente después de la compensación, mediante la expresión (2.14) las nuevas pérdidas en el transformador principal:

$$P_t = 2,594 \text{ kW} * 24 \text{ h} + \left(\frac{69,76}{250}\right)^2 * 11,115 \text{ kW} * 24 \text{ h}$$

$$P_t = 83,03 \text{ kWh/día}$$

Con el tiempo equivalente obtenido anteriormente se calculan las pérdidas anuales:

$$P_t = 2,594 \text{ kW} * 6132 \text{ h} + \left(\frac{69,76}{250}\right)^2 * 11,115 \text{ kW} * 6132 \text{ h}$$

$$P_t = 21213,35 \text{ kWh/año}$$

2.3.7 Ahorro en kW por concepto de pérdidas en el transformador principal

$$\Delta P_t = P_{t_1} - P_{t_2} \tag{2.16}$$

Donde:

ΔPt_1 - Variación de las pérdidas totales en un día

Pt_1 - Pérdidas totales antes de la compensación

Pt_2 - Pérdidas totales después de la compensación

$$\Delta Pt_{\text{Día}} = 89,39 - 83,03$$

$$\Delta Pt_{\text{Día}} = 6,36 \text{ kW/día}$$

$\Delta Pt_{\text{año}}$ - Variación de las pérdidas totales en un año

$\Delta Pt_{1\text{año}}$ - Pérdidas totales antes de la compensación

$\Delta Pt_{2\text{año}}$ - Pérdidas totales después de la compensación

$$\Delta Pt_{\text{año}} = 22838,67 - 21213,35$$

$$\Delta Pt_{\text{año}} = 1625,32 \text{ kW/año}$$

2.3.8 Capacidad liberada en kVA del transformador principal después de la compensación.

Los medios compensadores pueden utilizarse para reducir la sobrecarga de circuitos, pero si estos están subcargados, permiten el incremento de capacidad de carga. Cuando se está entregando una carga P a $\cos\phi_1$, ve una reducción de corriente si el factor de potencia de la carga se incrementa a $\cos\phi_2$.

$$kVA_1 = \frac{P}{\cos\phi_1}$$

$$kVA_2 = \frac{P}{\cos\phi_2}$$

Donde:

kVA_1 = Potencia aparente antes de la compensación

kVA_2 = Potencia aparente después de la compensación

Al sustituir queda:

$$kVA_2 = kVA_1 \frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2}$$

$$kVA_2 = 79,73 * \frac{0,85}{0,96}$$

$$kVA_2 = 70,59kVA$$

kVAL = Potencia aparente liberada al transformador principal.

$$kVAL = kVA_1 - kVA_2 \quad (2.17)$$

$$kVAL = 79,73 - 70,59 = 9,14 kVA$$

2.4 Cláusula del factor de potencia (cos φ) para las tarifas en moneda nacional

El suministro de energía eléctrica a los servicios mayores de 70 kW de demanda, que pagan su consumo en moneda nacional, teniendo en cuenta el aseguramiento y racional funcionamiento del SEN es con un factor de potencia del consumidor de 0,90 efectuada cuando este sea hasta 0,96. A los servicios de hasta 70 kW no se les aplica (Resolución NO. 311 M.F.P, 2002).

Para todas las tarifas se penaliza con un factor de potencia menor de 0,9, se bonifica con un factor de potencia entre 0,92 y 0,94, un cos φ mayor de 0,94 o entre 0,90 y 0,92 no se bonifica ni se penaliza.

Según la norma 7.2.2.1 M1A. Tarifa de media tensión con actividad continua, se tiene:

Aplicación: Se aplica a todos los servicios de consumidores clasificados como de Media Tensión con equipo de medición de tres registros.

\$ 7.00 mensual por cada kW de máxima demanda contratada en el horario comprendido entre las 05:00 – 09:00 PM.

Por cada kW/h consumido en el horario pico.

$(0,0481\$/kWh * K + 0,064\$/kWh) * \text{Consumo pico en kWh.}$

Por cada kW/h consumido en el horario día.

$(0,0241\$/kWh * K + 0,064\$/kWh) * \text{Consumo día en kWh}$

Por cada kW/h consumido en el horario madrugada.

$(0,0161\$/kWh * K + 0,064\$/kWh) * \text{Consumo madrugada en kWh}$

Consideraciones:

Para el cálculo de la facturación del cargo fijo mensual, se considera:

El valor de demanda máxima contratada en el horario comprendido entre las 05:00 - 09:00 PM. Si la demanda máxima registrada en el horario establecido, es mayor que la demanda máxima contratada, se facturará la contratada al precio de la tarifa y el exceso al triple de su valor \$ 21,00 por cada kW.

Se aplica la cláusula del factor de potencia y la cláusula de ajustes por variación del precio de los combustibles y horarios del consumo eléctrico, Tablas 2.3 y 2.4 respectivamente..

Tabla 2.3 Tarifas del consumo eléctrico

HORARIO	Precio	Nomenclatura
Demanda contratada (mes)	7\$/kWhd	Prf
Consumo 5PM-9PM(Hora Pico)	$(0,0481 * K + 0,064) * \$kWh$	Prp
Consumo 5AM-5PM(Día)	$(0,0241 * K + 0,064) * \$kWh$	Prd
Consumo 9PM-5AM(Madrugada)	$(0,0161 * K + 0,064) * \$kWh$	Prm

Tabla 2.4. Consumos por horario

Variables y parámetros eléctricos	Valor	Nomenclatura
Coeficiente K aplicado en el mes de la facturación	61,613	K
Demanda máxima	80 kW	Dc

Consumo 5PM-9PM(Hora Pico)	1761 kWh	Cp
Consumo 5AM-5PM(Día)	10340 kWh	Cd
Consumo 9PM-5AM(Madrugada)	3925 kWh	Cm

Facturación:

$$\text{Importe cargo variable (Icv)} = (\text{prp} * \text{cp} + \text{prd} * \text{cd} + \text{prm} * \text{cm}) * K \quad (2.18)$$

Importe cargo variable

$$\begin{aligned} &= (0,0481 * 61,613 + 0,064) * 1\,761 \\ &+ (0,0241 * 61,613 + 0,064) * 10\,340 \\ &+ (0,0161 * 6,1613 + 0,064) * 3\,925 \\ &= \$25\,491,6 \end{aligned}$$

$$\text{Importe cargo fijo (Icf)} = \text{Prcf} * \text{Dc} = 7 * 80 = \$560 \quad (2.19)$$

Importe facturación normal

$$\begin{aligned} (\text{Ifn}) &= \text{Icf} + \text{Icv} + \text{Iperd} = 560 + 25\,491,6 \\ &= 26\,051,6\$ \end{aligned}$$

Caso1. Penalización:

$$\text{Importe factor de potencia (Ifp)} = \text{Ifn} * (\text{fpnormal} / \text{fpreal} - 1) \quad (2.20)$$

$$\text{Ifp} = 26\,051,6 * \left(\frac{0,90}{0,85} - 1 \right) = \$1\,532,45$$

$$\text{Importe total (It)} = \text{Ifn} + \text{Ifp} + \text{Ipd} \quad (2.21)$$

$$\text{It} = 26\,051,6 + 1\,532,45 = \$27\,584,05$$

Caso 2. Bonificación:

$$\text{Ejemplo fp} = 0,96, \quad \text{fp norma} = 0,92$$

$$I_{fp} = 26\,051,6 * \left(\frac{0,92}{0,96} - 1 \right) = \$1\,085,48$$

El ahorro por este concepto sería de
 $= 1\,532,45 + 1\,085,48 = \$2\,617,93$ para un mes

2.5 Evaluación de las protecciones eléctricas

El sistema eléctrico de la sede principal de la Universidad de Guantánamo está integrado por dos transformadores uno de 250 kVA y otro de 37.5 kVA ambos monofásicos y conectados en Estrella abierta por primario- Delta abierta con neutro aterrado por secundario. Los niveles de tensión que se manejan son 4160 V por primario y 240-120 V por secundario. Pizarra principal de distribución a 240-120 V, 3 Ø con un panel de interruptores, formado por uno principal de 900 A y 8 interruptores con capacidades comprendidas entre 100-600 A que alimenta cada área del edificio docente. Ya en el edificio existe en cada área un panel de interruptores de baja capacidad que alimenta las cargas.

Como fruto del estudio realizado en esta área se sustituyó el panel obsoleto por uno nuevo, las razones que lo impusieron fueron las siguientes:

- Tecnología obsoleta.
- Las capacidades instaladas no se correspondían con las cargas que manejaban, esto era fuente de disparos indeseados.
- La distribución de cargas no era uniforme, ni estaba correctamente identificadas en cada interruptor, esto ocasionaba afectaciones indeseadas a la hora de vías libres.

Para la selección del nuevo panel se tuvieron presente las siguientes consideraciones:

- Demanda máxima.
- Carga promedio.
- Categoría de la carga.

Con los niveles de carga se realizaron los cálculos para seleccionar cada interruptor, estos se muestran en la tabla 5.

Tabla 2.5. Niveles de carga por interruptor.

Ubicación	Carga(A)
General	600
Escalera 1	130
Escalera 2	120
Escalera 3	120
Teatro	45

Selección del fusible del transformador.

Los fusibles aunque son los más antiguos de los dispositivos de protecciones aún se utilizan con gran frecuencia en la protección de las redes de distribución urbanas. Estos dispositivos poseen el más sencillo de los funcionamientos posibles. Cuando una gran corriente pasa a través del fusor o lámina fusora, entonces se genera una alta temperatura que logra fundirla, quedando así desconectada la fase averiada (ver figura 2.5).

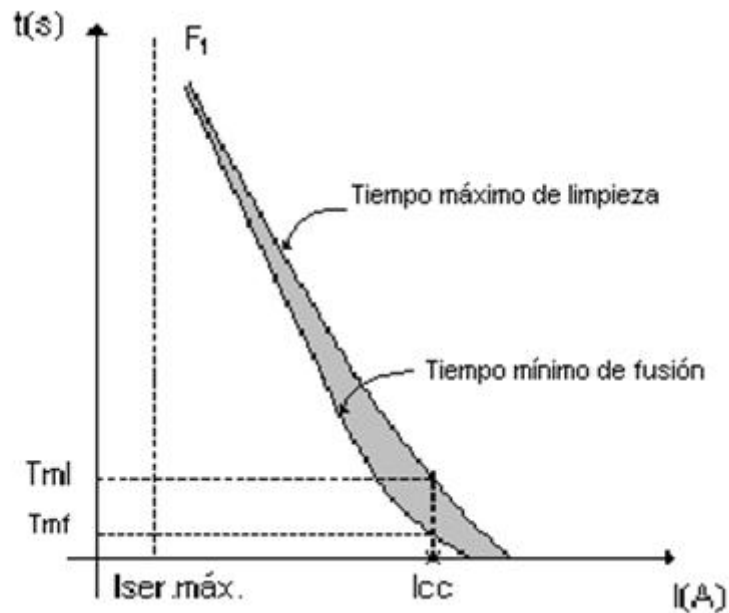


Figura 2.5. Gráfico para Selección del fusible del transformador

El nominal del transformador por el primario es de 60.21A.

Por tanto el fusible debe ser de.

$I_f \geq 1.5 \cdot I_n = 1.5 \cdot 60.21 = 90A$. El tipo del fusible seleccionado es de 90K.

Selección del Interruptor general.

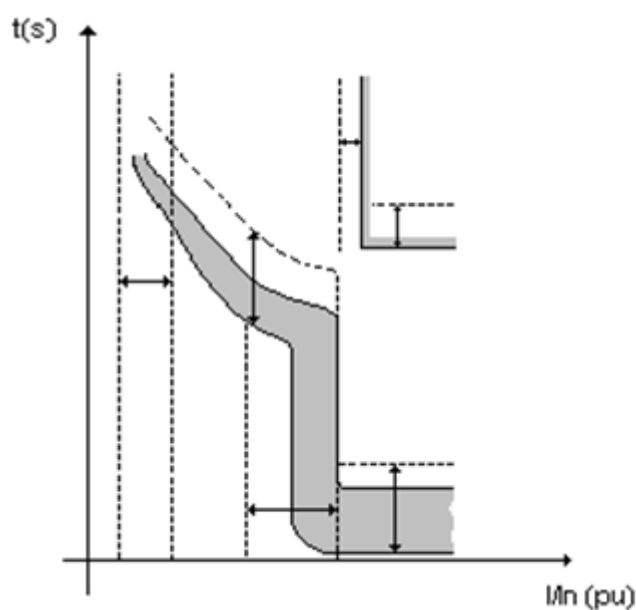


Figura 2.6 Gráfico para Selección del Selección del Interruptor general

$I_{carga}=600\text{ A}$

Criterios:

$I_{nt} \geq (1.5 - 2 \cdot \Sigma I_c)$

$I_{nt} = 2 \cdot 600\text{A} = 1200\text{A}$

$I_{sc} = \text{corriente térmica} = 1.5 \cdot 600 = 900\text{A}$

$I_{pu} = I_{sc} / I_n = 900 / 1200 = 0.75$

$I_{nst} = 6 \cdot I_n = 6 \cdot 1200 = 7200\text{A}$

$I_{instpu} = 7200 / 1200 = 6$

$K_s \geq I_{ccmin} / I_{op} \geq 2$

$K_s = 32977\text{A} / 7200 = 2.47 > 2$

La selección de los demás interruptores se hizo siguiendo el mismo procedimiento que para el interruptor general como se muestra en la figura 2.6. Los valores resultantes fueron los siguientes.

Tabla 2.6. Valores resultantes de la selección de los interruptores.

Ubicación	Valor	Interruptor			T(s)
		$I_n(\text{A})$	$I_{sc}(\text{A})$	$I_{nst}(\text{A})$	
General	450	1200	900	7200	0.5
Escalera 1	130	260	195	1300	0.3
Escalera 2	120	240	180	1200	0.3
Escalera 3	120	240	180	1200	0.3
Teatro	45	90-100	67	450	0.3

Se mantuvieron los mismos conductores que alimentan cada carga,

solamente se comprobó que cumpla con los requisitos exigidos.

Por ejemplo, el conductor que alimenta la carga llamada escalera 1.

$I_{\text{carga}} = 130\text{A}$. Por tanto

$I_{\text{conductor}} \geq 1.5 I_{\text{carga máx.}}$

$I_c = 1.25 \times 130 = 162.5\text{A}$

Con este valor se busca en tabla el calibre del conductor que corresponde a un calibre AWG # 1.

2.6 Procedimiento y herramientas para organizar un sistema de monitoreo y control eléctrico

El proceso de control se puede realizar de diferentes formas. En los sistemas de control energético es recomendable utilizar el método de control selectivo. La selección de las áreas y equipos se realiza sobre la base de la estructura de consumo y de pérdidas energéticas de la empresa. Se cubre el 20 % de las áreas o equipos que provocan el 80 % del consumo de energía (Puestos Claves). Este método incluye el control por excepción, o sea, dentro de estas áreas o equipos se priorizan aquellas que tienen tendencia a las mayores desviaciones.

El procedimiento a seguir para la organización de un sistema de monitoreo y control energético consta de las siguientes etapas:

1. Establecimiento de los objetos de control: la selección de los objetos de control se realiza de la siguiente forma:

- Establecimiento del diagrama energético – productivo de la universidad.
- Establecimiento de la estructura de consumo de la universidad por portadores energéticos.
- Selección del 20 % de los equipos y áreas que provocan el 80 % del consumo y los costos energéticos (puestos claves).

2. Establecer indicadores de control:

- Identificación de posibles indicadores de control de la universidad y de áreas a partir del diagrama energético – productivo. Ejemplos: índice de consumo, índice de costos, energía no asociada, consumo, etc.
- Selección y validar los indicadores de control mediante la aplicación de los diagramas de dispersión y correlaciones.

3. Establecer herramientas de medición de indicadores de control:

- Definir períodos de medición.
- Definir la toma y el flujo de la información.
- Establecer la toma de medición: medición directa, cálculos, estimaciones, balances.
- Definir la forma de registro.

4. Establecer estándares:

Para ello utilizar cuatro fuentes de información:

- a) Comportamiento histórico. Precisar mejores valores del comportamiento.
- b) Datos técnicos de los equipos o sistema.
- c) Comparaciones con equipos o sistemas similares (“benchmarking”).
- d) Pruebas técnicas en condiciones controladas.

Realizar la toma de datos de períodos productivos típicos de la empresa.

- Establecer para los indicadores de control seleccionados lo siguiente:
 - ✓ Gráfico de control (para determinar el valor promedio y límites superior e inferior del estándar).
 - ✓ Estándar vs. producción (para determinar la variación del estándar con el nivel de producción).
 - ✓ Diagrama de correlación estándar vs. producción (para determinar la ecuación que rige la variación del índice de control con respecto a la producción en el período estándar con un nivel de correlación significativo).

5. Establecer herramientas de comparación de indicadores con estándares:

- Gráfico de control (graficar valores reales del resultado sobre el valor medio y los límites superior e inferior estándares).
- Gráfico de tendencia (graficar tendencia del valor real del resultado respecto al estándar).
- Gráfico IC vs. P (graficar puntos reales de IC y P sobre la curva estándar de ICs vs. Ps).
- Evaluar la ecuación de desviación relativa del consumo: $(C_p - C_r)$ (determinar la desviación relativa del consumo real con respecto al seleccionado como estándar).

6. Establecer herramientas para determinación de causas de la desviación del indicador respecto al estándar:

- Análisis de anomalías en el gráfico de control.
- Establecer los factores claves que influyen sobre los indicadores de control.
- Análisis de causas de la desviación relativa del consumo.
- Análisis de la influencia del valor real de las variables de control sobre los indicadores de control.
- Conclusiones cualitativas y recomendaciones para corregir las desviaciones.

7. Establecer las variables de control:

- Seleccionar las posibles variables de control a partir del diagrama energético – productivo del proceso y los indicadores de proceso del departamento de producción de la Universidad.
- Identificar las variables de control a partir de los diagramas de correlación de estas variables con los indicadores de control energético seleccionados.
- Determinar gráfica y analíticamente la relación entre las variables identificadas y los indicadores de control.

- Determinar la influencia de las variables de control sobre los indicadores de control.

8. Ejecución del Proceso de Control.

Un proceso de control general incluye también una etapa de mejoramiento del proceso, cuando la acción sobre las variables de control no es suficiente para corregir las constantes variaciones que en este se presentan. Esta etapa consiste en una revisión periódica de procedimientos y evaluación técnico-económica de posibilidades de inversión que producen, sin duda, un cambio en los estándares y en los resultados del control frecuente.

Todo lo dicho anteriormente se logra instalando con una red teniendo como punto de partida la figura que se muestra y referencia en los anexos.

2.7 Conclusiones parciales

- El ahorro con la combinación de no penalización y bonificación está en el orden de \$2 617,93 moneda nacional al mes.
- La univesidad no tiene instalado un sistema de monitoreo eléctrico para el manejo y supervisión de las variables
- El factor de potencia de la universidd está fuera de norma de operación, su valor es de 0,85 versus 0,90 como mínimo para no recibir penalización, por este concepto el centro está recibiendo penalización superior a \$ 1 532,45 moneda nacional por mes.
- Esta investigación demostró que el panel existente era obsoleto y que no cumplía con las normas, por lo que se recomienda remplazarlo por uno nuevo, seleccionado según lo establecido
- En la inspección visual se apreció deterioro en los interruptores de manera general.

CAPITULO 3. VALORACIÓN ECONÓMICA

3.0 Introducción

A través del desarrollo del capítulo actual se llevará a cabo la valoración económica para determinar si las inversiones a realizar serán factibles, para esto se consideraran los principales costos relacionados con la adquisición, montaje y mantenimientos. Así como el tiempo de amortización de las nuevas implementaciones, también se hace un análisis concerniente a las posibles pérdidas eléctricas y sus costos.

3.1 Propuestas de medidas para garantizar una explotación más racional del sistema con el ahorro energético

Si existiera una conciencia de ahorro de energía tanto por el personal docente como no docente no existieran los elevados índices de consumo en el horario laboral representados en el capítulo 2. Partiendo de este análisis a continuación son mostradas las distintas propuestas de medidas para garantizar una explotación más eficiente del sistema eléctrico.

1. No violar los horarios establecidos para la conexión y desconexión de los equipos eléctricos.
2. Aprovechar al máximo la luz solar como forma de iluminación.
3. Colocar horarios para la conexión de cargas potentes distribuyéndolas a lo largo del horario docente para lograr que el menor número de ellas se encuentren conectadas al unísono.
4. Respetar el horario de almuerzo desconectando el mayor número de cargas conectadas innecesariamente.
5. En el horario nocturno no dejar locales encendidos sino se trabaja en ellos.
6. Conexión de contadores de energía en los paneles principales de cada edificio del área, con el fin de racionalizar el consumo de energía eléctrica.

7. Utilizar formas de generación eléctricas alternativas con el objetivo de reducir el consumo de energía del SEN.
8. Apagar los monitores y ordenadores cuando no se estén utilizando.
9. Establecer periódicamente el control de la carga instalada en general y por edificios, en función de la capacidad del Banco de Transformadores del docente.

3.2 Medidas técnicas organizativas para mejorar la eficiencia del sistema de iluminación

1. Continuar con el uso de lámparas de bajo consumo (de ser posible instalar lámparas led aunque esto llevaría otro estudio más específico).
2. Utilización de pantallas reflectoras en las lámparas de 32 W.
3. Cambiar la ubicación de luminarias dentro de los nervios del techo, dentro de estos se pierde el 20 % de flujo luminoso, aproximadamente 400 lúmenes.
4. Desconexión completa de lámparas o proyectores fundidos.
5. Pintar paredes, techos, y columnas de colores claros.
6. Instalar sistemas automáticos de desconexión de circuitos, mediante fotoceldas para control luminoso especialmente donde puede aprovecharse la luz natural.
7. Implementación de programas de encendido y apagado del alumbrado en oficina después de la jornada laboral en el área docente.

3.3 Evaluación de las inversiones propuestas

3.3.1 Instalación de bancos de capacitores

Una de las medidas de la mediana inversión lo constituye la instalación de un banco de capacitores.

Los gastos de inversión relacionan todos los costos en los que es necesario incurrir para el montaje del equipamiento que se pretende instalar, los gastos del personal encargado del montaje, ajustes y puesta en marcha, así como los gastos parciales para reparación y mantenimiento.

El costo estimado de los bancos de capacitores se valora según la oferta de la firma suministradora, cuyo monto es de 25 100 CUP.

Los gastos relacionados con el montaje se encuentran resumidos en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Costos del banco de capacitores

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (CUP)	Costo Total (CUP)
Banco de condensadores con fusibles incluidos	1	16350	16350
Gabinete	1	8750	8750
Costo total del conjunto			25100

Los gastos relacionados con el montaje se encuentran resumidos en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Costos de materiales la instalación del banco de capacitores

Descripción	U.M	Cantidad	Costo Unitario (CUP)	Costo (CUP)
Cinta aislante	U	5	21.75	108.75
Cable de cobre con recubrimiento PVC 3C, AWG # 8	m	15	375	5625
Terminales de cobre para cable AWG # 12	U	12	1.00	12.00
Terminales de cobre para cable AWG # 8	U	12	1.625	19.50
Costo de materiales				5765,25

Gastos de salario:

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje, ajustes y puesta en marcha, se estima un tiempo aproximadamente de cuatro días con la

utilización de tres trabajadores. La Tabla 3.3 nos muestra el desglose por trabajadores y categoría, así como el importe total de los gastos en salario con el montaje del banco de capacitores.

Tabla 3.3. Costo en salario para el montaje del banco de capacitores

Descripción	Cantidad	Costo diario (CUP)	Costo Total (CUP)
Técnico Superior	1	15.21	60.84
Técnico Medio	1	11.83	47.32
Electricista (Categoría B)	1	10.80	43.20
Costo salario			151.36

El costo de la inversión parcial queda determinado por la expresión (3.4).

$$C_{inst} = C_{tsal} + C_{tmat} \quad (3.4)$$

Donde:

C_{inst} - Costo de la instalación

C_{tsal} - Costo total de salario

C_{tmat} - Costo total de materiales

$$C_{inst} = 151,36 + 25\,100 + 5\,765,25 = 31\,016,61 \text{ cup}$$

Gastos de reparación parcial:

Para garantizar el buen funcionamiento en la instalación de los bancos de condensadores es necesario realizar un mantenimiento preventivo, este mantenimiento debe ser planificado para un tiempo mínimo de funcionamiento de seis meses.

El mantenimiento estándar de una instalación de este tipo requiere el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Realizar las pruebas de nivel de aislamiento a tierra y de alta tensión, para los niveles de voltaje recomendados por el fabricante.
- Revisar que la corriente de aire no se vea restringida dentro del gabinete.
- Remover el polvo y la tierra acumulada, así como el exceso de óxido en la superficie de los conectores.
- Limpiar la envoltura del condensador y el casquillo de aislamiento.
- Limpiar el área de contacto de los fusibles y los conjuntos portadores.

El costo de mantenimiento ha sido evaluado por el costo de salario del personal que lo realizará, así como el de los materiales necesarios para su ejecución. El mantenimiento se planifica para cuatro horas de duración.

Las Tablas 3.4 y 3.5 muestran el resultado de estos costos para salario y materiales respectivamente.

Tabla 3.4. Costo de salario para reparación parcial

Descripción	Cantidad	Costo diario (CUP)	Costo Total (CUP)
Técnico Superior	1	15.21	7.60
Electricista (Categoría B)	1	10.80	5.40
Costo salario			13.0

Tabla 3.5. Costos de materiales para la reparación parcial

Descripción	UM	Cantidad	Costo unitario (CUP)	Costo Total (CUP)
Cinta aislante	U	3	21.75	65.25
Limpiador de contactos	U	2	81.00	243
Estopa	Kg	0.25	0.2425	0.060
Costos de los materiales				308.31

Inversión total:

El costo general de la inversión para un año de explotación se determina a partir de la sumatoria de todos los gastos deducidos anteriormente, para ello se aplica la expresión (3.5).

$$\text{Inv} = \text{Cinst} + \text{Cmsmat} \quad (3.5)$$

Donde:

Inv - Inversión total

Cinst - Costo de la instalación

Cmsmat - Costo total por concepto de materiales y salario para el mantenimiento

$$\text{Inv} = 31\,016,61 + 13,00 + 308,31 = 31\,337,92 \text{ cup}$$

3.4 Instalación del nuevo panel

Entre las principales medidas tomadas fue la instalación de un nuevo panel de distribución.

Los gastos de montaje relaciona todos los costos en lo que es necesario incurrir para el montaje del equipamiento que se pretende instalar, los gastos del personal encargado del montaje, ajustes y puesta en marcha, así como los gastos parciales para reparación y mantenimiento.

Los gastos relacionados con el montaje se encuentran resumidos en las Tablas 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 respectivamente.

Tabla 3.6. Costos del panel

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (CUP)	Costo Total (CUP)
Armario Met. 400x300x150 s/placa CRN 43/150	2	907,25	1 814,5
Placa Armario Met. 400x300 mm	1	126	126

MM43			
Artículos de inventario empleados en el servicio	1	13 790	13 790
PGD desde 630A hasta 1250A	1	24 024	21 020
Costo total del conjunto			17 850.5

Tabla 3.7. Costos de materiales

Descripción	U.M	Cantidad	Costo Unitario (CUP)	Costo Total (CUP)
Borne Encastrable (3) p/Cable 10-185 mm ² 29259	U	24:00	313,25	7 518
Cable RC 3x10 AWG/ 3x6 mm ² (100m) THW	M	1:00	3 532,75	3 532,25
Tor Celo C/Hex M8x60 Dim 933 (200U)	M	0,20	561,25	112,25
Tuerca Hex zincada M8	U	58:00	0,25	14,50
Canaleta 60x40 (2MTS)	U	6:00	31,75	190,50
Tornillo Inoxidable cab hexg M6x20 cja 1000	U	89:00	2	178
Remache Alum. estándar 3,2x16 (chirri)	U	100:00	0,5	50
Teflon (rollo 2,4mm x 12m)	U	2:00	36,75	73,50
Clavo TI A40	U	6:00	4,5	27
Disco de corte 180x3x22,23 W24-18C	U	1:00	37,25	37,25
Seguetas bimetálicas para arco 18 Blister 2Pzas	U	1:00	50,25	50,25
Costo total del conjunto				11 783,5

Tabla 3.8. Servicios

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (CUP)	Costo Total (CUP)
Instalacion de PGD desde 630A hasta 1250A	1	3004	3004
Revision y estudio de cargas eléctricas	1	296,92	196,92
Costo total del conjunto			3 200,92

Tabla 3.9. Costo en salario para el montaje del panel

Descripción	Cantidad	Costo diario (CUP)	Costo Total (CUP)
Técnico Superior	1	15.21	60.84
Técnico Medio	1	11.83	47.32
Electricista (Categoría B)	1	10.80	43.20
Costo salario			151.36

El costo de la inversión parcial queda determinado por la expresión (3.4).

$$C_{\text{inst}} = C_{\text{tsal}} + C_{\text{tmat}} \quad (3.4)$$

Donde:

C_{inst} - Costo de la instalación

C_{tsal} - Costo total de salario

C_{tmat} - Costo total de materiales

$$C_{\text{inst}} = 21\,050 + 151,36 + 11783 = 32\,984,86 \text{ cup}$$

3.5 Ahorro en pérdidas eléctricas

A partir de la compensación se produce una considerable disminución de las pérdidas eléctricas, para poder realizar este cálculo es necesario tener en

cuenta la tarifa eléctrica de la empresa. Ver Tabla 3.9.

Tabla 3.10. Ahorro en pérdidas eléctricas

Descripción	Pérdidas Energía (kWh/día)	Pérdidas Energía (kWh/año)	Tarifa (CUP/kWh)	Factura (CUP)
Antes de la compensación	89,39	22 838,67	5,00	114 193,35
Después de la compensación	83,03	21 213,35	5,00	106 066,75
Ahorro		1 625,32	5,00	8 126,6

3.6 Tiempo de recuperación de la inversión

El tiempo de recuperación de la inversión está dado por la relación entre la inversión realizada y el ahorro obtenido. En este caso al ahorro por concepto de pérdidas se le adiciona el ahorro por bonificación por mejora del factor de potencia.

$$T = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro pérdidas} + \text{Ahorro bonificación}} \quad (3.3)$$

$$T = \frac{64\,000}{8\,126,6 + 31\,417,15} = 1,6 \text{ años}$$

En este caso el tiempo en que se recupera la inversión es de 1,6 años y con los niveles de ahorros se hace factible la inversión.

3.7 Conclusiones parciales

La valoración económica permite arribar a las siguientes conclusiones:

- Con la instalación del banco de capacitores las pérdidas eléctricas disminuyen en 5% aproximadamente, representando un ahorro económico de 53494,800\$ en moneda nacional al año, aquí se incluye la erradicación de las penalizaciones por bajo factor de potencia, la disminución de las pérdidas eléctricas en el transformador principal, más las bonificaciones.
- Las inversiones realizadas tienen un tiempo de retorno de 1,6 años con la nueva instalación.

Conclusiones Generales

Luego del análisis, las condiciones expuestas, las medidas adoptadas y la implementación del sistema de diagnóstico energético de primer nivel en la universidad se tienen las siguientes conclusiones:

- Se logró construir el esquema monolineal del área docente de la sede Raúl Gómez García de la universidad de Guantánamo.
- Se determinaron los principales factores relacionados con la calidad del consumo eléctrico tales como:
 - ✓ El factor de carga que representa el 57,25 % respecto a la demanda máxima.
 - ✓ La demanda máxima representa el 88 % de la demanda contratada.
 - ✓ El factor de potencia es de 0,85 versus a 0,90 establecido por la norma.
- Con la mejora del factor de potencia se logra un ahorro de \$31 417,15 en moneda nacional al año. Las inversiones realizadas tienen un tiempo de retorno de 1,6 años con la nueva instalación.
- Con la conexión del banco de capacitores se logra una reducción en las pérdidas eléctricas de 708.410 kWh al año.
- Se establecieron las bases para la implementación de un sistema de monitoreo eléctrico.

Recomendaciones

Como recomendaciones de este estudio se tiene:

- Implementar el sistema de diagnóstico propuesto en este trabajo.
- Mejorar la cultura energética relacionada con el manejo del sistema eléctrico.

Instalar un sistema de monitoreo eléctrico para el manejo y supervisión de las variables eléctricas y del proceso por parte del energético de la sede

Bibliografía

1. **ANÍBAL J. BORROTO BERMÚDEZ, ANÍBAL BORROTO NORDELO.** Evaluación Económica de Proyectos de Ahorro de Energía, Universidad de Cienfuegos, Cuba, 1998.
2. **ARÓSTEGUI, J. M. Y OTROS.** Metodología del Conocimiento Científico. La Habana, Editorial de Ciencias Sociales, 1978. 445 p.
3. **BEEMAN, D.** Power Systems Handbook. Editora Revolucionaria, La Habana, 1966.
4. **CAMPOS AVELLA JUAN CARLOS.** Herramientas para Establecer un Sistema de Gestión Total Eficiente de la Energía. Diplomado en Gestión Energética, Universidad del Atlántico, Barranquilla, Colombia, 2000.
5. **CANADIAN ELECTRICAL CODE**, 2002.
6. **DE ARMAS, M.A.** Consideraciones sobre la calidad de la energía eléctrica en la Provincia de Cienfuegos. Convención de Ingeniería Eléctrica FIE 2002, Santiago de Cuba, 2002.
7. **DE ARMAS, M.A.** Curso breve en calidad de la energía eléctrica. Instituto de Ingeniería de Mexicali, México, 2004.
8. **ENERGY USER NEWS FUNDAMENTALS OF ENERGY SERIES.** Business News Publishing Co., USA, 2000.
9. **FABRICANT V. L.** Protección De Distancia / V. L. Fabricant _ Moscow :[sn], 1986_ 249p.
10. **FEODOROV, A.A.; RODRÍGUEZ, E.** Suministro eléctrico de empresas industriales, Editorial "Pueblo y Educación", La Habana, 1985.
11. **IEEE STD. 141-1993**, Recommended Practices for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
12. **IEEE STD. 142 -1991.** Industrial and Commercial Power Systems.
13. **KARELL LEXANDER GARCÉS GALLARDO.** Sistema para la Gestión Energética en el Combinado Lácteo " El Vaquerito " de Moa, 2009.
14. **POWER QUALITY METER**, Instruction Manual, 2006.

15. **RESOLUCIÓN NO. 311 DEL 2001 DEL MINISTERIO DE FINANZAS Y PRECIOS.** Procedimiento de aplicación de las tarifas eléctricas, La Habana, 2002.
16. **SCHNEIDER ELECTRIC.** Guía técnica de la distribución eléctrica en baja tensión. Compensación de Energía Reactiva , 2001.
17. **TORRES BREFFE ORLYS ERNESTO.** Laboratorio virtual de Protecciones Eléctricas Universidad de Camagüey_ 1999_ 133p.
18. **VALDÉS CATELLANOS NELSON.** Análisis del sistema de distribución eléctrica de la Empresa Comandante Pedro Sotto Alba. ISMM, 1989
19. **VIEGO, P.** Temas especiales de sistemas eléctricos industriales. Texto de la Maestría en Eficiencia Energética. Editorial Universo Sur. Universidad de Cienfuegos, Cuba. 2007.
20. **VIEGO, P.** Uso final eficiente de la energía eléctrica. Material para la Especialización en Eficiencia Energética. Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia. 2006.

Anexos

Anexo A. Gráfico del consumo en kW del área docente de la sede Raúl Gómez García de la universidad de Guantánamo.

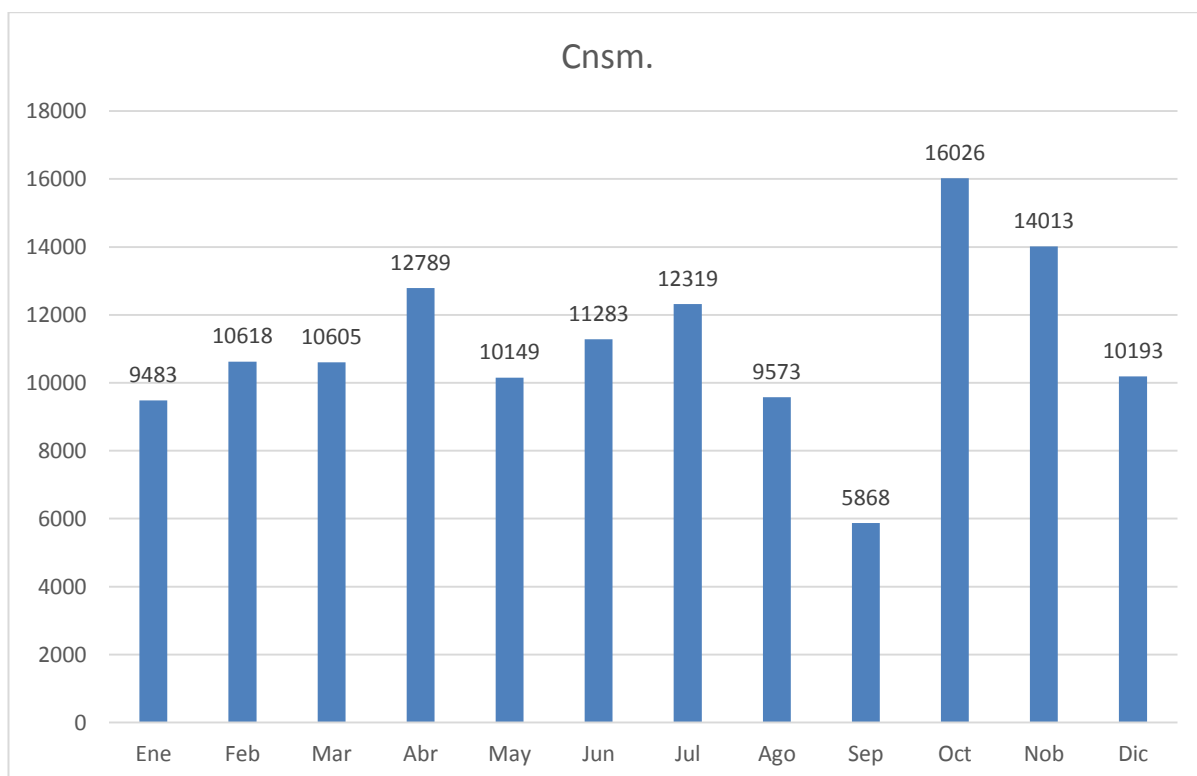


Figura A. Valores del consumo por mes durante el año 2015

Anexo B.

Figura B.1 Influencia del factor de potencia en la capacidad de un transformador

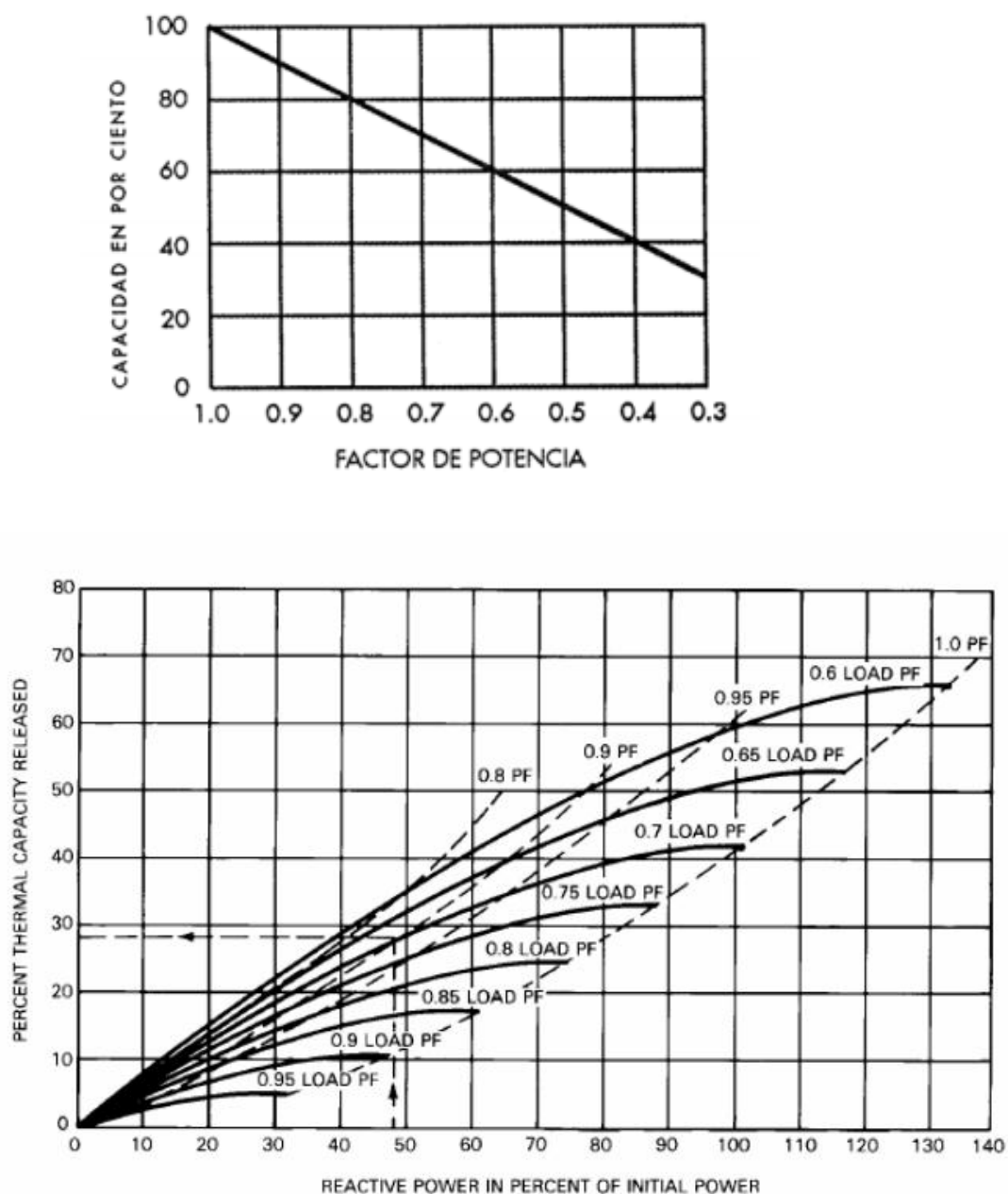


Figura B.2. Por ciento de la capacidad liberada en función del por ciento de la potencia reactiva de compensación con respecto a la carga inicial en KVA, y de acuerdo con factor de potencia original

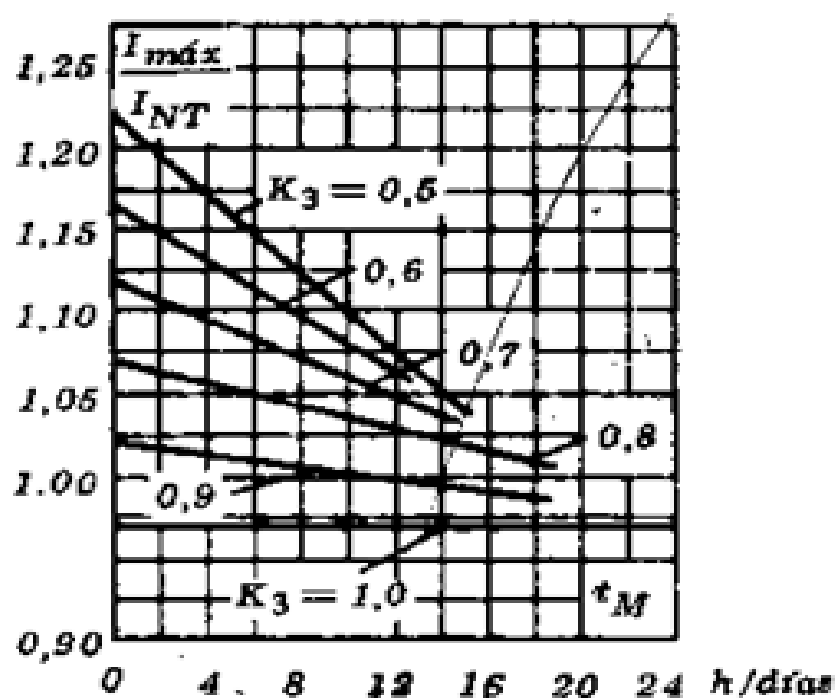


Figura B.3. Curvas de sobrecargas sistemáticas. (Transformador con enfriamiento seco)

Anexo C.

Tabla C. Para corregir el factor de potencia

F.P. INICIAL ($\cos\phi_1$)	FACTOR DE POTENCIA QUE SE DESEA ($\cos\phi_2$)										
	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90
0.65	1.169	1.027	0.966	0.919	0.877	0.840	0.806	0.774	0.743	0.714	0.685
0.66	1.138	0.996	0.935	0.888	0.847	0.810	0.775	0.743	0.712	0.683	0.654
0.67	1.108	0.966	0.905	0.857	0.816	0.779	0.745	0.713	0.682	0.652	0.624
0.68	1.078	0.936	0.875	0.828	0.787	0.750	0.715	0.683	0.652	0.623	0.594
0.69	1.049	0.907	0.846	0.798	0.757	0.720	0.686	0.654	0.623	0.593	0.565
0.70	1.020	0.878	0.817	0.770	0.729	0.692	0.657	0.625	0.594	0.565	0.536
0.71	0.992	0.849	0.789	0.741	0.700	0.663	0.629	0.597	0.566	0.536	0.508
0.72	0.964	0.821	0.761	0.713	0.672	0.635	0.601	0.569	0.538	0.508	0.480
0.73	0.936	0.794	0.733	0.686	0.645	0.608	0.573	0.541	0.510	0.481	0.452
0.74	0.909	0.766	0.706	0.658	0.617	0.580	0.546	0.514	0.483	0.453	0.425
0.75	0.882	0.739	0.679	0.631	0.590	0.553	0.519	0.487	0.456	0.426	0.398
0.76	0.855	0.713	0.652	0.605	0.563	0.526	0.492	0.460	0.429	0.400	0.371
0.77	0.829	0.686	0.626	0.578	0.537	0.500	0.466	0.433	0.403	0.373	0.344
0.78	0.802	0.660	0.599	0.552	0.511	0.474	0.439	0.407	0.376	0.347	0.318
0.79	0.776	0.634	0.573	0.525	0.484	0.447	0.413	0.381	0.350	0.320	0.292
0.80	0.750	0.608	0.547	0.499	0.458	0.421	0.387	0.355	0.324	0.294	0.266
0.81	0.724	0.581	0.521	0.473	0.432	0.395	0.361	0.329	0.298	0.268	0.240
0.82	0.698	0.556	0.495	0.447	0.406	0.369	0.335	0.303	0.272	0.242	0.214
0.83	0.672	0.530	0.469	0.421	0.380	0.343	0.309	0.277	0.246	0.216	0.188
0.84	0.646	0.503	0.443	0.395	0.354	0.317	0.283	0.251	0.220	0.190	0.162
0.85	0.620	0.477	0.417	0.369	0.328	0.291	0.257	0.225	0.194	0.164	0.135
0.86	0.593	0.451	0.390	0.343	0.302	0.265	0.230	0.198	0.167	0.138	0.109
0.87	0.567	0.424	0.364	0.316	0.275	0.238	0.204	0.172	0.141	0.111	0.082
0.88	0.540	0.397	0.337	0.289	0.248	0.211	0.177	0.145	0.114	0.084	0.055
0.89	0.512	0.370	0.309	0.262	0.221	0.184	0.149	0.117	0.086	0.057	0.028
0.90	0.484	0.342	0.281	0.234	0.193	0.156	0.121	0.089	0.058	0.029	-
0.91	0.456	0.313	0.253	0.205	0.164	0.127	0.093	0.060	0.030	-	-
0.92	0.426	0.284	0.223	0.175	0.134	0.097	0.063	0.031	-	-	-
0.93	0.395	0.253	0.192	0.145	0.104	0.067	0.032	-	-	-	-
0.94	0.363	0.220	0.160	0.112	0.071	0.034	-	-	-	-	-
0.95	0.329	0.186	0.126	0.078	0.037	-	-	-	-	-	-
0.96	0.292	0.149	0.089	0.041	-	-	-	-	-	-	-
0.97	0.251	0.108	0.048	-	-	-	-	-	-	-	-
0.98	0.203	0.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0.99	0.142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Anexo D

Tabla D.1 Dimensión mínima de la Barra de cobre para el conductor de tierra

Minimum Size of Bare Copper Grounding Conductor				
Maximum Available Short Circuit Current Amperes	Maximum Fault Duration			
	0.5 Seconds		1.0 Second	
	With Exothermic Weld, Compression or Bolted Joint	With Brazed Joint	With Exothermic Weld, Compression or Bolted Joint	With Brazed Joint
5 000	6	5	4	3
10 000	3	2	1	1/0
15 000	1	1/0	1/0	3/0
20 000	1/0	2/0	3/0	4/0
25 000	2/0	3/0	4/0	250*
30 000	3/0	4/0	4/0	300*
35 000	4/0	250*	250*	350*
40 000	4/0	300*	300*	400*
50 000	250*	350*	350*	500*
60 000	300*	400*	500*	600*
70 000	350*	500*	500*	700*
80 000	400*	600*	600*	800*
90 000	500*	600*	700*	900*
100 000	500*	700*	700*	1000*

*Wire size in kcmil, all others in AWG.

Note: Sizes calculated in accordance with IEEE Standard No. 80.

Tabla D.2 Para seleccionar el calibre del conductor de tierra en los sistemas AC

Minimum Size of Grounding Conductor for AC Systems or Common Grounding Conductor	
Ampacity of Largest Service Conductor or Equivalent for Multiple Conductors	Size of Copper Grounding Conductor AWG
100 or less	8
101 to 125	6
126 to 165	4
166 to 200	3
201 to 260	2
261 to 355	0
356 to 475	00
Over 475	000

Note: The ampacity of the largest service conductor, or equivalent if multiple conductors are used, is to be determined from the appropriate Code Table taking into consideration the number of conductors in the conduit and the type of insulation.

Anexo E.

Tabla E.1 Para seleccionar los ajustes máximos o nominales de equipos de protección de sobre corriente respecto a la corriente nominal del transformador

Transformers Rated Over 750 V Having Primary and Secondary Overcurrent Protection					
Transformer Rated Impedance	Maximum Setting or Rating of Overcurrent Device as a Percentage of Rated Current of Transformer				
	Primary Side		Secondary Side		
	Over 750 V		Over 750 V		750 V or less
	Circuit Breaker Setting Per Cent	Fuse Rating Per Cent	Circuit Breaker Setting Per Cent	Fuse Rating Per Cent	Circuit Breaker Setting or Fuse Rating Per Cent
Not more than 7.5%	600	300	300	150	250
More than 7.5% and not more than 10%	400	200	250	125	250

Anexo F.

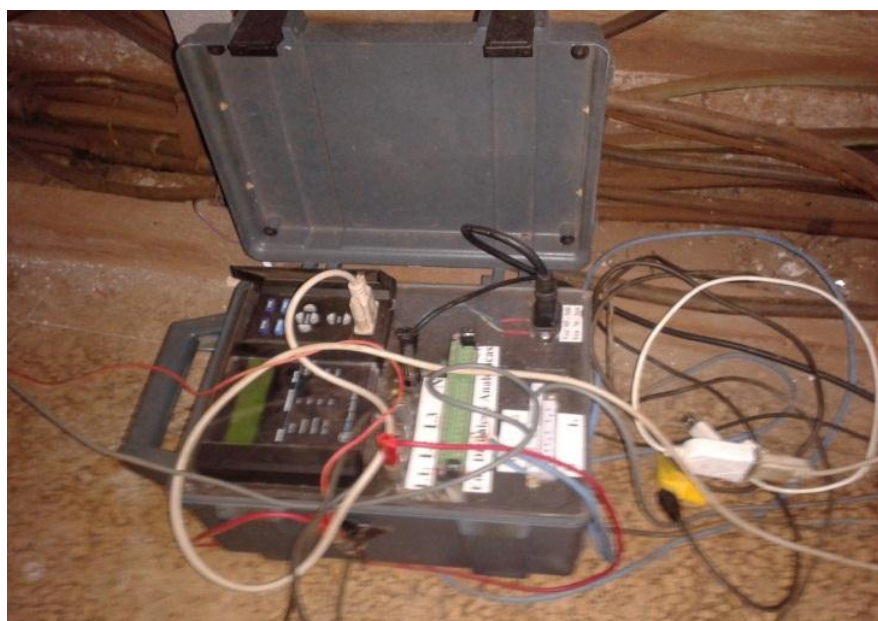


Figura F.1. Analizador de redes PQM



Figura F.2. Amperímetro de gancho digital.

Anexo G.



FIGURE 4-1: Communications using The Front RS232 Port

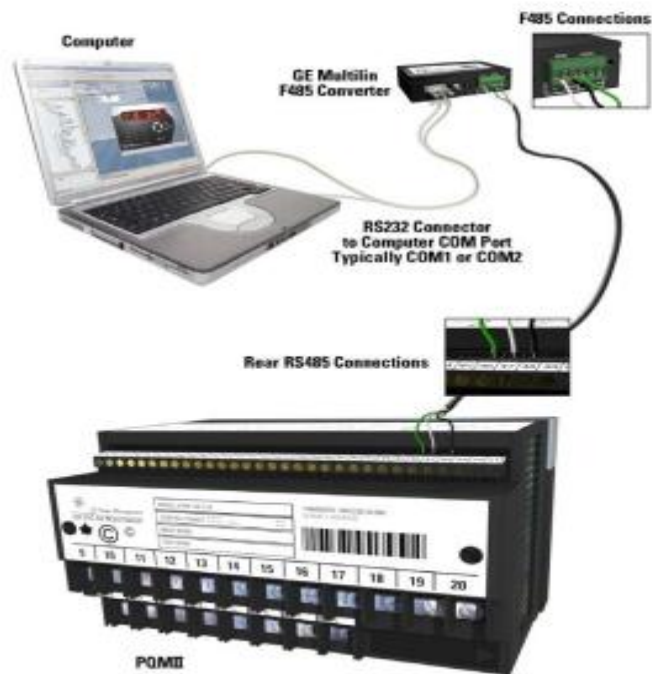


Figura G. Sistema de Monitoreo Eléctrico

Anexo H.

Tabla H. Levantamiento general

Equipo	Cantidad	Potencia(W)	Tiempo(h)	Potencia total(W)
Lámparas(32)	676	32	9	21632
Lámparas(18)	25	18	9	450
Ventiladores	161	45	8	7245
Computadora	428	550	8	235400
Impresora	66	500	1	33000
Splint	8	1220	7	9760
Aire acond	50	2300	7	115000
Refrigeradores	9	95	24	855
Router	7	150	24	1050
Swish	38	90	24	3420
Televisores	62	100	4	6200
Fogones	4	1000	3	4000
Microwei	2	1270	1	1540
Caja de agua	4	320	24	1280
Interruptores	187	--	--	
Tomacorriente	648	--	--	
Breaker	97	--	--	
Equipos de audio	16	25	3	400
Pizarra telefónica	1	240	24	240
Equipos de laboratorio(osiloscopio)		100	1 vez por semana	7000
Servidor	17	300	24	5100
Data show	2	75		150
Descodificadores	16	85	4	1360
Cliente ligero(monitores)	16	150	4	2400
Fragua	1	1500	2 veces por semana	1500
Máquina de soldar	1	2000	2 veces por semana	2000
Taladro de columna	1	5000	2 veces por semana	5000
Fresadora	1	3500	2 veces por semana	3500
Torno(grande)	4	5000	2 veces por semana	20000

Banco de motores	4	5000	2 veces por semana	20000
Cierra de cinta sinfín	2	2000	2 veces por semana	4000
Taladro de banco	4	1000	2 veces por semana	4000
Electro amoladora	3	1000	2 veces por semana	3000
Torno para madera	3	3500	2 veces por semana	10500
Cierra circular	1	3500	2 veces por semana	3500
Garlopa	3	3500	2 veces por semana	10500
Torno(chiquito)	2	1000	2 veces por semana	2000
Total	2570	46165		546982

Anexo I. Estado actual del sistema eléctrico.



