



**Universidad de Sancti Spiritus “José Martí Pérez”  
Facultad de Ingeniería  
Centro de Estudios de Energía y Procesos Industriales**

**Tesis presentada en opción al Título Académico de**

**Master en Eficiencia Energética**

**Título: “Metodología integral para la compensación de  
energía reactiva”.**

**Autor: Ing. Arturo Alberto Clemente Corujo**

**Tutor: Dr. C. Ing. Joaquín de Jesús Obregón Luna**

**Consultante: MSc. Ing. Emilio Lázaro Miguel Donato**

**Sancti Spiritus**

**2010**

## **DEDICATORIA.**

A mis padres, mis primeros y mejores maestros.

A mi esposa y a nuestra hija Laura.

## **AGRADECIMIENTOS.**

A Dios, por su guía permanente.

A mi familia, por su apoyo incondicional.

A mi tutor, el Dr. C. Joaquín de Jesús Obregón Luna por su valiosa orientación.

Al consultante, MSc. Emilio Lázaro Miguel Donato por su valioso aporte bibliográfico y por permitirme llevar a la práctica parte de este trabajo.

A los profesores, Dr. C. Leonardo Casas Fernández y Dr. C. Ignacio Pérez Abril por sus valiosas enseñanzas, sin las cuales hubiera sido imposible la realización de este trabajo.

Al Ing. Raúl Benjamín Fernández Álvarez, por guiar mis primeros pasos como ingeniero y también los iniciales de este trabajo.

A todos los profesores que han impartido esta Maestría y a los miembros del CEEPI que nos han dado oportunas recomendaciones.

Muchas gracias.

## **SÍNTESIS.**

El presente trabajo fue realizado a partir de la necesidad de compensar la energía reactiva en grandes consumidores de electricidad, penalizados por tener bajo factor de potencia. El objetivo del mismo consistió en la elaboración de una metodología integral para la compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos. Para demostrar su viabilidad, se evaluó la factibilidad técnica y económica de compensar la energía reactiva por el lado de baja tensión, en grandes consumidores de la provincia de Sancti Spiritus. Se analizaron e implementaron variantes y se cuantificaron los beneficios obtenidos, ilustrados con varios estudios de casos de aplicación práctica. Además, se analizaron los potenciales de ahorro de energía eléctrica, al integrar la compensación de energía reactiva por baja tensión y por media tensión en los circuitos de distribución primaria del Sistema Electroenergético Nacional. El trabajo aporta una concepción metodológica ingeniera para el proceso de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos, como vía para elevar la eficiencia energética. Los resultados de la aplicación parcial por parte del autor, evidenciaron lo atractiva que resultan las inversiones de este tipo de trabajo, a partir del dictamen dado por la utilización de la nueva metodología desarrollada.

## **SUMMARY.**

Present work was accomplished as from the need to compensate the reactive energy in big consumers of electricity, penalized to have low power factor. The objective of the same the elaboration went from an integral methodology for the compensation of reactive energy in electric systems. In order to demonstrate his viability, the technical and feasibility cheap to run to compensate the reactive energy for the low voltage side in big consumers, of Sancti Spiritus's province was evaluated. The variants take effect and quantify him earned profits, that they illustrate themselves with several case studies of practical application. Besides, they analyze the potentials of saving of electric power, when integrating the compensation of reactive energy for low voltage and for medium voltage in the circuits of primary distribution of the Electric energetic National System. The work contributes a methodological conception engineer for the process of compensation of reactive energy in electric systems; like road to raise the energetic efficiency. The author's results of partial application for part, the suchlike investments of work, as from the given dictate evidenced the attractive that they prove to be the utilization of the new developed methodology.

## ÍNDICE.

Introducción.	1
Capítulo 1. Eficiencia energética y compensación de la energía reactiva.	10
1.1 Electricidad y eficiencia energética.	10
1.2 Energía activa, reactiva y factor de potencia.	10
1.3 Causas y efectos del bajo factor de potencia.	13
1.4 Mejora del factor de potencia.	15
1.4.1 Mejora del factor de potencia sin el empleo de medios compensadores.	16
1.4.2 Mejora del factor de potencia con el empleo de medios compensadores.	17
1.5 Ubicación de los capacitores de potencia en los sistemas eléctricos.	19
1.6 Modos de compensación de energía reactiva en una instalación.	20
1.7 Tipos de equipos utilizados en la compensación de energía reactiva.	23
1.8 Compensación de energía reactiva en presencia de armónicos.	25
1.8.1 Cargas lineales y no lineales.	25
1.8.2 Generalidades sobre armónicos.	26
1.8.3 Efectos de los armónicos.	28
1.8.4 Factor de potencia real y factor de potencia de desplazamiento.	29
1.8.5 Compensación de energía reactiva y acciones para atenuar la distorsión armónica.	32
1.9 Compensación de energía reactiva y generación distribuida.	34
1.10 Conclusiones parciales.	36
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA INTEGRAL PARA LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.	37
2.1 Particularidades del proceso de compensación de energía reactiva en Cuba.	37
2.2 Metodología integral para la compensación de energía reactiva.	38
2.3 Compensación de energía reactiva en los consumidores por el lado de baja tensión.	42
2.4 Compensación de energía reactiva en circuitos de distribución a media tensión.	45

2.5 Conexión de los grupos electrógenos de emergencia en consumidores que tienen compensación de energía reactiva.	47
2.6 Compensación de energía reactiva y protección al medio ambiente.	47
2.7 Diseño y confección de baterías de capacitores en la provincia Sancti Spiritus.	48
2.8 Conclusiones parciales.	49
<b>CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA INTEGRAL PARA LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.</b>	<b>50</b>
3.1 Evaluación de proyectos realizados en BT y análisis de variantes propuestas para la compensación por MT.	50
3.1.1 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito Rk50.	50
3.1.2 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito Rk52.	51
3.1.3 Compensación de energía reactiva en Fábrica de Piensos por BT y análisis de variantes en el circuito Jj40.	52
3.1.4 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito Sj10.	53
3.1.5 Compensación de energía reactiva en la Fábrica de Cigarros por BT y análisis de variantes en el circuito Tk61.	54
3.1.6 Compensación de energía reactiva en el Hotel Costa Sur por BT y análisis de variantes en el circuito Tk68.	55
3.1.7 Comparación de las variantes de compensación de energía reactiva en los casos analizados.	56
3.2 Labores realizadas de conexión de los grupos electrógenos de emergencia, en consumidores que tienen compensación de energía reactiva.	62
3.3 Resultados de protección al medio ambiente obtenidos con las variantes aplicadas por BT.	65
3.4 Compensación de energía reactiva por baja tensión y la sustitución de importaciones.	66

3.4.1 Compensación de energía reactiva en el Frigorífico “Enrique Villegas” y análisis de variantes.	66
3.5 Conclusiones parciales.	68
CONCLUSIONES GENERALES.	69
RECOMENDACIONES.	70
BIBLIOGRAFÍA.	71
ANEXOS.	



## INTRODUCCIÓN.

La energía siempre ha sido un factor primordial en toda actividad humana. Tradicionalmente su consumo se ha considerado como un índice del desarrollo socioeconómico y durante mucho tiempo se han ignorado los impactos medioambientales y sociales debidos a su uso. En la actualidad el problema energético posee una importancia vital, como consecuencia de la creciente demanda mundial, el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles y los efectos sobre el medio ambiente y la sociedad humana, del actual esquema energético global. Estos combustibles se emplean en el transporte, las fábricas, la calefacción y las industrias de generación de energía eléctrica. Al refinar el petróleo crudo se obtienen gasolina, diesel y combustible para reactores, que mueven el sistema de transporte mundial. Las centrales termoeléctricas alimentadas con carbón producen el 37% de la energía eléctrica mundial, mediante el uso del petróleo y el gas natural se generan entre los dos el 25%. El 19% de la electricidad producida se debe al empleo de la energía hidroeléctrica, un 17% a la fisión nuclear y sólo un 2% a las energías solar, geotérmica y de otros tipos, como se ilustra en la Figura 1.1 [39].

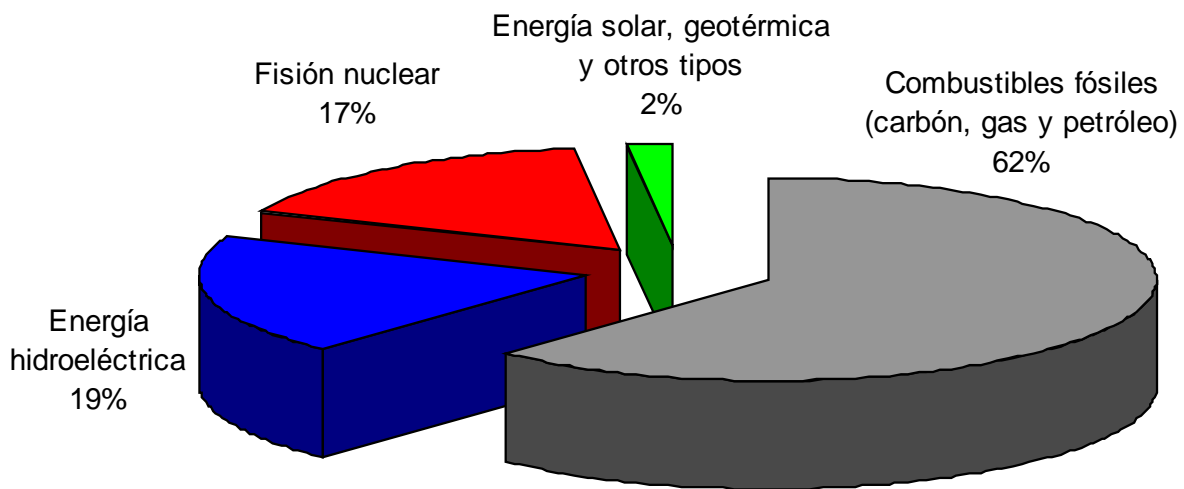


Figura 1.1- Fuentes primarias para la producción de energía eléctrica a nivel mundial.

Las emisiones a la atmósfera de los gases resultantes de la quema de los combustibles fósiles, tiene un impacto directo sobre la calidad del aire y el clima del

planeta [40]. El modo irracional en que se han empleado estos recursos no renovables, ha dañado notablemente la naturaleza, lo que sitúa a la humanidad al borde de una crisis socio ambiental de consecuencias impredecibles; unido al desequilibrio extremo en los niveles de consumo energético por países. Mientras en las naciones industrializadas, con alrededor del 25 % de la población mundial, se consume aproximadamente el 80 % de la energía; existe más de un 40 % que se encuentra impedida del uso de la electricidad y para más de 2 000 millones de personas, la leña constituye la principal fuente energética [10]. La satisfacción de las necesidades del hombre por una vía basada en los combustibles fósiles (cerca del 80% del total mundial), conjuntamente con el desarrollo industrial, el crecimiento demográfico y la concentración de la población en grandes urbes, ha alterado significativamente algunos ciclos vitales en el planeta. Los principales contaminantes expulsados a la atmósfera son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y partículas; lo que ha aumentado la circulación planetaria del carbono en un 20%, del nitrógeno en un 50% y del azufre en un 100% [11]. El rápido y considerable aumento de las concentraciones en la atmósfera, de gases de efecto invernadero tales como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC), el hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ); son los causantes del calentamiento global, cuyas consecuencias ya se manifiestan, a lo que se le añade el fenómeno de las lluvias ácidas, debidas a la combinación con el vapor de agua atmosférico del  $\text{NO}_x$  y el  $\text{SO}_x$ . Los impactos fundamentales sobre el medio ambiente, asociados al sistema energético contemporáneo se relacionan con los vertimientos líquidos, los residuales sólidos, las emisiones atmosféricas; cuyas manifestaciones sobre el suelo, la calidad del aire y los recursos hídricos son sumamente perjudiciales. La contaminación física, química y térmica de aguas superficiales y subterráneas, afecta a los ecosistemas acuáticos y al hombre. La contaminación del aire con gases tóxicos y partículas, provoca afecciones respiratorias en la población residente en las áreas afectadas y en los ecosistemas. La contaminación del suelo deteriora sus propiedades, afectando a la vegetación y además de limitar su aprovechamiento agrícola y forestal [10].

En Cuba la generación de energía eléctrica constituye la principal fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>, con un 90,95 %. Las zonas más vulnerables a las precipitaciones ácidas se localizan en la región occidental, básicamente en la provincia de Pinar del Río. El 2 % del territorio nacional presenta vulnerabilidad alta y el 27 % (básicamente desde Camagüey hasta Matanzas) presenta vulnerabilidad moderada [10].

A nivel nacional e internacional se realizan numerosas acciones enmarcadas en las políticas gubernamentales y en los trabajos de muchas Organizaciones No Gubernamentales. Básicamente consisten en legislaciones que estimulan el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, el uso de otras menos contaminantes, los impuestos sobre emisiones y la promoción de la educación ambiental. Un lugar importante le corresponde al Protocolo de Kioto, que establece el compromiso para las naciones industrializadas, de la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5,2 % para el año 2012 con respecto a sus niveles en 1990; que demanda de la cooperación internacional para lograr las reducciones previstas mediante varios mecanismos acordados.

La solución del problema energético mundial estará basada, en la adopción de nuevas estrategias en materia de energía [35], como base de un modelo de desarrollo sostenible; el que permitirá satisfacer las necesidades energéticas de la generación actual y preservar las posibilidades, para que las futuras generaciones puedan también encontrar soluciones para satisfacer las suyas. En este sentido se señalan tres direcciones principales para conformar una política energética acorde al desarrollo sostenible [11]:

1. Elevación de la eficiencia energética y promoción de una cultura de uso racional de la energía, con la eliminación de esquemas de consumo irracionales, la implementación de sistemas de gestión energética efectivos, la utilización de equipos de alta eficiencia, reducción de la intensidad energética en los procesos industriales, empleo de sistemas de cogeneración y trigeneración; en base al aprovechamiento de las fuentes secundarias de bajo potencial y el empleo en general, de la energía de acuerdo a su calidad.

2. Sustitución de fuentes de energía, por otras de menor impacto ambiental. En particular por fuentes renovables, tales como energía solar, energía eólica, energía geotérmica, hidroenergía, biomasa y energía de los océanos.
3. Empleo de tecnologías para atenuar los impactos ambientales, o tecnologías limpias; como son los sistemas depuradores de gases de combustión o las tecnologías de gasificación del carbón en ciclos combinados con turbinas de gas.

Aunque en realidad, la única alternativa verdaderamente sostenible es la sustitución de fuentes convencionales por fuentes renovables, la eficiencia energética es una alternativa esencial, tanto por su efecto directo, como por lo que la misma puede contribuir al relevo por las energías renovables.

En Cuba, desde el año 2006, se han puesto en práctica nuevas concepciones para un uso más racional y eficiente de la energía en todos los sectores de la sociedad, otorgándosele a la eficiencia energética una importancia vital para el desarrollo de la nación.

Dentro del alcance principal de los programas incluidos en la Revolución Energética en el país se encuentran, entre otros, los siguientes [11]:

- Adquisición e instalación de equipos de generación más eficientes y seguros, con grupos electrógenos convenientemente ubicados en distintos puntos del país.
- Rehabilitación total de las anticuadas e ineficientes redes de distribución, que afectaban el costo y la calidad del fluido eléctrico.
- Priorización de los recursos mínimos necesarios para una mejor disponibilidad de las plantas termoeléctricas del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y su paso a conservación.
- Programa intensivo de investigación y desarrollo del uso de la energía eólica y solar en Cuba.
- Programa de Grupos Electrónicos Diesel sincronizados al SEN (1 258 MW en 827 equipos).

- Programa de Grupos Electrógenos con motores que consumen fuel oil (928,9 MW en 373 equipos). Estos funcionarán en régimen base las 24 horas diarias, sincronizados al SEN.
- Programa de Grupos Electrógenos de Emergencia que comprende un total de 4 158 unidades para una potencia de 711,8 MW (en hospitales, policlínicos, centros de educación, centros de comunicación, estaciones meteorológicas, instalaciones turísticas, abastos de agua, frigoríficos, panaderías y otros centros vitales desde el punto de vista económico-social).
- Análisis del consumo y la demanda de todos los portadores energéticos como tarea de primera prioridad en los diferentes sectores de la economía.
- Concientización política, capacitación, medición y control de los índices energéticos por unidad de producción física, las tarifas y medidas de ahorro, entre otros factores. Diseño de medidas para vincular el cumplimiento de los índices energéticos a los sistemas de estimulación, de una importante parte de las entidades económicas del país.
- Programa intensivo de ahorro de electricidad en los sectores estatal y residencial. Cambio de lámparas incandescentes por ahorradoras (15 millones de unidades en total), sustitución de equipos ineficientes por otros nuevos y más eficientes.
- Introducción de medios de cocción eléctricos eficientes en el sector residencial, en sustitución del keroseno y el gas licuado (ollas arroceras, ollas de presión eléctricas).

La Unión Eléctrica (UNE) ha tenido tradicionalmente, como una de sus líneas de trabajo de ahorro energético, la instalación de capacitores de media tensión en los circuitos de distribución primaria para reducir las pérdidas técnicas. También se han ejecutado trabajos de compensación de energía reactiva mediante capacitores de baja tensión, instalados en grandes consumidores, los cuales se han ejecutado por el personal técnico de algunos centros y mayormente, mediante grupos de servicios técnicos especializados como los de la Empresa de Ingeniería y Proyectos de la UNE (INEL), la Empresa de Grupos Electrógenos y Sistemas Eléctricos (GEYSEL), el Grupo de Asesoría Energética de la Empresa Eléctrica Sancti Spiritus, COPEXTEL,

etc. En la mayoría de los casos, estas labores se ejecutaron sin analizar la interrelación entre ambos tipos de compensación, según el sector (empresa suministradora o el consumidor) por el que se realizaba. En la actualidad se hace aún más necesario tener en cuenta dicha interrelación, debido a la gran cantidad de baterías de grupos electrógenos diesel sincronizados al SEN, grupos de emergencia ubicados en consumidores de importancia y equipos con motores que consumen fuel oil que trabajan en régimen base, sincronizados también al SEN.

Por todo lo antes expuesto se definió el siguiente **problema científico**: ¿Cómo realizar los trabajos de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos, para contribuir con la mejora de la eficiencia energética?

Por lo que el **objetivo general** de esta investigación fue: Diseño y aplicación parcial de una metodología integral para la compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.

Para dar solución al problema y cumplir con el objetivo planteado, se desarrollaron los siguientes **objetivos específicos**:

1. Identificar y caracterizar los conceptos y procedimientos básicos de ingeniería del proceso de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
2. Diseñar una metodología integral para la compensación de la energía reactiva.
3. Aplicar parcialmente la metodología y evaluar los resultados obtenidos.

Por lo que se planteó como **Hipótesis** que: Si se aplica una metodología integral diseñada para la compensación de la energía reactiva, entonces se contribuirá a mejorar la eficiencia energética en los sistemas eléctricos.

El **objeto de estudio** es el proceso de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos, con restricción de su **campo de acción** a la compensación de energía reactiva por el lado del consumidor a baja tensión.

En el proceso de alcance de los objetivos planteados, se aplicaron los siguientes métodos de investigación:

Métodos teóricos:

- Histórico – lógico: para abordar el desarrollo de las tendencias tradicionales en la compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.

- Análisis y síntesis: para el estudio de los diferentes criterios teóricos que orientan la compensación de energía reactiva por cada nivel de tensión o sector (empresa suministradora o consumidor), que precisó la consulta de la bibliografía especializada en la materia, para sintetizar los varios enfoques y criterios actuales, con análisis de las ventajas y desventajas, y en base a ello se determinó la metodología a seguir.
- Inducción – deducción: se partió de una premisa general sobre lo efectivo que sería la elaboración y aplicación de una metodología en la compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
- Hipotético – deductivo: permitió la formulación de la hipótesis y a partir de las inferencias lógicas se llegó a las conclusiones.

#### Métodos empíricos:

- Análisis documental y normativas: se estudió y analizó la literatura especializada en torno al tema así como los documentos legales vigentes y las correspondientes normas técnicas como son: manual de aplicación de tarifas eléctricas de la UNE, normativas nacionales e internacionales entre otros; lo cual propició la interpretación, selección y adopción de posiciones del autor relativas al tema que se investigó. Además, permitió enriquecer el diagnóstico realizado debido a que se aportó valiosa información acerca de cómo se prevé la ejecución de trabajos de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
- Medición de parámetros eléctricos en grandes consumidores, mediante modernos analizadores de redes eléctricas.

#### Métodos estadísticos y matemáticos:

- Se utilizó el Método de la Estadística Descriptiva para organizar, clasificar e interpretar los indicadores cuantitativos obtenidos en la investigación empírica, que se presentan en forma de tablas y gráficos.

El trabajo tiene como **aporte teórico** una concepción metodológica para el proceso de compensación de energía reactiva en sistemas eléctricos, como vía para elevar la eficiencia energética y la calidad de la energía eléctrica, liberar capacidades en redes y en la generación. Por estas razones se tiene como una concepción integral, que

considera los aspectos relacionados con el tema y las interrelaciones existentes en los sistemas eléctricos.

Como **aporte práctico**, se dispone de una nueva metodología integral para la compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos. La misma ya ha sido parcialmente aplicada por el autor y puede serlo en su totalidad cuando se utilice en las Empresas Eléctricas y por los grupos de servicios técnicos para la mejora de la eficiencia energética. Contribuye además, a elevar la calidad de la energía eléctrica. Su aplicación libera capacidades en redes y la generación, también es útil para la disminución de importaciones. Esta concepción debe su nombre a que es una vía metodológica para la reducción de pérdidas de energía ocasionadas por el consumo de energía reactiva y así incrementar la eficiencia energética, es decir, se orienta a la resolución de un problema de la práctica común de los técnicos y especialistas que laboran en el diseño, mantenimiento y explotación de los sistemas eléctricos.

La investigación es **novedosa**, ya que cumple con lo requerido en cuanto al uso eficiente de la energía eléctrica en la actualidad. Se asume el proceso de compensación de la energía reactiva como un trabajo integral, atemperándolo al esquema de generación eléctrica actual existente en el país, lo cual no se había tenido en cuenta en las anteriores concepciones.

El cuerpo principal de la tesis consta de tres capítulos:

En el Capítulo 1 se abordan las consideraciones teóricas de la literatura consultada, acerca la mejora de la eficiencia energética y el proceso de la compensación de energía reactiva. Se abarcan temas de análisis, referidos a los diferentes puntos de vista en la ejecución de estos trabajos y su interrelación con el esquema actual de generación distribuida.

El Capítulo 2 se explica la relevante importancia de la obtención de datos y el imprescindible empleo de analizadores de redes eléctricas. Se detallan los pasos a seguir dentro de la metodología para la compensación de energía reactiva, con destaque del importante rol del Sistema RADIAL, creado y desarrollado en el Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.



El Capítulo 3 se muestran los resultados parciales alcanzados, su evaluación económica, los efectos sobre la protección al medio ambiente y las ventajas de la sustitución de importaciones.

Se arriban a conclusiones y se realizan recomendaciones como expresión de los resultados obtenidos en el proceso de investigación.

# **CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA: EFICIENCIA ENERGÉTICA Y COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.**

## **1.1 Electricidad y eficiencia energética.**

La electricidad es una de las formas de energía de mayor consumo, de tal forma que su costo incide sobre todos los sectores de la industria, los servicios y la propia economía personal. Se conoce también, que posee un grave inconveniente con respecto a otros tipos de energía, centrado en que no permite su almacenamiento en cantidades significativas, lo que implica que se tiene que generar y transportar en el momento preciso de su utilización, lo que obliga que se dimensionen las instalaciones en correspondencia con la máxima demanda; lo cual implica la subutilización de las mismas durante los momentos de menor demanda. Para mejorar la eficiencia energética de los sistemas eléctricos se requiere [5] [46]:

- Evitar picos innecesarios al repartir los consumos en el tiempo, para aprovechar al máximo la infraestructura eléctrica existente.
- Generar y transportar sólo la energía útil, compensándose en las cargas otros tipos de energía.

El incremento de la eficiencia energética no representa una fuente de energía en sí, pero se considera como tal ya que posibilita satisfacer más servicios energéticos, lo que es equivalente a disponer de más energía. Tiene un beneficio ambiental inmediato y directo, porque implica una reducción en el uso de recursos naturales y en la emisión de contaminantes al medio ambiente. Sin lugar a dudas, la energía ahorrada es la energía más limpia [11].

## **1.2 Energía activa, reactiva y factor de potencia.**

Se sabe que la energía activa es la que se transforma en trabajo útil o en calor y se mide en kWh. Para producirla se consumen combustibles fósiles, combustible nuclear, o se aprovechan la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, hidroenergía, biomasa y la energía de los océanos. Por otra parte existe la energía reactiva que no es capaz de realizar trabajo; no obstante está asociada a los campos magnéticos internos de todos los equipos que para su operación, cuentan con enrollados sobre núcleos magnéticos y se alimentan con corriente alterna (CA), su consumo se mide en kVarh. Entre los principales consumidores de esta se

encuentran los motores de inducción, los transformadores, las luminarias con lámparas fluorescentes y de alta intensidad de descarga, los equipos de soldadura por arco, entre otros. La conexión de cargas de naturaleza inductiva (que consumen energía reactiva) o capacitiva (que generan energía reactiva) en una instalación eléctrica, provoca el desfase entre la onda de intensidad y la tensión como se muestra en la Figura 1.2. En el caso de las cargas resistivas puras la corriente y la tensión están en fase. Para las cargas inductivas puras la corriente se desfasa  $90^\circ$  en atraso con respecto a la tensión, mientras que para las cargas capacitivas puras la corriente se desfasa  $90^\circ$  en adelante con respecto a la tensión.

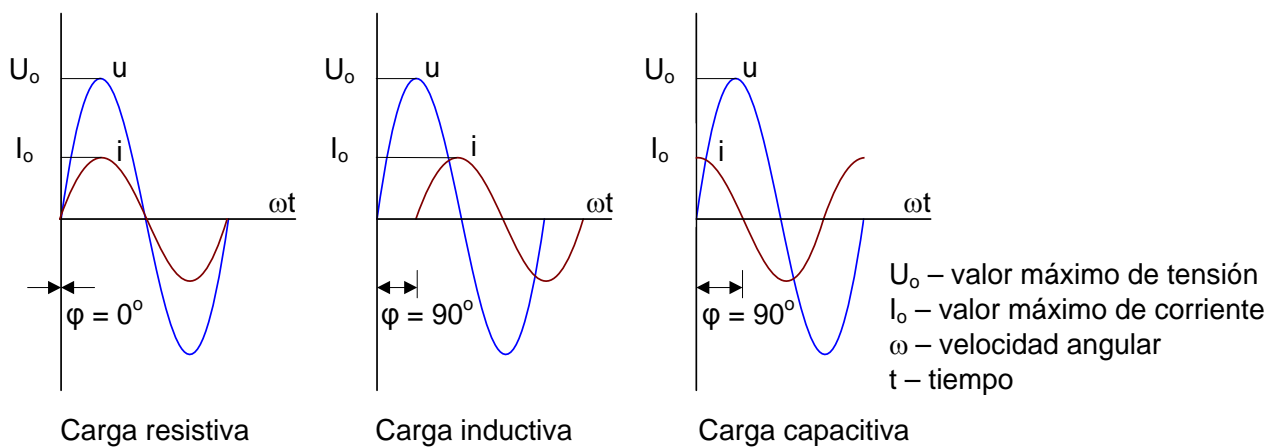


Figura 1.2- Ondas de tensión y corriente en los distintos tipos básicos de cargas.

El ángulo  $\phi$  mide el desfase e indica la relación entre la intensidad reactiva y la intensidad activa de una instalación. Esta misma relación se establece entre las potencias o energías activa y reactiva como se ilustran en la Figura 1.3.

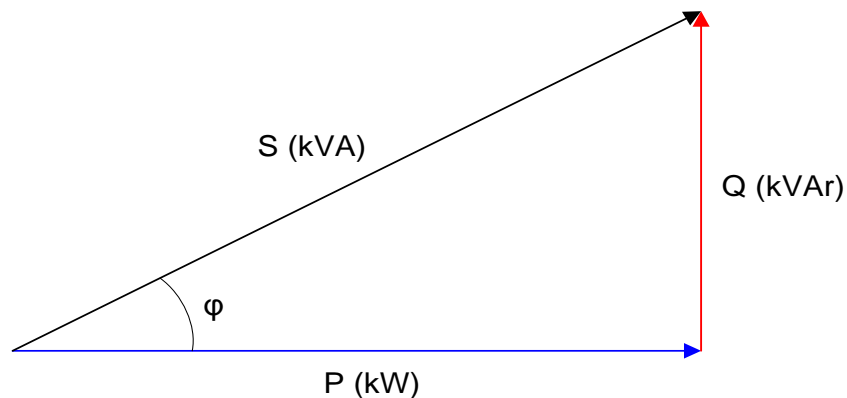


Figura 1.3- Triángulo de potencia.

El  $\cos \varphi$ , conocido también como factor de potencia (FP), indica por tanto la relación entre la potencia activa (útil) y la potencia aparente de la instalación (total demandada). Por esta razón el FP indica la "eficiencia eléctrica" de una instalación, que varía de cero a uno (toda la energía consumida se transforma en trabajo útil y calor). Por las conocidas relaciones trigonométricas derivadas del triángulo rectángulo, se establecen las expresiones para cada potencia según el tipo de circuito, mostradas en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1- Potencias por tipo de circuito [29].

Tipo de circuito	Potencia aparente S (kVA)	Potencia activa P (kW)	Potencia reactiva Q (kVAr)
Monofásico (F + N)	$S = U \cdot I$	$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$	$Q = U \cdot I \cdot \sen \varphi$
Monofásico (F + F)	$S = U \cdot I$	$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$	$Q = U \cdot I \cdot \sen \varphi$
Trifásico (3 F ó 3 F + N)	$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$	$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \sen \varphi$
Factor de potencia instantáneo = $\cos \varphi = \frac{P}{S}$			U – tensión (V)

En la práctica las cargas o receptores de los sistemas eléctricos son una mezcla de los tipos básicos anteriormente enunciados, por lo que el FP estará determinado por las combinaciones resultantes recopiladas en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2- Valores típicos del factor de potencia para las cargas más comunes [29].

Receptor	% de carga	Factor de potencia
Motor de inducción común cargado al	0	0,17
	25	0,55
	50	0,73
	75	0,8
	100	0,85
Lámpara incandescente		1
Luminaria fluorescente (no compensada)		0,5 a 0,8
Luminaria de alta intensidad de descarga (no compensada)		0,4 a 0,8
Hornos a base de resistencias eléctricas		1

Horno de arco	0,8
Horno de inducción	0,6 a 0,7
Conjunto rectificador transformador de soldadura por arco	0,7 a 0,8
Motores sincrónicos	Variable
Condensador sincrónico	Variable
Condensador de potencia	0,85 a 0,95 (en adelanto)

Debido a que la carga eléctrica varía con el transcurso del tiempo, se emplea el término de factor de potencia medio pesado ( $FP_{mp}$ ) para referirse al valor que resulta de la relación entre la energía activa  $E_a$  (kWh) y la energía aparente  $E_s$  (kVAh) suministrada a la carga durante el período analizado:

$$FP_{mp} = \frac{E_a}{E_s} \quad (1.1)$$

donde:

$$E_s = \sqrt{E_a^2 + E_r^2} \quad (1.2)$$

El  $FP_{mp}$  es el que comúnmente se considera por las empresas suministradoras de energía eléctrica, para realizar la facturación a sus clientes no residenciales. Por otra parte, el factor de potencia natural de una instalación es aquel que se refiere al factor de potencia instantáneo o al medio pesado, sin considerar el efecto de equipos para mejorarlo; mientras que cuando se tiene en cuenta el efecto de estos, se le llama factor de potencia global o simplemente factor de potencia [21] [61].

### 1.3 Causas y efectos del bajo factor de potencia.

Al circular corriente a través de un conductor, debido a su resistencia, se producen inevitables pérdidas de potencia y energía activas, fenómeno que se conoce como efecto Joule y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$\Delta P = I^2 \cdot R \text{ (W)} \quad (1.3)$$

donde:

$\Delta P$  – pérdidas de potencia activa (W)

I – corriente total (A)

R – resistencia ( $\Omega$ )

Para el caso de las líneas de transmisión y distribución, circuitos de distribución eléctrica interior de plantas industriales o instalaciones del sector terciario con servicio eléctrico trifásico, resulta más práctico expresar las pérdidas de potencia por:

$$\Delta P = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R}{1000} \text{ (kW)} \quad (1.4)$$

El valor de las pérdidas de energía activa se obtiene, al multiplicar las pérdidas de potencia por el tiempo de duración de estas:

$$\Delta E = \Delta P \cdot t \text{ (kWh)} \quad (1.5)$$

Los principales generadores de energía reactiva son las máquinas sincrónicas sobrecitadas (generadores, motores y condensadores sincrónicos). Otros generadores de esta son los condensadores o capacitores de potencia, que están formados por dos láminas metálicas muy finas separadas por un dieléctrico. Es conocido que para producir energía reactiva no se utiliza energía primaria; pero su transferencia hacia las cargas que la consumen, por las líneas y transformadores del SEN y circuitos de distribución interiores, provoca pérdidas de energía activa debido al efecto Joule.

Alrededor del 70 % de la electricidad generada es consumida por los motores eléctricos [22] y al nivel de las redes de distribución representan entre un 30 y un 50 % de la carga total instalada [8]. Incontables son las aplicaciones de estos en la industria, los servicios y el hogar, por lo que:

- Son el tipo de receptor predominante, que en muchas ocasiones trabajan subcargados y se le realizan reparaciones de baja calidad.
- Trabajan junto a cargas como transformadores, alumbrado fluorescente y de alta intensidad de descarga y otras que consumen energía reactiva.

Los circuitos de distribución, las instalaciones industriales y del sector terciario poseen un factor de potencia natural que es relativamente bajo. Esto implica una circulación de corriente extra (corriente reactiva) y por tanto una corriente total mayor que la estrictamente necesaria para obtener trabajo útil [5] [7] [8] [22] [61], lo que ocasiona pérdidas de potencia y energía innecesarias en los sistemas eléctricos y se determina por la expresión:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (1.6)$$

Esto provoca un mayor dimensionado y costo de los generadores, transformadores, protecciones, dispositivos de maniobra y líneas eléctricas; así como deficiente regulación de la tensión en las líneas del SEN. Su expresión matemática de cálculo es la siguiente:

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (1.7)$$

donde:

$\Delta U$  – caída de tensión

X – reactancia

También ocasiona recargos en la facturación eléctrica, para los clientes que operan con un  $FP_{mp}$  inferior a 0,9 en atraso [60].

#### **1.4 Mejora del factor de potencia.**

El mejoramiento del factor de potencia en los sistemas eléctricos se alcanza a través de la correcta combinación de diferentes medios. Para la reducción de la demanda de potencia reactiva se tienen dos grupos generales [21] [22] [61]:

- I. Sin el empleo de medios compensadores.
- II. Con el empleo de medios compensadores.

Para su aplicación cada uno tiene que ser técnica y económicamente fundamentado.

##### **1.4.1 Mejora del factor de potencia sin el empleo de medios compensadores.**

Lo primero que debe tenerse en cuenta para corregir el bajo factor de potencia es el prevenirlo, evitándose la demanda excesiva de potencia reactiva. Inicialmente se considera sin el empleo de los medios compensadores, porque para su ejecución generalmente no se requiere de grandes inversiones, lo cual comprende las siguientes acciones [21] [61]:

- 1) Ordenamiento del proceso tecnológico. La ejecución de acciones organizativas para el mejoramiento del régimen de trabajo eléctrico de la instalación, que propicia la no coincidencia innecesaria de actividades que implican algún grado de subutilización de los equipos eléctricos (generalmente evitable).
- 2) Selección correcta del tipo de motor, siempre que sea posible y de acuerdo con el proceso tecnológico deben emplearse motores asíncronos de alta velocidad y abiertos en vez de cerrados. También deben utilizarse trifásicos y no monofásicos.

- 3) Sustitución de motores asíncronos subcargados por otros de menor potencia. El factor de potencia decrece bruscamente cuando la carga es inferior al 50 % (Tabla 1.2), por lo que es importante el análisis técnico económico para la reubicación de motores.
- 4) Reducción de la tensión aplicada a los motores que sistemáticamente trabajan con poca carga. Ante la imposibilidad técnica de sustituir motores subcargados, hay que valorar la posibilidad de reducir la tensión aplicada hasta límites permisibles. Con esto se disminuye la demanda de potencia reactiva del motor, se eleva su FP, se disminuyen las pérdidas de potencia activa en el mismo y se eleva su eficiencia. En la práctica se aplican los métodos siguientes:
  - a. Reconexión de los devanados del estator de delta a estrella, recomendada para motores subcargados a menos de un 35 al 40 %, aunque hay que considerar que se disminuye tres veces el momento de arranque y el máximo.
  - b. Seccionalización de los devanados del estator cuando es imposible la reconexión. Si tiene los devanados en paralelo es relativamente simple, pero si tiene otro esquema de conexión es posible cuando se le realice una reparación capital. Hay que tener presente que se disminuye el momento de arranque y el máximo.
  - c. Disminución de la tensión aplicada en los circuitos de fuerza, a través del cambio de las derivaciones del enrollado (*taps*) de los transformadores reductores. Debe asegurarse que otros receptores que se alimentan del mismo circuito no se afecten.
  - d. Aprovechamiento del uso de arrancadores suaves y variadores de velocidad. En las situaciones en que sea técnica y económicamente ventajoso su empleo, se obtienen (además de sus otras ventajas) mejoras del FP y reducciones del consumo de energía.
- 5) Limitación de trabajo de los motores en vacío. En no pocas aplicaciones llega a ser del 50 al 60 % del tiempo total del ciclo de trabajo, por lo que resulta conveniente desconectarlos de la alimentación, para disminuir el consumo de energía activa y especialmente de energía reactiva.



- 6) Sustitución de motores asíncronos por síncronos. Es posible en aquellos casos que el proceso tecnológico lo permita, cuando se requieren motores nuevos y de tamaño considerable con respecto a la instalación, bajas velocidades de carácter constante y cargas poco variables. Precisa un análisis económico para su justificación.
- 7) Elevación de la calidad de la reparación de motores. Una reparación deficiente puede provocar, entre otros, una disminución del FP debido al incremento de la corriente en vacío, desbalances y además un incremento de las pérdidas.
- 8) Sustitución de transformadores subcargados. Además de su reagrupación y desconexión de algunos en los períodos de menor demanda, con lo que se disminuye el consumo de energía reactiva y se disminuyen las pérdidas de energía activa.

#### 1.4.2 Mejora del factor de potencia con el empleo de medios compensadores.

Con frecuencia no es suficiente la aplicación de medidas, para la mejora del FP sin el uso de medios compensadores. Estos equipos de naturaleza capacitiva toman una corriente en adelanto con respecto a la onda de tensión, que se opone a la corriente inductiva de las cargas [3] [5] [6] [7] [8] [13] [16] [18] [21] [22] [29] [31] [45] [46] [55] [56] [61], lo que reduce el requerimiento de potencia reactiva total  $Q'$ , el ángulo  $\phi'$  y la demanda de potencia aparente  $S'$ , según la Figura 1.4.

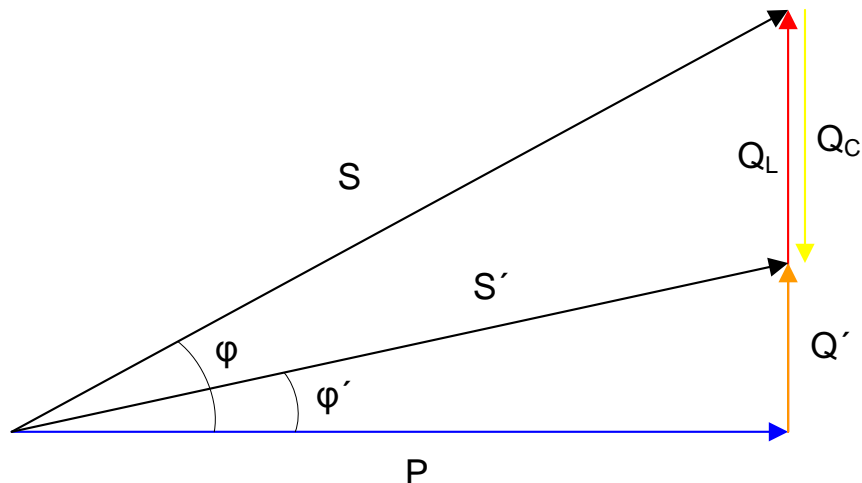


Figura 1.4- Esquema de principio de la compensación,  $Q_C = P \cdot (\tan \phi - \tan \phi')$ .

Donde  $Q_C$  es la potencia reactiva capacitiva necesaria para obtener el  $\cos \phi'$ .

Medios empleados para la mejora del factor de potencia:

- Motores sincrónicos: pueden proporcionar trabajo mecánico y energía reactiva al trabajar sobrecitados, aunque se consideran como una ayuda para mejorar el FP, en muchas ocasiones no son el medio más provechoso, por su alto costo.
- Condensadores sincrónicos: son motores sincrónicos diseñados exclusivamente para mejorar el factor de potencia. Poseen generalmente gran tamaño y su empleo implica una inversión inicial elevada y un mantenimiento costoso, por lo que son raramente utilizados.
- Capacitores de potencia: debido a su bajo costo, fácil instalación, insignificantes pérdidas en el dieléctrico y mantenimiento casi nulo hacen de ellos la fuente más práctica y económica de compensación de energía reactiva, sus características se muestran en Anexo I. Se pueden instalar tanto por baja tensión (BT) como por media tensión (MT) en los consumidores industriales y del sector terciario (puntos 3, 4, 5, 6 y 7), en los circuitos de distribución primaria (MT) y líneas de transmisión (AT) (puntos 1 y 2). La Figura 1.5 ilustra estas ubicaciones.

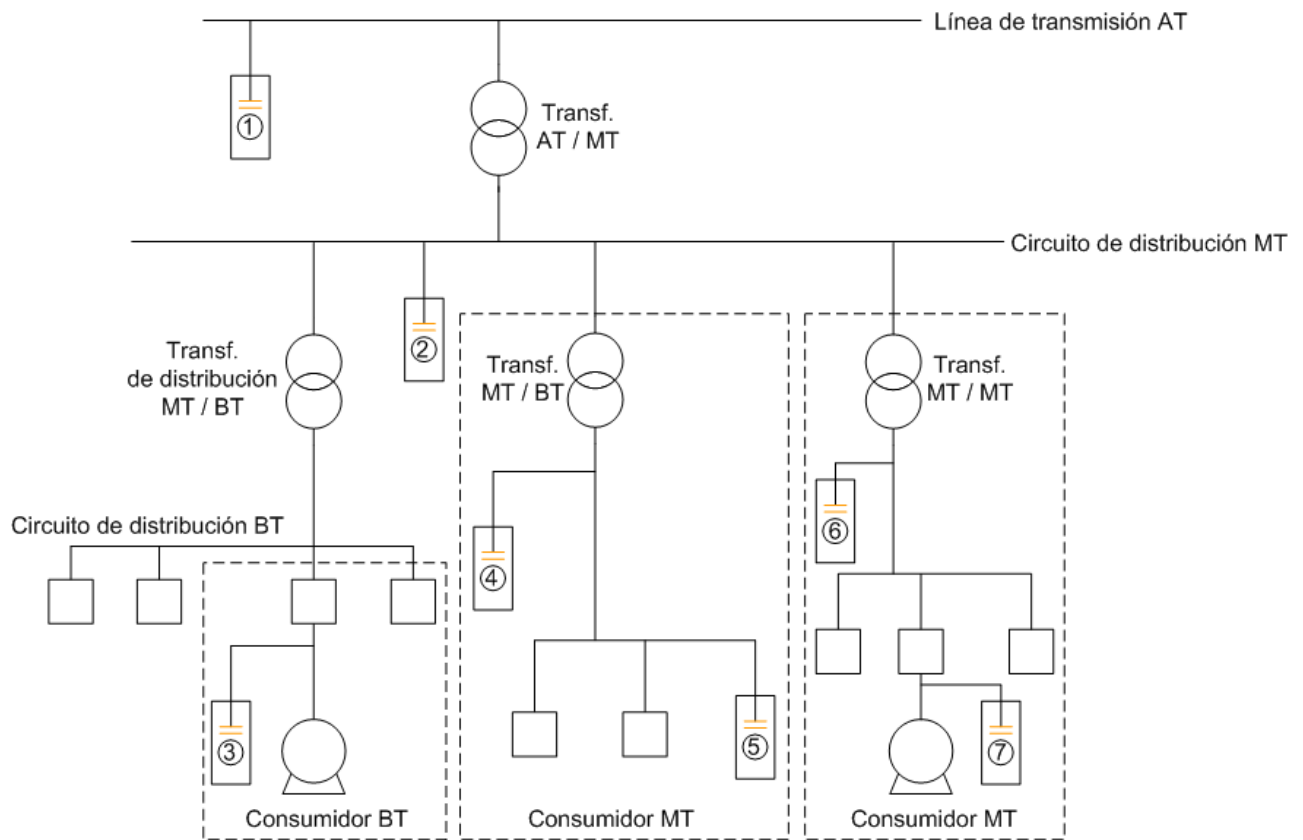


Figura 1.5- Ubicación de los capacitores para la compensación de energía reactiva.

- Compensadores estáticos instantáneos: en el caso que sea necesaria una compensación variable y continua (industrias con rápidas y significativas fluctuaciones de carga y regulación de tensión en algunas redes de AT), se realizan instalaciones que emplean simultáneamente capacitores, inductancias variables y electrónica de potencia. El conjunto se compone generalmente de una batería de capacitores fija, un conjunto de filtros para absorber los armónicos de la red y los propios de la instalación (electrónica de potencia), una inductancia variable conectada por tiristores que absorbe la energía reactiva excedente generada. Los capacitores pueden estar conmutados por tiristores [5] [28] [31].

Los capacitores de potencia tienen como ventajas más significativas las siguientes [21] [61]:

- Pequeñas pérdidas de potencia activa.
- Simplicidad para su montaje y explotación.
- Bajo costo.
- Mantenimiento minimizado.
- Bajo tiempo de respuesta de control.

Las características de los productos de firmas de reconocido prestigio a nivel mundial y que se comercializan en Cuba, se muestran en el Anexo II. El autor valora que los aspectos tratados en este epígrafe deben ser considerados en este trabajo, como ingeniería conceptual.

### **1.5 Ubicación de los capacitores de potencia en los sistemas eléctricos.**

La forma más práctica y económica de compensar la energía reactiva es mediante el empleo de los capacitores de potencia [6] [51] [61]. Se pueden ubicar en cualquier punto de los sistemas eléctricos y mientras más próximos se conecten a la carga a compensar, mayores serán los beneficios. La compensación técnicamente ideal es conectarlos junto a cada carga inductiva, de modo que se produce la energía reactiva en el mismo punto de consumo y en la cantidad acorde a la demanda. Pero esta solución es económicamente desfavorable y en muchas ocasiones conduce a perjudiciales sobrecompensaciones [31]. La ubicación de los capacitores en los sistemas eléctricos se determina según la bibliografía consultada [8] [31] [61] por:

- El modo de distribución de la energía eléctrica.

- El objetivo propuesto (supresión de penalizaciones por bajo FP, reducción de carga y pérdidas en líneas y transformadores, estabilización del nivel de tensión, etcétera).
- El régimen de carga.
- La influencia con aplicación de capacitores sobre las características de la red.
- El costo de la instalación.

A nivel internacional no existe un consenso acerca de la ubicación de capacitores de potencia, para la compensación de energía reactiva, ya que depende de la política energética de los países y las empresas distribuidoras de energía eléctrica. En los Estados Unidos la compensación se realiza esencialmente en MT por razones de tipo tarifario; en Alemania se realiza preferentemente en BT ya que parece lógico compensar exactamente en el punto de consumo de la energía reactiva; en Francia la compañía distribuidora de ámbito nacional, instala baterías fijas en las redes de 63 kV y 90 kV (no fraccionadas) y en centros de producción en AT/MT, sobre las redes de 10, 15 y 20 kV se instalan baterías en escalones (fraccionadas). La potencia de estas últimas baterías puede alcanzar 4,8 MVAR en redes de 20 kV. Los abonados en MT o BT deben compensar sus instalaciones para obtener el  $\cos \phi$  en el punto de suministro, igual o superior a 0,928. En España se considera que la compensación en MT resulta económicamente aplicable cuando la potencia instalada es  $\geq 800$  kVAR, por debajo de esta potencia la compensación se realiza en BT, si es posible [31]. En Cuba lo más común es la ubicación de bancos de capacitores fijos en los circuitos de distribución primaria en MT y la compensación mediante unidades fijas y baterías de capacitores con o sin regulación en los consumidores a BT. El autor valora que lo expuesto en este epígrafe, debe considerarlo en su investigación.

### **1.6 Modos de compensación de energía reactiva en una instalación.**

La compensación en una instalación puede realizarse de distintas formas de acuerdo a las fuentes consultadas [5] [6] [7] [13] [18] [22] [29] [45] [46] [56] [61]. Estas son:

- Compensación global.

La batería de capacitores está conectada en la cabecera de la instalación y asegura la compensación del conjunto de todas las cargas, como se muestra en la Figura 1.6. Está permanentemente en servicio durante el trabajo normal de la entidad.

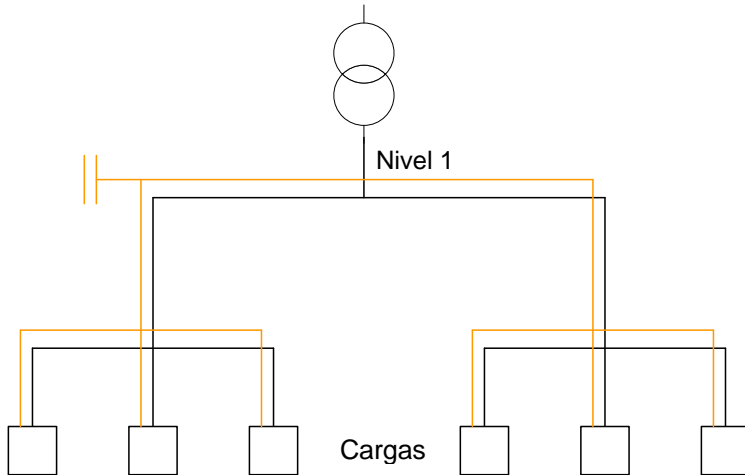


Figura 1.6- Compensación global.

Ventajas:

- Elimina las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva.
- Disminuye la potencia aparente demandada, aproximándola a la necesidad real de potencia activa de la instalación.
- Descarga el centro de transformación.

Observaciones:

- La corriente reactiva está presente en la instalación desde el nivel 1 (Figura 1.6) hasta las cargas.
- Las pérdidas por efecto Joule en los conductores situados aguas abajo y su dimensionamiento, no son disminuidos.
  - Compensación parcial o por grupo.

La batería de capacitores está conectada al cuadro de distribución y suministra energía reactiva a cada taller o grupo de receptores. Se descarga así gran parte de la instalación, en particular los conductores de alimentación de cada grupo de cargas. El esquema general se muestra en la Figura 1.7.

Ventajas:

- Elimina las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva,
- Descarga el centro de transformación,
- Optimiza parte de la red ya que la corriente reactiva no circula entre los niveles 1 y 2.

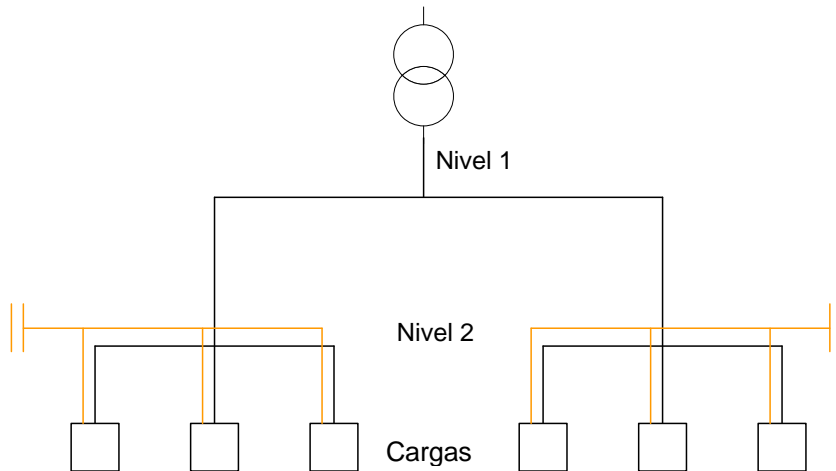


Figura 1.7- Compensación parcial o por grupos.

Observaciones:

- La corriente reactiva está presente en la instalación desde el nivel 2 hasta las cargas.
- Las pérdidas por efecto Joule en los conductores quedan reducidas de este modo.
- Existe un riesgo de sobrecompensación como consecuencia de variaciones de carga importantes, lo que se elimina por la compensación con regulación automática.
  - Compensación individual.

Los capacitores están conectados directamente a los bornes de cada receptor de tipo inductivo, en particular motores. La Figura 1.8 ilustra el diagrama general.

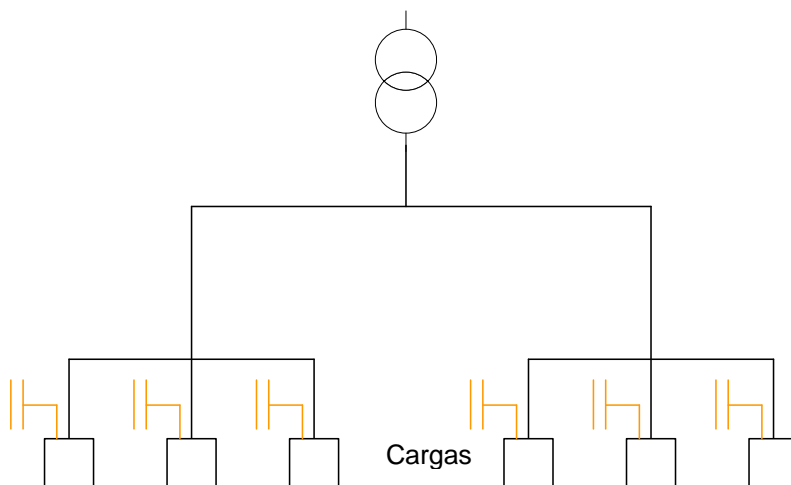


Figura 1.8- Compensación individual.

Esta compensación individual debe contemplarse cuando la potencia del receptor es significativa con relación a la potencia total. La potencia en kVAr de los capacitores representa aproximadamente el 25% de la potencia en kW de la carga a la que se conecta. Cuando es aplicable, esta compensación produce energía reactiva en el lugar mismo donde es consumida y en una cantidad que se ajusta a las necesidades. Puede preverse un complemento en la cabecera de la instalación.

Ventajas:

- Elimina las penalizaciones por consumo excesivo de energía reactiva.
- Descarga el centro de transformación.
- Reduce el dimensionamiento de los conductores y las pérdidas por efecto Joule.

Observaciones:

- La corriente reactiva ya no está presente en los conductores de la instalación.

Muchas veces se hace necesario combinar estos esquemas de compensación, lo que se conoce como compensación mixta.

### **1.7 Tipos de equipos utilizados en la compensación de energía reactiva.**

La compensación de energía reactiva se reporta en la literatura especializada que se realiza con dos tipos de equipos [3] [5] [7] [13] [18] [19] [21] [22] [29] [45] [46] [56] [61]:

- 1) Los capacitores de valores fijos o condensadores fijos, tienen una potencia unitaria constante y su conexión puede ser:
  - Manual: mando por disyuntor o interruptor.
  - Semiautomática: mando por contactor magnético.
  - Directa: conectados a los bornes de receptores de tipo inductivo (motores y transformadores).
- 2) Los equipos de regulación automática o baterías automáticas, que permiten ajustar permanentemente la compensación a las necesidades de la instalación. Ver características de reguladores en el Anexo III.

Este tipo de equipo mostrado en la Figura 1.9, permite la adaptación automática de la potencia reactiva suministrada por las baterías de capacitores, en función de un  $\cos \phi$  deseado y mantenido permanentemente. Se utiliza en los casos donde la

potencia reactiva demandada o la potencia activa varían en proporciones importantes, es decir esencialmente:

- En las barras de los cuadros generales de distribución.
- Para las salidas importantes.

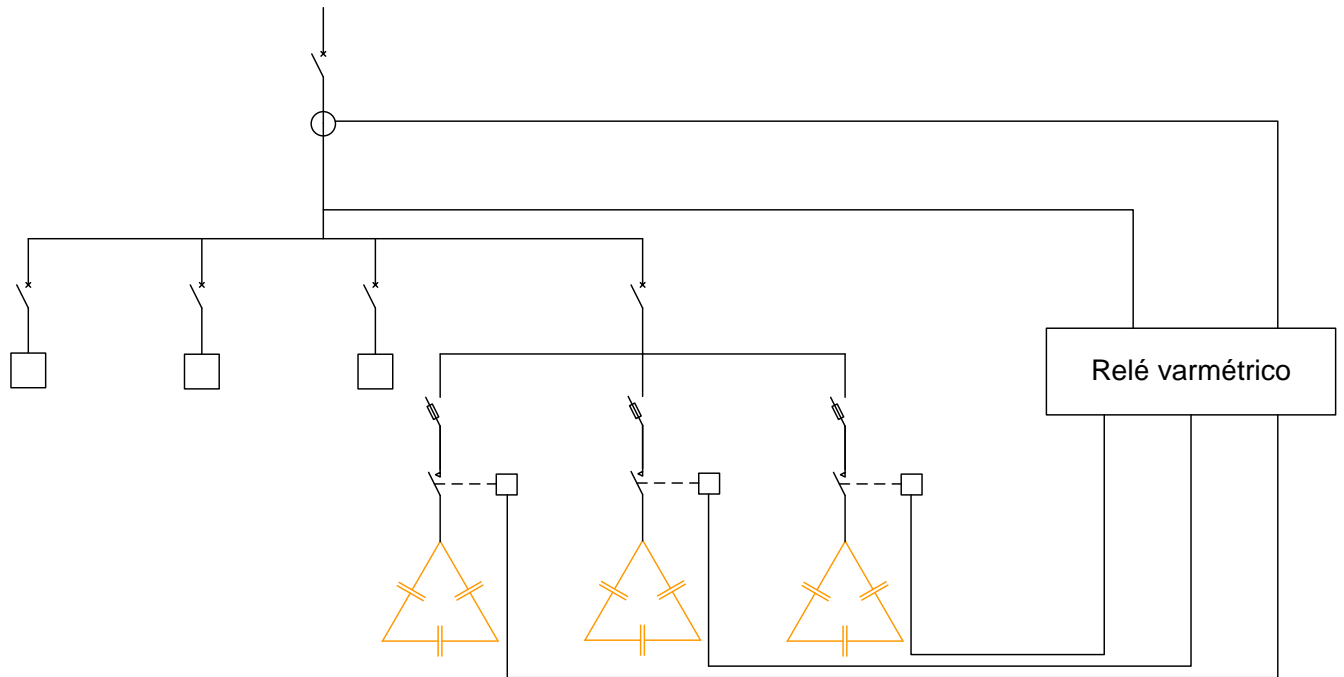


Figura 1.9- Compensación con regulación automática.

En la compensación automática instalada en la cabecera del cuadro de distribución o de un sector importante, las baterías de capacitores están formadas por distintos escalones de potencia reactiva. El valor del  $\cos \varphi$  es detectado por un relé (tiene como entradas los valores de tensión y corriente) que controla automáticamente la conexión y desconexión de los escalones, a través de contactores magnéticos, en función de la carga y del FP objetivo que se desea tener en la instalación [34] [50] [53]. El transformador de intensidad se ubica aguas arriba de los receptores y de las baterías de capacitores. Este tipo de equipo permite la inmediata adaptación de la compensación, a las variaciones de la carga y de este modo evita devolver energía reactiva a la red y sobretensiones peligrosas durante los funcionamientos a baja carga de la instalación.



En la práctica el modo de compensación y el tipo de equipo a utilizar está condicionado por el análisis de los factores técnicos y económicos.

## **1.8 Compensación de energía reactiva en presencia de armónicos.**

### **1.8.1 Cargas lineales y no lineales.**

En la actualidad pueden estar presentes en los sistemas eléctricos, cargas lineales y cargas no lineales. Las lineales son aquellas en las que se obtiene como respuesta a una señal de tensión sinusoidal una corriente también sinusoidal; por ejemplo:

- resistencias,
- motores,
- transformadores,
- capacitores.

Las cargas no lineales son aquellas en las que la corriente absorbida no tiene la misma forma de onda que la tensión que la alimenta. Por ejemplo:

- alimentaciones conmutadas,
- motores en el momento del arranque,
- variadores de velocidad,
- arrancadores progresivos,
- rectificadores,
- hornos de arco eléctrico,
- equipos de soldadura por arco eléctrico,
- luminarias fluorescentes,
- luminarias de alta intensidad de descarga,
- transformadores con el núcleo en saturación,
- equipos electrodomésticos (televisores, hornos de microondas, etc.)
- sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI).
- generadores sincrónicos de polos salientes,
- compensadores estáticos de energía reactiva,
- microcomputadoras, impresoras, fotocopadoras, etc.

Estos tipos de cargas son las que pueden contaminar los sistemas eléctricos y las instalaciones, debido a la generación de armónicos.

### 1.8.2 Generalidades sobre armónicos.

Las perturbaciones más importantes que afectan a la forma de onda son los armónicos [5], que son ondas de tensión e intensidad cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la red (50 ó 60 Hz). Generalmente se presentan varias ondas de diferentes órdenes a la vez, teniéndose un espectro armónico y dando como resultado una onda distorsionada, la Figura 1.10 muestra un ejemplo.

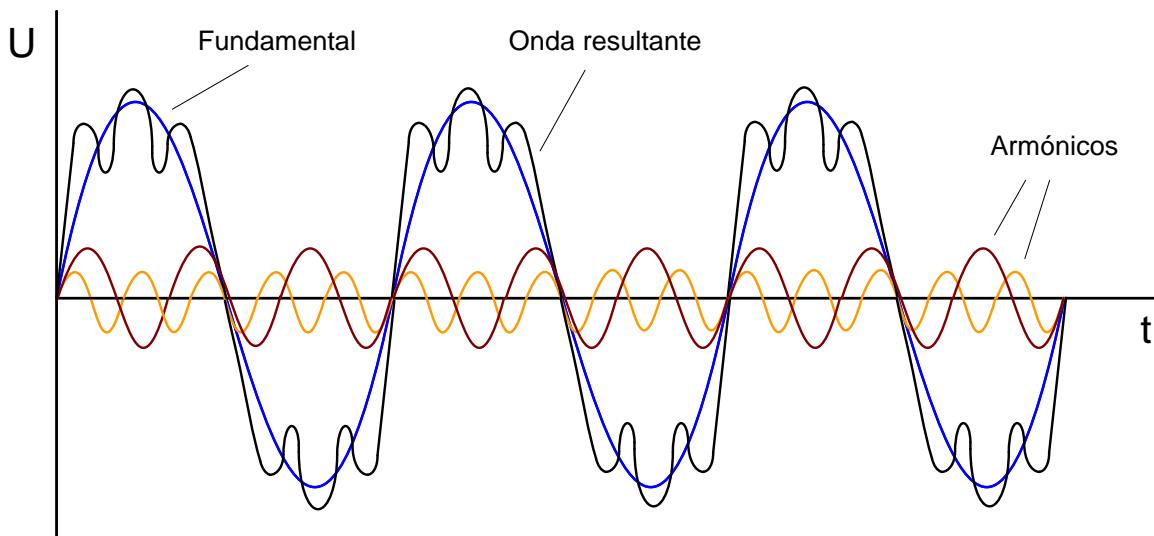


Figura 1.10- Composición de varias frecuencias y onda total resultante.

Los armónicos se definen habitualmente con los dos datos más importantes que los caracterizan, que son [5] [29]:

- Su amplitud, la que hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico.
- Su orden, que indica el valor de su frecuencia referido a la fundamental (50 ó 60 Hz).

El teorema de Fourier demuestra que cualquier función periódica no sinusoidal, puede ser representada como la suma de términos (series) compuesta por [13] [17] [43]:

- Un término sinusoidal a la frecuencia fundamental.

- Términos sinusoidales (armónicos) cuyas frecuencias son múltiplos de la fundamental.
- En algunos casos una componente de corriente directa (CD).

Las ondas de tensión y corriente se expresan como:

$$u(t) = U_0 + \sum_{n=1}^{\infty} U_n \sqrt{2} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega t - \alpha_n) \quad (1.8)$$

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sqrt{2} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega t - \beta_n) \quad (1.9)$$

donde:

$U_0$  – valor del componente de tensión de CD, generalmente igual a cero.

$U_n$  – valor RMS del componente de tensión del armónico n.

$\alpha_n$  – ángulo correspondiente al armónico n.

$I_0$  – valor del componente de corriente de CD, generalmente igual a cero.

$I_n$  – valor RMS del componente de corriente del armónico n.

$\beta_n$  – ángulo correspondiente al armónico n.

$\omega$  – frecuencia angular de la frecuencia fundamental.

Los indicadores que revelan la presencia de armónicos, en los sistemas eléctricos son la tasa de distorsión armónica global en tensión o  $\text{THD}_U$ , la tasa de distorsión armónica global en corriente o  $\text{THD}_I$  y el análisis detallado del espectro de frecuencias [4] [5] [16] [17] [25] [28] [29] [43]:

- La tasa de distorsión armónica global en tensión caracteriza la deformación de la onda de tensión e indica la relación existente entre la suma de las tensiones de los armónicos y la tensión de la fundamental, se expresa en %.

$$\text{THD}_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \% \quad (1.10)$$

donde:

$U_1$  – es la componente fundamental de la onda de tensión.

n – es el orden del máximo armónico a considerar.

- La tasa de distorsión armónica global en corriente, caracteriza la deformación de la onda de corriente e indica la relación existente entre la suma de las corrientes de los armónicos y la corriente de la fundamental, se expresa en %. Este indicador se utiliza normalmente para localizar los receptores que generan corrientes armónicas.

$$\text{THD}_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \cdot 100 \% \quad (1.11)$$

donde:

$I_1$  – es la componente fundamental de la onda de corriente.

- El espectro de frecuencias es un histograma o diagrama de barras que proporciona la magnitud de cada armónico en función de su rango. Este modo de representación se denomina también análisis espectral. Su estudio determinado permite determinar cuáles son los armónicos presentes y su importancia respectiva.

En la provincia Sancti Spiritus existen consumidores donde es apreciable la presencia de armónicos. A modo de ejemplo en el Anexo IV se muestran las formas de onda de tensión, corriente y el  $\text{THD}_U$  en el Poligráfico.

### 1.8.3 Efectos de los armónicos.

Todos los efectos que producen los armónicos son perjudiciales [1] [2] [4] [5] [9] [12] [13] [20] [25] [28] [29] [30] [33] [37] [42] [43] [45] [46] [47] [52] [54] [56] [59]. Sus consecuencias varían según el elemento afectado:

- Máquinas rotatorias (motores de inducción, generadores y motores sincrónicos):
  - Pérdidas y calentamientos adicionales.
  - Reducción de las posibilidades de utilización a plena carga.
  - Vibraciones y desgaste mecánico.
  - Ruido adicional.
- Transformadores:
  - Pérdidas y calentamientos adicionales.
  - Vibraciones mecánicas.

- Ruido adicional.
- Cables:
  - Aumento de pérdidas dieléctricas, especialmente en el neutro en caso de presencia de armónicos de orden 3.
  - Calentamientos adicionales debido a la mayor circulación de corriente y al efecto pelicular.
- Capacitores de potencia:
  - Pérdidas y calentamientos adicionales, debido a conducción e histéresis en el dieléctrico.
  - Cuando la tensión armónica en sus bornes es demasiado elevada puede llegar a fundirlo.
- Interruptores automáticos:
  - Disparos intempestivos.
- Fusibles:
  - Fusión prematura.
- Computadoras:
  - Perturbaciones funcionales que generan pérdidas de datos o funcionamiento defectuoso de los equipos de control.

Además facilitan la aparición de fenómenos de resonancias serie y paralelo.

#### **1.8.4 Factor de potencia real y factor de potencia de desplazamiento.**

Para los casos de régimen no sinusoidal y desequilibrado se hace presente la potencia fluctuante llamada de distorsión (D) [5] [43]:

$$D = \sqrt{U_1^2 \cdot \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \quad (1.12)$$

Entonces la potencia aparente (S) se obtiene por la siguiente expresión [5]:

$$S = \sqrt{S_1^2 + D^2} = \sqrt{U_1^2 \cdot I_1^2 + U_1^2 \cdot \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \quad (1.13)$$

donde:

$S_1$  – Potencia aparente debida a la componente fundamental.

$U_1$  – Componente fundamental de la onda de tensión.

$I_1$  – Componente fundamental de la onda de corriente.

La potencia aparente  $S_1$  se descompone en los términos clásicos de potencia activa ( $P_1$ ) y reactiva ( $Q_1$ ) debidas a la fundamental. Por tanto la potencia aparente total ( $S$ ), que hay que transportar por los sistemas eléctricos, queda dividida en tres términos [5] y [43]:

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} \quad (1.14)$$

$$S = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2 + D^2} \approx \sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2} \quad (1.15)$$

Se considera que la potencia activa ( $P$ ) proviene sólo de las componentes fundamentales, por lo que se plantea que  $P \approx P_1$ . Esto indica que los armónicos de distinto orden no producen potencia activa entre sí y por tanto si la tensión del sistema eléctrico no está distorsionada, se considera con gran aproximación que la única potencia activa es  $P_1$ .

En la práctica la tensión contiene también armónicos y los productos  $U_n \cdot I_n$  con igual  $n$  para tensión y corriente, producen potencia activa y precisamente la sumatoria de todos estos productos son las pérdidas debidas a los armónicos o también conocida como potencia activa armónica [5]. Se puede considerar esta aproximación válida, aún cuando existe la distorsión de la onda de tensión, porque la potencia activa armónica raramente excede  $0.005 P_1$  [4]. Aunque en su mayor parte son pérdidas y usualmente son pequeñas en relación a la potencia total, las pérdidas armónicas pueden ser una parte sustancial de las pérdidas totales existentes en los circuitos eléctricos [25], por lo que una carga industrial no lineal puede ser evaluada con las mediciones de  $P_1$ ,  $Q_1$  y  $D$  (también conocida por potencia aparente no fundamental  $S_N$ ) [4].

En los sistemas eléctricos no distorsionados, se realiza la representación gráfica de las potencias aparente, activa y reactiva mediante un triángulo de potencias (Figura 1.3). De igual forma, las potencias en los sistemas con distorsión armónica pueden representarse gráficamente, mediante varios triángulos rectángulos vinculados por las expresiones que las relacionan. La representación conjunta de todos ellos, da lugar a un tetraedro de potencias [5] [43], mostrado en la Figura 1.11.

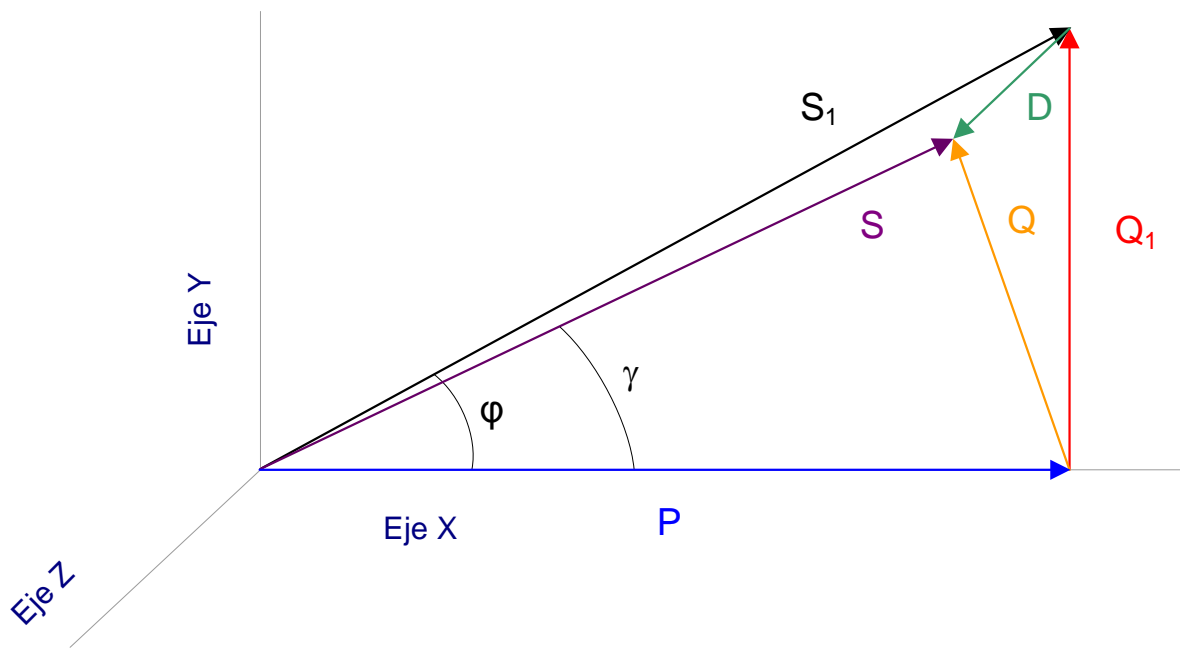


Figura 1.11- Tetraedro de potencias.

Los cuatro triángulos formados se distinguen de la manera siguiente [5]:

- El de las potencias fundamentales,  $P_1$ ,  $Q_1$  y  $S_1$ .

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} \quad (1.16)$$

- El de las potencias fluctuantes,  $Q_1$ ,  $D$  y  $Q$ .

$$Q = \sqrt{Q_1^2 + D^2} \quad (1.17)$$

- El de las potencias totales,  $S$ ,  $P$  y  $Q$ .

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1.18)$$

- El de las potencias aparentes,  $S$ ,  $S_1$  y  $D$ .

$$S = \sqrt{S_1^2 + D^2} \quad (1.19)$$

En los circuitos con presencia de armónicos se continúa con utilización de la denominación de factor de potencia (FP) a la relación entre P y S.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}} = \cos \gamma \quad (1.20)$$

Entonces al FP se le denomina factor de potencia real y ya no coincide con el coseno del ángulo  $\varphi$ .

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_1} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}} = FPd \quad (1.21)$$

El FP es siempre menor que el  $\cos \varphi$  (factor de potencia de la fundamental), también denominado como factor de potencia de desplazamiento (FPd) [4] [5] [17] [25] [28] [43], lo que significa que para transmitir una misma potencia activa (en kW), en un sistema eléctrico con armónicos, se requiere dimensionar la instalación para una potencia aparente (en kVA) mayor.

### **1.8.5 Compensación de energía reactiva y acciones para atenuar la distorsión armónica.**

Cuando se está en presencia de un sistema con distorsión armónica, no basta para mejorar el FP, el empleo de métodos y medios compensadores clásicos. Se hace necesario además reducir la contaminación armónica.

El uso simultáneo de dispositivos capacitivos e inductivos en los sistemas eléctricos puede ocasionar resonancia serie o paralelo, las que se manifiestan respectivamente por valores muy bajos o muy altos de impedancia. Las variaciones en la impedancia provocan sobrecorrientes y sobretensiones.

Los capacitores son receptores extremadamente sensibles a los componentes armónicos de la tensión suministrada, debido a que la reactancia capacitiva se reduce según va aumentando la frecuencia, por lo que un porcentaje relativamente pequeño de tensión armónica, puede provocar que circule una corriente elevada por el capacitor. Si la frecuencia de resonancia del conjunto batería de capacitores - inductancia de la red es cercana a la frecuencia de un armónico presente, se producirá una resonancia parcial, con valores amplificados de tensión y corriente en



la frecuencia del armónico en cuestión. En este caso, el aumento de la corriente provocará el sobrecalentamiento de los capacitores, con la degradación del dieléctrico, lo que puede provocar la destrucción del capacitor [13].

En estudios internacionales, se han recopilado la información resultante de la estimación de los contenidos típicos de armónicos, encontrados con mayor frecuencia en las redes eléctricas. Los niveles permisibles de armónicos que aparecen en el Anexo V serán de aplicación en Cuba hasta que no se indiquen otros valores [13]. Aparecen además en el Anexo VI valores de varias normas. Para limitar la propagación de los armónicos, existen diferentes soluciones y deben tenerse en cuenta, especialmente al diseñar una nueva instalación [13] [23] [45] [52] [56]:

- Colocar las cargas no lineales aguas arriba en el sistema. Las perturbaciones totales por armónicos aumentan, a medida que disminuye la potencia de cortocircuito.
- Agrupamiento de las cargas no lineales, cuando se diseña el esquema monolineal. Las cargas no lineales deben separarse de las restantes y ser alimentadas por juegos de barras diferentes.
- Prever fuentes separadas para limitar los armónicos. Se puede lograr una mejora adicional si se prevé una fuente adicional mediante el uso de otro transformador.
- Transformadores con conexiones especiales, que pueden eliminar ciertos órdenes de armónicos.
- Instalación de inductancias, cuando se emplean variadores de velocidad, para suavizar los picos de corriente. Al aumentar la impedancia del circuito de alimentación, la circulación de armónicos se limita. La instalación de inductancias antiarmónicas en las baterías de capacitores, aumenta la impedancia de la combinación reactor - capacitor para los armónicos de gran orden, de esta forma se evita la resonancia y se protege a los capacitores.

Cuando estas acciones son insuficientes, es necesario equipar la instalación con sistemas de filtrado:

- Filtros pasivos, consisten en un circuito LC, sintonizado a cada rango armónico que se va a filtrar. Se instalan en paralelo con la carga no lineal y absorben los armónicos, evitando así su circulación. De manera general, el filtro pasivo se

ajusta a un rango de armónicos próximo al que se desea eliminar. Se pueden utilizar varias ramificaciones de filtros conectadas en paralelo si se necesita una reducción significativa de la distorsión global. Permiten la corrección del FP.

- Filtros activos (compensador activo de armónicos), sistemas electrónicos que contienen semiconductores de potencia que se controlan, a partir de mediciones realizadas mediante transductores instalados en los puntos perturbados. Pueden ser del tipo para conectar en serie o para conectar en paralelo con la carga no lineal, que compensa la corriente o la tensión armónica, mediante la inyección de corrientes de igual amplitud y en oposición de fase con respecto a los armónicos provocadas por la carga no lineal, de forma tal que se logra su cancelación y así las corrientes de línea aguas arriba permanecen prácticamente sinusoidales.
- Filtros híbridos o combinados, es la mezcla en un único sistema de los filtros pasivos y activos. Esta solución de filtrado proporciona las ventajas de ambos tipos de filtros. Permiten además la corrección del FP.

En valoración del autor, la mejor solución tanto desde el punto de vista técnico como económico, se basa en los resultados de un estudio profundo y detallado para cada caso.

### **1.9 Compensación de energía reactiva y generación distribuida.**

Como parte del Programa de Grupos Electrónicos, se han instalado equipos en todo el país, con una capacidad instalada superior a los 3 000 MW. En la provincia Sancti Spiritus se cuenta con 76,7 MW instalados:

- 44 grupos con motores diesel (42,048 MW) sincronizados al SEN,
- Nueve grupos con motores de fuel oil (34,65 MW) trabajando en régimen base las 24 horas del día y sincronizados al SEN,
- 269 grupos de emergencia con motores diesel (23 MW) en centros vitales desde el punto de vista económico y social. Los de mayor capacidad están sincronizados al SEN.

Se ha modificado el tradicional esquema de generación centralizada, donde el peso fundamental de la producción de electricidad recaía en las grandes centrales termoeléctricas convencionales. En el actual esquema se añade también la generación de energía eléctrica, mediante instalaciones mucho más pequeñas, de

forma que se puedan conectar casi en cualquier punto del SEN, ubicadas en las proximidades de las cargas; lo que se conoce como generación distribuida [14] [15] [56].

Los grupos electrógenos se diseñan para trabajar con un  $\cos \phi$  de 0,8 en atraso [9] [58] [62]. Sus generadores sincrónicos autoexcitados, no están diseñados para energizar cargas con FP en adelanto (capacitivo). La tensión de CA generada es controlada por el sistema de regulación de corriente directa (AVR). La cantidad de excitación requerida está en función de la carga del generador. La excitación necesaria para mantener constante la tensión, se incrementa con la carga. La carga reactiva con FP en retraso requiere más excitación que una carga de FP unitario. Las cargas con FP en adelanto, necesitan menos excitación que las cargas de factor de potencia unitario [9] [24] [32] [44]. Cuando el flujo de la reacción de armadura se añade al flujo del polo del campo, aumenta la saturación y se produce una tensión superior para una cantidad dada de excitación. El AVR reduce la excitación como respuesta para controlar la tensión. En baja carga, el AVR irá a esa capacidad mínima de excitación sin embargo, la excitación aditiva por un factor de potencia en adelanto, causará que la tensión se incremente y no sea controlada por el AVR. No es raro que esta condición ocurra con capacitores para la compensación de energía reactiva o filtros sintonizados en el sistema eléctrico, los cuales permanecen conectados a los circuitos aún en condiciones de baja carga. Este mismo fenómeno puede ocurrir al energizarse circuitos de distribución, debido a la capacitancia distribuida [38]. Los factores de potencia de 0,95 o más en adelanto, pueden ocasionar que la tensión generada se des controle, llegando al límite de la curva de saturación del generador al energizarse la línea [9], aunque puede alimentarse ocasionalmente cargas con  $\cos \phi$  capacitivo, ~~á~~ ~~í~~ ~~nd~~ ~~í~~ ~~se~~ esta al 25 % de la capacidad nominal en kVA del generador [58]. Ver diagramas de las potencias activa y reactiva con los límites de funcionamiento en el Anexo VII.

La literatura especializada consultada [13] [45] [56], plantea que al iniciar el grupo electrógeno su entrega de energía eléctrica a las cargas conectadas, las baterías de capacitores deberán estar desconectadas, lo que se consigue actuando sobre el circuito de alimentación del regulador varométrico o sobre el interruptor de entrada de

la batería de capacitores. Además, se considera que si es necesaria la compensación de reactivo, aún con el grupo electrógeno en funcionamiento, no se utilice el regulador varmétrico porque tendría una incorrecta y lenta regulación [56].

Para cargas con factor de potencia inferior a 0,8 se sobrecarga más el sistema de excitación mientras más bajo sea el FP. La potencia reactiva a entregar aumenta mientras menor sea el FP, por lo que aumenta la potencia aparente demandada.

Al compensar la energía reactiva durante el funcionamiento del grupo electrógeno se disminuye la demanda de potencia aparente, se libera carga del sistema de excitación, se reducen pérdidas por efecto Joule y se tiene una mayor eficiencia en la explotación del generador sincrónico como se muestra en el Anexo VIII.

El autor considera que con una correcta selección del equipamiento para compensar la energía reactiva, se evitan los aumentos incontrolados de la tensión generada. El regulador varmétrico es de suma utilidad en estas circunstancias, ya que evita sobrecompensaciones.

#### **1.10 Conclusiones parciales.**

1. De acuerdo a la revisión bibliográfica, a nivel internacional no existe un consenso acerca de la ubicación de capacitores de potencia, para la compensación de la energía reactiva. Ello está en dependencia de la política energética de los países y las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. Ante el esquema de generación distribuida, existen puntos de vista divergentes en cuanto a la compensación de energía reactiva. El autor considera que con una correcta selección del equipamiento de compensación, se evitan los aumentos incontrolados de la tensión generada y sobrecompensaciones.

3. No se reporta en la literatura consultada, ninguna metodología que oriente el proceso de compensación de la energía reactiva en los sistemas eléctricos.

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA INTEGRAL PARA LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.**

### **2.1 Particularidades del proceso de compensación de energía reactiva en Cuba.**

A los consumidores que componen el sector no residencial, se les aplica la cláusula del FP en la facturación de servicio eléctrico [60]. El suministro de energía eléctrica a los servicios de cualquier demanda, es con un factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) del cliente de 0,9. El FP se determina mensualmente como resultado de la medición de la energía reactiva en el mismo período, donde se obtiene que:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\text{energía reactiva (kVArh)}}{\text{energía activa (kWh)}} \quad (2.1)$$

y para esta relación el  $\cos \varphi$  correspondiente. A los efectos de la bonificación, la empresa suministradora factura la cantidad que resulta de multiplicar el importe de la cuenta correspondiente (sin incluir penalizaciones) por 0,92 y dividir el producto por el FP real (obtenido en la última comprobación efectuada), cuando este sea hasta 0,96. Para la penalización se factura la cantidad que resulta de multiplicar el importe de la cuenta correspondiente (sin incluir penalizaciones) por 0,9 y dividir el producto por el FP real (obtenido en la última comprobación efectuada), cuando este sea menor de 0,9. Consideraciones:

- Se penaliza con un factor de potencia menor de 0,9.
- Entre 0,9 y 0,92, no se penaliza ni bonifica, quedando la factura sin variación.
- Se bonifica con un factor de potencia de 0,92 hasta 0,96.
- Cuando el factor de potencia sea mayor de 0,96 se bonifica hasta 0,96.

Numerosas entidades son penalizadas por bajo FP en el país, aunque muchos consumidores ya han solucionado esta dificultad. En la provincia han sido realizados numerosos trabajos de compensación de energía reactiva, por parte del personal técnico de algunos centros y mayormente mediante grupos de servicios técnicos especializados. Entre ellos el Grupo de Asesoría Energética de la Empresa Eléctrica Sancti Spiritus, COPEXTEL, COMETAL, etc., los que han instalado numerosas baterías con regulación automática.

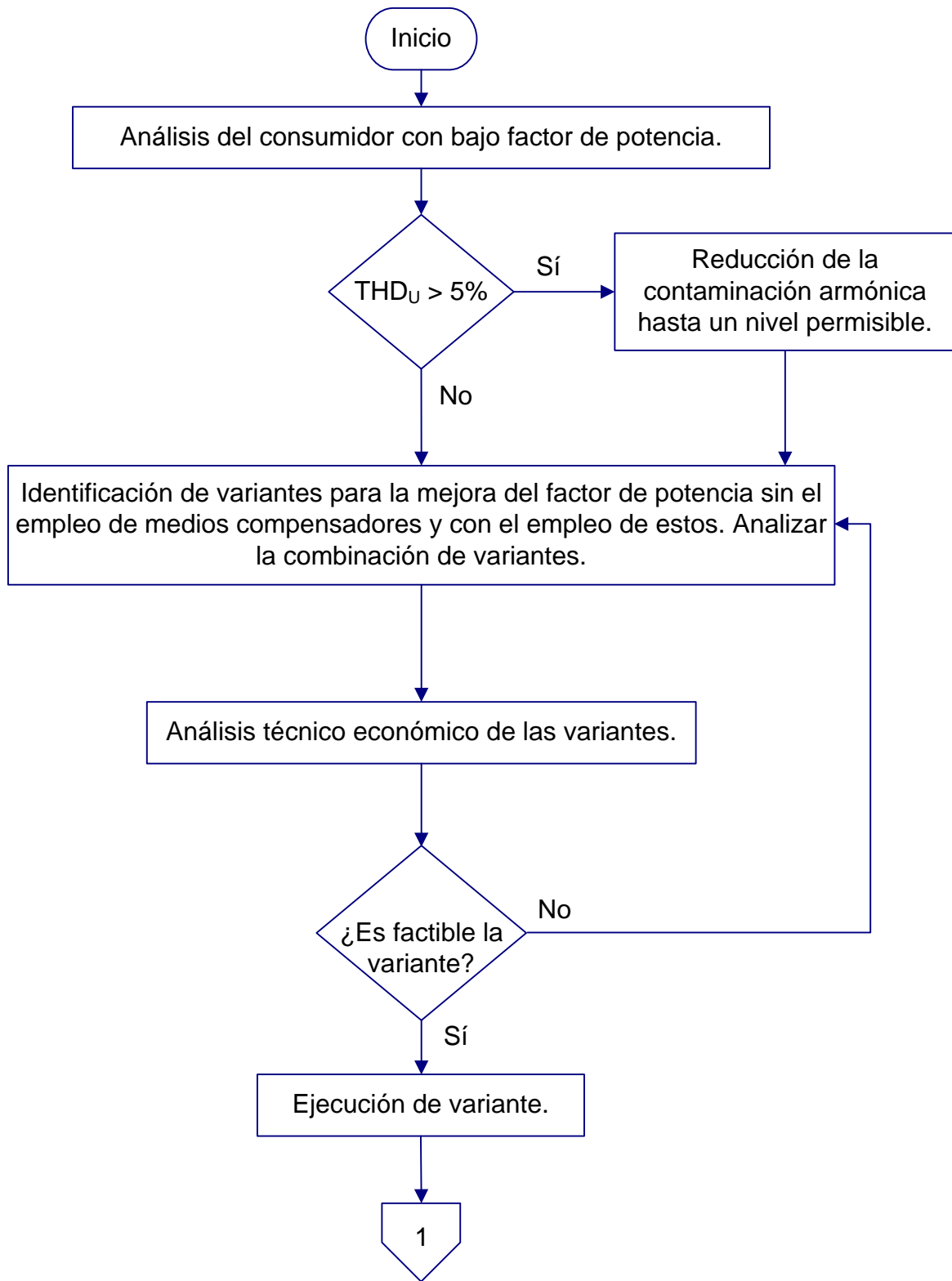
En todas las provincias existen actualmente grupos de inspección de la UNE que realizan visitas y recomiendan acciones, encaminadas a elevar la eficiencia energética de los consumidores estatales. En varias entidades existen compensaciones globales mediante unidades fijas con accionamiento manual o semiautomático, lo que ocasiona que en muchos casos durante los períodos de menor consumo, se incurra en sobrecompensaciones; pero la falta de financiamiento y/o el desconocimiento, impiden la solución correcta y definitiva. En Sancti Spiritus, como promedio en el año 2009, se penalizaron mensualmente, alrededor de 154 consumidores por bajo FP, como se muestra en el Anexo IX.

En cada provincia, los especialistas de la Empresa Eléctrica, instalan bancos de capacitores fijos en los circuitos de distribución primaria (MT). Para ello se realizan estudios para su ubicación mediante el Sistema RADIAL, al cual se le introducen datos de potencia activa y reactiva demandadas en dichos circuitos y cuando no se tienen, se emplean los valores implícitos del mismo. Esto trae consigo imprecisiones, porque no se definen los valores reales de los grandes consumidores y no se introducen estimados más exactos para los bancos de transformadores que alimentan a los circuitos de distribución secundaria.

Las instalaciones de capacitores se ejecutan sin considerar la interrelación entre ambos tipos de compensación, según el sector (empresa suministradora o el consumidor) por el que se realiza. Dado el esquema actual de generación distribuida, se hace necesario compensar la energía reactiva de forma más precisa para evitar sobrecompensaciones.

## **2.2 Metodología integral para la compensación de energía reactiva.**

Del análisis de la bibliografía especializada, la necesidad de compensación de la energía reactiva en muchos consumidores y la experiencia práctica en la realización y ejecución de estudios para la compensación de la energía reactiva; selección, instalación y explotación de grupos electrógenos de emergencia; diseño y confección de baterías de capacitores, hicieron posible al autor, diseñar una metodología para la compensación de energía reactiva en sistemas eléctricos, la que consiste en un análisis integral del proceso de compensación de la energía reactiva. En la Figura 2.1 se muestra el diagrama heurístico.



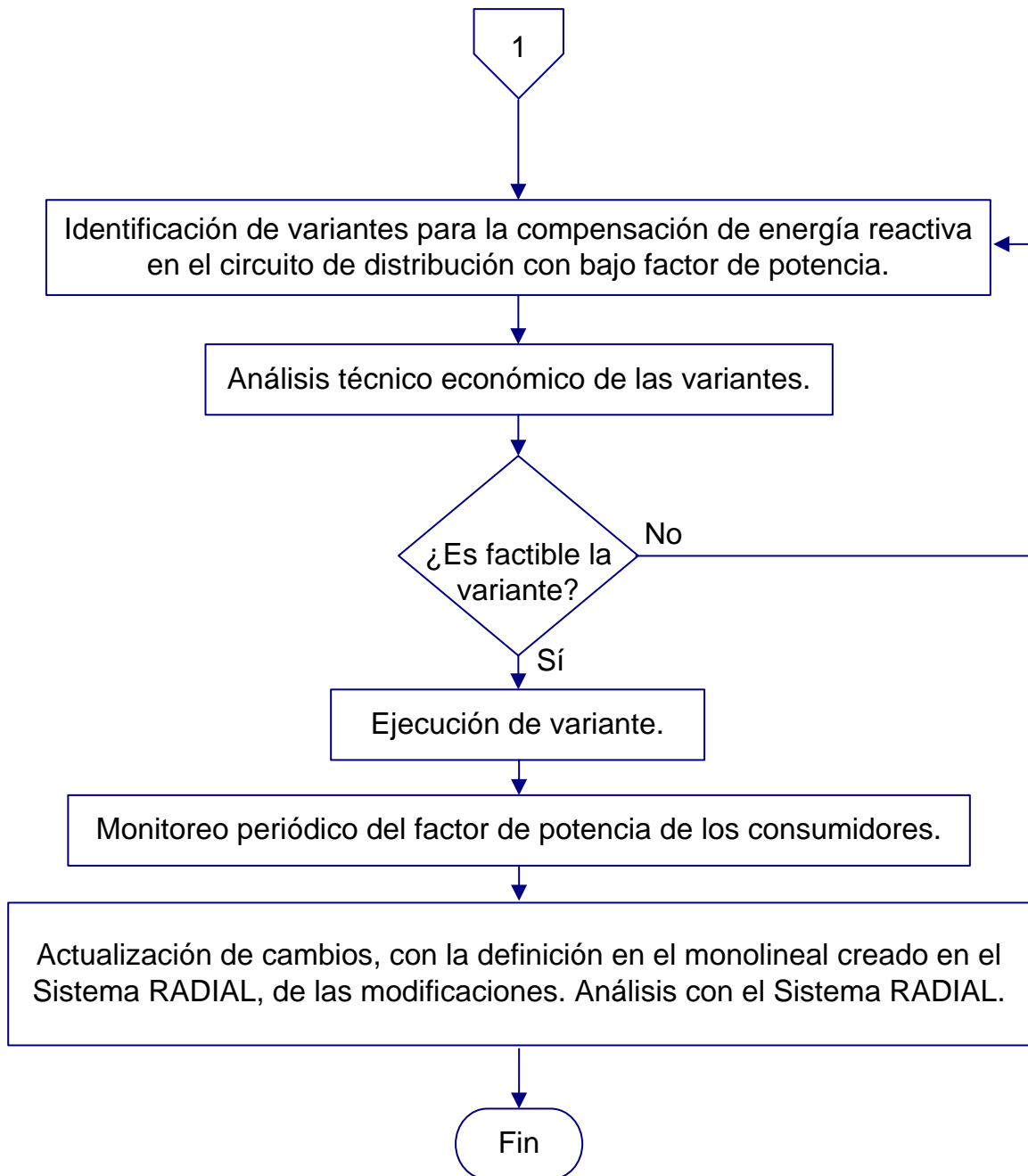


Figura 2.1- Diagrama heurístico de la metodología.

Inicia con el análisis de un consumidor con bajo FP y sus parámetros eléctricos, posteriormente se determina la distorsión armónica, en caso que esté por encima de lo recomendado se hace necesario darle solución. Se continúa con el diagnóstico de las causas del bajo FP en las instalaciones, la posible aplicación de medidas técnicas y organizativas para su mejora. Su combinación con el empleo de equipos



compensadores y la selección de la mejor variante, para compensar la energía reactiva por BT. Posteriormente se identifican variantes, para hacer más exacta la compensación de la energía reactiva en circuitos de distribución a MT. Se emplea en los análisis el Sistema RADIAL, referido anteriormente.

En cada variante se considera la inversión en la que incurre el país y los beneficios son el resultado de la mejora de la eficiencia energética. Por lo que no es una evaluación económica desde el punto de vista del consumidor o la empresa suministradora de electricidad, sino que se considera la repercusión positiva que tiene la mejora de la eficiencia energética (mediante la compensación de la energía reactiva), en la Economía Nacional, de allí la novedad y el aporte que defiende el autor basado en que subordina al interés nacional los intereses ramales, sectoriales, empresariales y locales; con lo que se contribuye a aumentar la protección al medio ambiente. Las reducciones de pérdidas de energía en los distintos elementos, se graficaron mediante el diagrama de Pareto. Para determinar la mejor variante, se consideraron los siguientes criterios de evaluación:

- Valor actual neto (VAN), en este método ingresos y egresos futuros son convertidos o descontados en el presente, lo que reconoce que estos ingresos y egresos del futuro tienen más riesgo y así no vale tanto como el dinero de hoy. El VAN se calcula conforme a la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} \quad (2.2)$$

Donde:

F<sub>j</sub> - Flujo de caja en el período j

n - Número de períodos

i - Tasa de interés

- Tasa interna de retorno (TIR) es un método derivado del VAN, con el cual la tasa de interés varía, hasta que el ingreso del precio neto o el ahorro sea igual a la inversión y el VAN se vuelve cero. Si la tasa de descuento resultante es mayor

que el costo de capital o la tasa barrera, entonces el proyecto aumentará la rentabilidad del negocio. La TIR se calcula con la siguiente expresión:

$$0 = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1 + TIR)^j} \quad (2.3)$$

en donde:

F<sub>j</sub> - Flujo en el período j

n - Número de períodos

- Período de recuperación es una medida de la rapidez con que el proyecto reembolsará la inversión del capital. Es el número de años que se tarda en recuperar los egresos incurridos, mediante los ingresos producidos por el proyecto. Por supuesto que esta forma de evaluación no considera la protección del medio ambiente y por ende el aspecto social.

### **2.3 Compensación de energía reactiva en los consumidores por el lado de baja tensión.**

En la primera etapa de trabajo de aplicación de la metodología (en el Grupo de Asesoría Energética de la Empresa Eléctrica de Sancti Spiritus y el Grupo de Servicios Técnicos de la Gerencia de Energía en COPEXTEL División Sancti Spiritus), el autor realizó la instalación de baterías de capacitores en grandes consumidores de energía eléctrica con bajo FP. La potencia reactiva total instalada ascendió a 1 712 kVAr.

Cada trabajo se inicia con la obtención de la información primaria de cada consumidor. Para ello:

- Se compilan los datos: demanda registrada, consumo de energía activa, consumo de energía reactiva, factor de potencia, pérdidas de transformación, penalizaciones, tarifa aplicada y otros; en las facturas de la Empresa Eléctrica, correspondientes al período de un año.
- Se realizan mediciones con analizadores portátiles de redes eléctricas, durante varios días característicos de trabajo en los consumidores. En esta investigación se utilizaron: VIP de la firma ELCONTROL, Interlogger de la firma NORTHWOOD,

ARL. 5 de la firma CIRCUTOR y PowerQ Plus de la firma METREL. Se obtuvieron valores de los parámetros:

- Tensión,
  - Corriente,
  - Potencia activa,
  - Potencia reactiva,
  - Potencia aparente,
  - Factor de potencia,
  - THD<sub>U</sub>,
  - THD<sub>I</sub>,
  - Armónicos presentes.
- Para descargar y procesar los datos se utiliza el software compatible a cada equipo, por ejemplo:
    - Data Trend de NORTHWOOD,
    - Power Vision v. 1,7 de CIRCUTOR,
    - PowerQ Link de METREL.
  - Se chequeó el balanceo de las fases.
  - Se obtuvo el esquema monolineal simplificado de las instalaciones.
  - Se analizó la aplicación de la mejora del FP sin el empleo de medios compensadores.

Para calcular el valor de  $Q_c$  correspondiente a un FP objetivo de 0,96 se exportan a una hoja de cálculo de Microsoft EXCEL, los valores de P, Q, S y FP correspondientes a cada intervalo programado para las mediciones. Se tiene en cuenta además, los posibles incrementos inmediatos de carga en cada instalación.

En cada consumidor estudiado, se seleccionó el tipo de equipo para la compensación de la energía reactiva, sus magnitudes y lugares de ubicación. Condicionados por el análisis de los factores técnicos y económicos (importe de la inversión, penalizaciones, bonificaciones a obtener, tiempo de recuperación de la inversión para el cliente y para el país, etc.). Para los casos de compensación mediante baterías con regulación automática, se tuvo en cuenta para la selección:

- La potencia en kVAr, determinada por los cálculos efectuados y el FP objetivo.

- La tensión nominal, siempre mayor o igual a la tensión de red.
- La regulación física y eléctrica de la batería.

El escalonamiento o regulación física de una batería automática indica la composición y el número de los conjuntos contactor magnético + capacitor que la forman (Figura 1.9). Normalmente se expresa como relación de la potencia del primer escalón con el resto de escalones (1.1.1., 1.2.2., 1. 2. 4., etc.).

La regulación eléctrica es el dato que marca la diferencia de actuación de una batería. Con el primer paso igual, la adaptación a la demanda de potencia reactiva de dos baterías va a ser exactamente la misma a pesar de tener dos regulaciones físicas distintas.

Desde el punto de vista del precio del equipo, cuantos más escalones físicos tiene la batería, más costosa resulta ya que aumentan el número de conjuntos contactor magnético + capacitor y el tamaño del armario. Desde el punto de vista de la adaptación al FP objetivo, cuanto menor sea la regulación eléctrica mejor se podrá adaptar a las variaciones de la demanda de potencia reactiva de la instalación. Por lo tanto, en las baterías a elegir, debe existir un equilibrio entre la regulación eléctrica y física.

Se tuvo en cuenta que el nivel existente de contaminación armónica, esté dentro de los límites permisibles; de no ser así se hace imprescindible solucionar este problema que requiere de un análisis especializado.

En la programación del regulador al realizar cada puesta en marcha, se consideró:

- El FP objetivo en la instalación (0,96 en la generalidad de los casos).
- Programa de regulación más ventajoso según el escalonamiento o regulación física de cada batería.
- La relación C/K.

El relé varmétrico o regulador del FP, es el componente que controla la entrada o salida de los distintos escalones de potencia en función de tres parámetros:

- El FP objetivo.
- El FP que existe en cada momento en la instalación.
- La intensidad del primer escalón (que es el que marca la regulación mínima de la batería).

La entrada de intensidad al regulador se efectúa siempre a través de un transformador de corriente (TC) de relación X/5. Para que el regulador pueda conectar o desconectar escalones, tiene que recibir la información de la intensidad reactiva que va a introducir en la instalación y esta intensidad está referida al secundario del TC ya que es el valor que el regulador lee. La forma de programar este valor es el C/K y la expresión para calcularlo depende de cada fabricante. El C/K es la banda de funcionamiento estable del regulador en la cual a pesar de que el FP no sea exactamente el deseado, no va a conectar ni desconectar más escalones. Por encima de la banda C/K el regulador va a conectar escalones y por debajo los desconecta. Un ajuste demasiado bajo del C/K implica un aumento excesivo e inútil del número de operaciones de los contactores; un C/K demasiado alto supone una banda estable excesivamente ancha, y por lo tanto no se alcanza el FP objetivo.

#### **2.4 Compensación de energía reactiva en circuitos de distribución a media tensión.**

Los análisis previos a la instalación de capacitores en media tensión, parten de la introducción del esquema monolineal del circuito en el Sistema RADIAL. Definiéndose todos los elementos de importancia:

- Datos de la subestación (capacidad del transformador, nivel de tensión, mediciones, etc.).
- Tipo de conductor y calibre.
- Tipo de estructura.
- Tipo, conexión y capacidad de los transformadores.
- Protecciones.
- Máxima demanda de P y Q de cada carga, seleccionándose o definiéndose el tipo de gráfico de carga.

En los datos de la subestación se tiene la opción de introducir los datos de P y Q en el modo con mediciones. Así al realizar los cálculos, RADIAL ajusta las cargas de los nodos en cada hora de forma tal que su suma, más la de las pérdidas, se corresponden con los valores definidos. En el modo sin medición se considera el gráfico de carga de la subestación, como la suma de los gráficos de carga de los nodos del circuito.

Posteriormente se realiza la corrida del flujo trifásico al circuito mediante la opción Estudio de Flujo Trifásico y se obtienen los resultados de:

- Potencia activa de las cargas.
- Potencia reactiva de las cargas.
- Factor de potencia.
- Pérdidas activas en líneas.
- Pérdidas reactivas en líneas.
- Pérdidas de cobre en transformadores.
- Pérdidas de hierro en transformadores.
- Pérdidas totales de potencia activa.
- Energía activa de las cargas.
- Energía reactiva de las cargas.
- Pérdidas de energía en líneas.
- Pérdidas de energía en el cobre de los transformadores.
- Pérdidas de energía en el hierro de los transformadores.
- Pérdidas totales de energía.

Si el circuito tiene bajo FP, mediante la opción Estudio de Capacitores se determinan las mejores variantes para compensar la energía reactiva, con el empleo de bancos de capacitores fijos. Se tienen las opciones:

- Disminución de pérdidas de potencia: para realizar estudios con la función objetivo de la máxima disminución de pérdidas de potencia a la hora pico.
- Máximo ahorro de energía: para realizar estudios con la función objetivo del máximo ahorro de energía.

Con el resultado de los valores de las potencias a instalar y los nodos en los que se ubicarán los bancos de capacitores. Después se declaran estos en el circuito y se realiza la corrida del Flujo Trifásico, al comparar los resultados de la corrida sin capacitores y con capacitores, se cuantifican las reducciones de pérdidas de potencia y energía activas. Posteriormente se realizó la evaluación económica de cada proyecto y en dependencia de los resultados, se aplicaron las mejores variantes.

## **2.5 Conexión de los grupos electrógenos de emergencia en consumidores que tienen compensación de energía reactiva.**

En la segunda etapa de trabajo de aplicación de la metodología (en la Agencia Sancti Spiritus de UNECAMOTO Grupos Electrógenos), el autor realizó la instalación de 41 grupos electrógenos de emergencia en consumidores vitales de la provincia. La potencia total instalada ascendió a 9,78 MVA (7,82 MW). Se realizaron las conexiones, en los casos donde existían equipos para la compensación, de forma que no existieran sobrecompensaciones de energía reactiva, que afectaran la operación de los grupos electrógenos. Se efectuaron mediciones con analizadores de redes para comprobar que la tensión generada se mantenía dentro de los límites permisibles.

## **2.6 Compensación de energía reactiva y protección al medio ambiente.**

La correcta compensación de la energía reactiva, es una inversión ventajosa desde el punto de vista técnico económico, además de resultar útil para la protección del medio ambiente. Al reducirse las pérdidas de energía eléctrica, se ahorran cantidades apreciables de combustibles fósiles y se evita de esta forma la emisión a la atmósfera de gases contaminantes.

El cálculo de la reducción de elementos contaminantes, producto de la disminución del consumo de combustibles derivados del petróleo, se realizó mediante las expresiones que aparecen en la cita [57].

La emisión de CO<sub>2</sub> que se evita al año, se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$CO_2 = \frac{44}{12} \cdot \%C \cdot Fc_a = \frac{11}{3} \cdot \%C \cdot Fc_a \quad [kg_{deCO_2} / año \text{ ó } t_{deCO_2} / año] \quad (2.4)$$

donde:

% C – es la cantidad de carbono del combustible.

Fc<sub>a</sub> – es la cantidad de combustible ahorrado.

La cantidad de contaminante SO<sub>x</sub> que se evita, se determinó mediante la ecuación:

$$SO_x = \{2 \cdot [\%S - 0.02]\} \cdot Fc_a \quad [kg_{deSO_x} / año \text{ ó } t_{deSO_x} / año] \quad (2.5)$$

donde:

% S – es la cantidad de azufre presente en el combustible.

La contaminación por óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) evitada, se calculó de la siguiente forma:

$$NO_x = \frac{0.13kgNO_x}{10^6 kJ} \cdot (Fc_a \cdot PCI \cdot 4,184) \quad [kg_{deNO_x} / año \quad \text{ó} \quad t_{deNO_x} / año] \quad (2.6)$$

donde:

PCI – es el poder calórico inferior del combustible.

La cantidad de ceniza, se determina de la siguiente forma:

$$Ccen = \%Cen_{comb} \cdot Fc_a \quad [kg_{deCen} / año \quad \text{ó} \quad t_{deCen} / año] \quad (2.7)$$

donde:

% Cen<sub>comb</sub> – es la cantidad de cenizas contenida en el combustible.

## **2.7 Diseño y confección de baterías de capacitores en la provincia Sancti Spiritus.**

Todos los proyectos de compensación de energía reactiva, requieren de financiamiento para su puesta en práctica. En la actualidad se estimula en el país la sustitución de importaciones por producciones nacionales, ya que se quiere aprovechar todas las potencialidades existentes para ahorrar divisas. La tercera etapa de trabajo de aplicación parcial de la metodología fue en el Taller de Paneles Eléctricos PANELEC, perteneciente al Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH); allí el autor realizó el diseño, confección e instalación de baterías de capacitores con regulación automática y baterías para la compensación individual con conexión semiautomática. Todos los paneles eléctricos confeccionados en PANELEC, cumplen con los requisitos de calidad de Schneider Electric (primer productor mundial de material eléctrico para baja tensión) y la norma internacional IEC 60439-1. Esto avala su empleo en los sistemas eléctricos de BT en el país y su posible exportación a más de 160 países. Aunque todo el material eléctrico es importado (en Cuba no se fabrica ningún componente de cuadros eléctricos), la confección de paneles eléctricos en la provincia, permite reducir el 40 % en moneda libremente convertible (USD y EURO) del valor total de los mismos. En el caso



específico de las baterías de capacitores para la compensación de energía reactiva, las reducciones son como promedio el 30 % del valor total. La confección de estas es realizada mayoritariamente con material de Schneider Electric y en algunos casos se emplea capacitores de la firma CIRCUTOR para los cuadros eléctricos pequeños, lo que garantizó una calidad igual o superior a baterías de capacitores importadas.

Este proceder de diseño y confección se origina dada la actual crisis económica mundial, que hace aún más necesaria la citada sustitución de importaciones. Los precios más bajos, las posibilidades de seleccionar la envolvente adecuada a cada aplicación [27] [48] [49], las facilidades de garantía y postventa que tienen las baterías de capacitores, facilitan la ejecución de proyectos de eficiencia energética en la provincia y en el país de forma general.

## **2.8 Conclusiones parciales.**

1. Se diseñó y aplicó una metodología integral, no existente antes, que permite orientar el proceso de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
2. La metodología tiene en cuenta la dinámica del comportamiento de las cargas en el tiempo, ya que todos los análisis parten de las mediciones de los parámetros eléctricos en los consumidores y los datos recopilados en las facturas del servicio eléctrico.
3. En los casos que se tienen baterías con regulación automática, la aplicación de la metodología corroboró la efectividad de los relés varmétricos o reguladores del FP, en centros donde la demanda de potencia reactiva no tiene grandes y bruscas variaciones en períodos muy cortos de tiempo y poseen grupos electrógenos de emergencia.

## **CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA INTEGRAL PARA LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.**

### **3.1 Evaluación de proyectos realizados en BT y análisis de variantes propuestas para la compensación por MT.**

La aplicación de la metodología comenzó en el año 1998, con la instalación de baterías de capacitores en grandes consumidores con FP menor de 0.90. Se analizaron además, variantes de compensación en los circuitos de distribución a los que estaban conectados. Se consideró el precio del fuel oil en 120 USD/t y el consumo específico de la planta marginal en 300 g/kWh (fuente: Noticiero Nacional de Televisión).

#### **3.1.1 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito Rk50.**

- Variante #1.

Instalar cuatro baterías de capacitores con regulación automática en los centros: Fábrica de Hielo (60 kVAr), en el Secadero #1 de Los Españoles (90 kVAr), en el Secadero #2 (105 kVAr) y en el Secadero #3 (75 kVAr).

- Variante #2.

Instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar los cuatro baterías de capacitores según variante #1 y además instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #4.

Instalar cuatro baterías de capacitores con regulación automática según variante #1 y además instalar dos bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

La mejor variante fue la #4 con mayor VAN. Es importante destacar que aquí se combina la compensación por BT y la compensación en el circuito primario, elevándose el factor de potencia hasta 0,96 en la hora de máxima demanda. La

compensación por BT (ya implementada), se realizó en consumidores que demandan grandes cantidades de potencia reactiva.

Tabla 3.1- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	330	43,80	1,83	4,39	50,02	10,183	5,77	12	5
#2	450	71,18	0,73	0	71,91	8,356	14,33	33	2
#3	780	97,82	2,56	4,39	104,77	18,539	14,19	16	4
#4	630	92,71	2,56	4,39	99,66	15,75	15,48	20	4

Coincidió uno de ellos (nodo k3B en el que se instaló por BT un banco de 105 kVAr) con un nodo recomendado por RADIAL para instalarle un banco fijo de 150 kVAr a MT. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XI.

### 3.1.2 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito Rk52.

- Variante #1.

Instalar cuatro baterías de capacitores con regulación automática en los centros: Secadero Stein de Tamarindo (105 kVAr), en el Secadero Imad de Tamarindo (180 kVAr), en el Molino de Tamarindo (180 kVAr) y en ALESIER (120 kVAr).

- Variante #2.

Instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar dos bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

Tabla 3.2- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	585	31,39	10,22	8,50	50,11	14,37	1,69	3	8
#2	450	21,54	0,37	0	21,90	8,356	-1,69	-5	No se recupera
#3	300	20,81	0	0	20,81	5,57	0,89	3	8

La mejor variante fue la #1 con mayor VAN. Aquí se dio el caso de que es mejor la compensación por BT y no la compensación en el circuito primario, que no se recupera y tiene un VAN negativo o la combinación de estas, que tiene un VAN menor que la variante #1. La compensación por BT se realizó en todos los casos en consumidores que demandan gran cantidad de potencia reactiva, coincidió uno de ellos (Molino de Tamarindo, 180 kVAr) con un nodo recomendado por RADIAL para instalar 150 kVAr en forma de un banco fijo en MT, por otra parte en el Secadero Imad se instalan 180 kVAr (nodo k1) y dista sólo 20 m del nodo k, recomendado por RADIAL para instalarle 150 kVAr por primario. Aquí se elevó el factor de potencia hasta 0,94 en la hora de máxima demanda. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XII.

### **3.1.3 Compensación de energía reactiva en Fábrica de Piensos por BT y análisis de variantes en el circuito Jj40.**

- Variante #1.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática de 210 kVAr, en la Fábrica de Piensos.

- Variante #2.

Instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar una batería de capacitores de 210 kVAr en la Fábrica de Piensos y además instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #4.

Instalar una batería de capacitores de 210 kVAr en la Fábrica de Piensos y además instalar dos bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

La mejor variante fue la #4 con el mayor VAN. Se señala que aquí se combina la compensación por BT y la compensación en el circuito primario, elevándose el factor de potencia hasta 0,94 en la hora de máxima demanda.

Tabla 3.3- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	210	16,06	0,73	8,12	24,91	4,325	3,43	16	4
#2	450	40,15	0,37	0	40,52	8,086	4,18	11	5
#3	660	45,99	1,1	8,12	55,21	12,411	4,24	7	6
#4	510	39,42	0,73	8,12	48,27	9,716	4,90	10	5

La compensación por BT se realizó en un consumidor que demanda gran cantidad de potencia reactiva (se le instalan 210 kVAr), y que está ubicado a sólo 100 m del nodo aAbE, recomendado por RADIAL para instalarle un banco fijo de 150 kVAr por el lado de MT. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XIII.

### 3.1.4 Compensación de energía reactiva en grandes consumidores por BT y análisis de variantes en el circuito S<sub>j10</sub>.

- Variante #1.

Instalar dos baterías de capacitores con regulación automática, el primero con tensión nominal de 400 V y el segundo de 230 V. En el Poligráfico (30 kVAr) y en el Molino Manolo Solano (120 kVAr).

- Variante #2.

Instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar dos baterías de capacitores con regulación automática, según variante #1 y además instalar 3 bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #4.

Instalar dos baterías de capacitores con regulación automática según variante #1 y además instalar dos bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

Tabla 3.4- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	150	14,60	2,19	2,58	19,37	5,044	1,09	5	7
#2	450	96,73	0,73	0	97,46	8,086	22,71	51	2
#3	600	102,20	3,29	2,58	108,07	13,13	20,80	30	3
#4	450	89,43	2,92	2,58	94,93	10,435	19,43	35	2

La mejor variante fue la #2 con mayor VAN. Es importante destacar que aquí la mejor solución fue la compensación con capacitores fijos en el primario. La compensación por BT rinde poco en este caso porque su reducción de pérdidas en el primario es poca debido a que los dos nodos en los que se instalan los capacitores por BT están muy cerca de la subestación de distribución. Con la variante #2 se eleva el factor de potencia hasta 0,92 en la hora de máxima demanda. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XIV.

### 3.1.5 Compensación de energía reactiva en la Fábrica de Cigarros por BT y análisis de variantes en el circuito Tk61.

- Variante #1.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática, de 150 kVAr, en la Fábrica de Cigarros Juan Mata Reyes. En el Anexo X se muestran los gráficos de parámetros medidos.

- Variante #2.

Instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática según variante #1 e instalar tres bancos de capacitores fijos de 150 kVAr por el lado de MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #4.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática en la Fábrica de Cigarros Juan Mata Reyes (según variante #1) e instalar dos bancos de capacitores

fijos de 150 kVAr por el lado de MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

Tabla 3.5- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	150	21,17	4,38	24,19	49,74	5,068	10,75	40	2
#2	450	70,08	2,92	0	73	8,356	14,53	33	2
#3	600	76,65	4,75	24,19	105,59	13,424	19,61	28	3
#4	450	63,51	4,75	24,19	92,45	10,638	18,34	33	2

La mejor variante fue la #3 con mayor VAN. En este estudio de caso se combina la compensación por BT y la compensación en el circuito primario, elevándose el FP hasta 0,93 en la hora de máxima demanda. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XV.

### 3.1.6 Compensación de energía reactiva en el Hotel Costa Sur por BT y análisis de variantes en el circuito Tk68.

- Variante #1.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática, de 30 kVAr, en el Hotel Costa Sur.

- Variante #2.

Instalar un banco de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

- Variante #3.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática según variante #1 y además instalar un banco de capacitores fijos de 150 kVAr por MT, según la ubicación para máxima reducción de pérdidas de energía dada por RADIAL.

Tabla 3.6- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Total				
#1	30	0,73	0,37	5,14	6,24	1,5	0,58	8	6
#2	150	1,10	0	0	1,1	2,785	-2,59		No se Rec.
#3	180	1,10	0,37	5,14	6,6	4,285	-2,37		No se Rec.

La mejor variante fue la #1 con mayor VAN. Análogamente en este caso, la solución fue la compensación por BT, aunque se recupera la inversión en el año seis, y no la compensación en el circuito primario, que no se recupera y tiene un VAN negativo o la combinación de estas, que tampoco se recupera y su VAN también es negativo. La compensación se realiza en un nodo que dista sólo 10 metros del nodo seleccionado para compensar según RADIAL (a6). Con esta variante se elevó el factor de potencia del circuito hasta 0,91 en la hora de máxima demanda en el mismo. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XVI.

### 3.1.7 Comparación de las variantes de compensación de la energía reactiva en los casos analizados.

La compensación de energía reactiva por BT es relativamente más costosa, pero con ella además de obtenerse considerables reducciones de pérdidas de energía en las líneas, se tienen apreciables reducciones de pérdidas de transformación y en acometidas, como se ilustra en la Figura 3.1. Además, al emplear baterías con regulación automática, se suministra a las cargas la potencia reactiva que demandan sin incurrir en sobrecompensaciones.

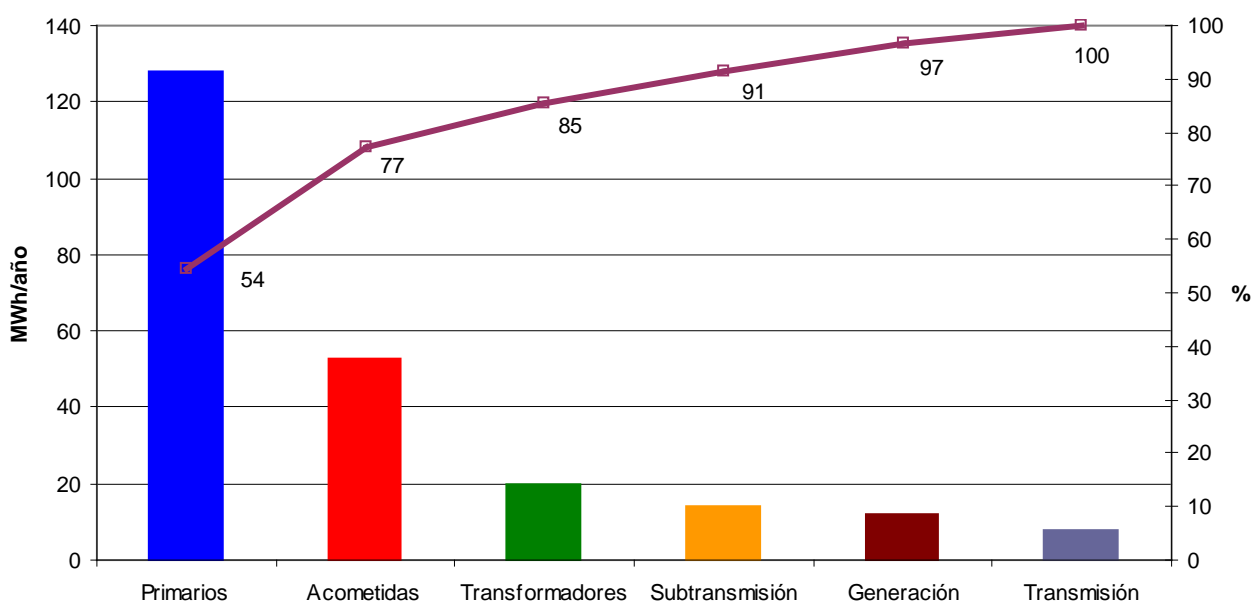


Figura 3.1- Reducción de pérdidas de energía eléctrica con las variantes de compensación aplicadas por BT.



Tabla 3.7- Compilación de los resultados obtenidos con la aplicación de las variantes de compensación por el lado de BT.

Variante/ Cto	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Subtotal				
#1 Jj40	210	16,06	0,73	8,12	24,91	4,325	3,43	16	4
#1 Rk50	330	43,80	1,83	4,39	50,02	10,183	5,77	12	5
#1 Rk52	585	31,39	10,22	8,50	50,11	14,37	1,69	3	8
#1 Ssj10	150	14,60	2,19	2,58	19,37	5,044	1,09	5	7
#1 Tk61	150	21,17	4,38	24,19	49,74	5,068	10,75	40	2
#1 Tk68	30	0,73	0,37	5,14	6,24	1,5	0,58	8	6
Total	1 455	127,75	19,71	52,92	200,38	40,49	23,31	26	5

Con este tipo de compensación, los mejores resultados se obtuvieron cuando coincide su ubicación, o está muy cerca, del nodo recomendado por el Sistema RADIAL para obtener las mayores reducciones de pérdidas de energía, ejemplo de ello son los casos siguientes:

- En el circuito Jj40, en la Fábrica de Piense se instaló una batería de capacitores con regulación automática y el nodo al que pertenece dista tan sólo 100 m de un nodo recomendado por el Sistema Radial para instalar un banco fijo en MT.
- En el circuito Rk50, en el C.A.I. Sur del Jíbaro se instalaron baterías de capacitores con regulación automática en los Secaderos Españoles, que coincide en un caso y dista en los otros dos 160 m cada uno, de un nodo recomendado por el Sistema Radial para instalar un banco fijo en MT.
- En el circuito Rk52, en el C.A.I. Sur del Jíbaro se instaló una batería de capacitores con regulación automática en el Molino de Tamarindo, dicha ubicación coincide con un nodo recomendado por el Sistema Radial para instalar un banco fijo en MT; y en el otro caso se le ha recomendado a la misma entidad la instalación de otro banco en el Secadero Imad, que sólo dista 20 m de otro nodo recomendado por el Sistema Radial para compensar energía reactiva en MT.
- En el circuito Tk61, en la Fábrica de Cigarros Juan Mata Reyes se instaló una batería de capacitores con regulación automática, esta ubicación concuerda con un nodo recomendado por el Sistema Radial para instalar un banco fijo en MT.

- En el circuito Tk68, en el Hotel Costa Sur, se instaló una batería de capacitores con regulación automática, coincidente la ubicación con un nodo recomendado por el Sistema Radial para instalar un banco fijo en MT.

En el caso del circuito Sj10, la ubicación de los capacitores instalados por BT no coincide con los nodos recomendados por RADIAL, están además ambos muy cerca de la subestación que alimenta al circuito primario, por lo que la reducción de pérdidas que producen en las líneas no es muy significativa, porque es pequeña la resistencia del tramo de conductores, no obstante el VAN de esta variante resulta positivo, debido a la reducción de las pérdidas de transformación y en las acometidas. Todas las variantes analizadas de compensación aplicadas por BT poseen VAN positivo, además de ser en dos casos (Rk52 y Tk68) las mejores para compensar la energía reactiva. Además al compensar solamente por BT según las seis variantes analizadas, se obtuvo una reducción de pérdidas de energía de 234,44 MWh/año, con un VAN para dicho proyecto de 23 310 USD y una TIR del 26%; recuperándose la inversión en un tiempo aproximado de cinco años. La Figura 3.2 muestra lo planteado.

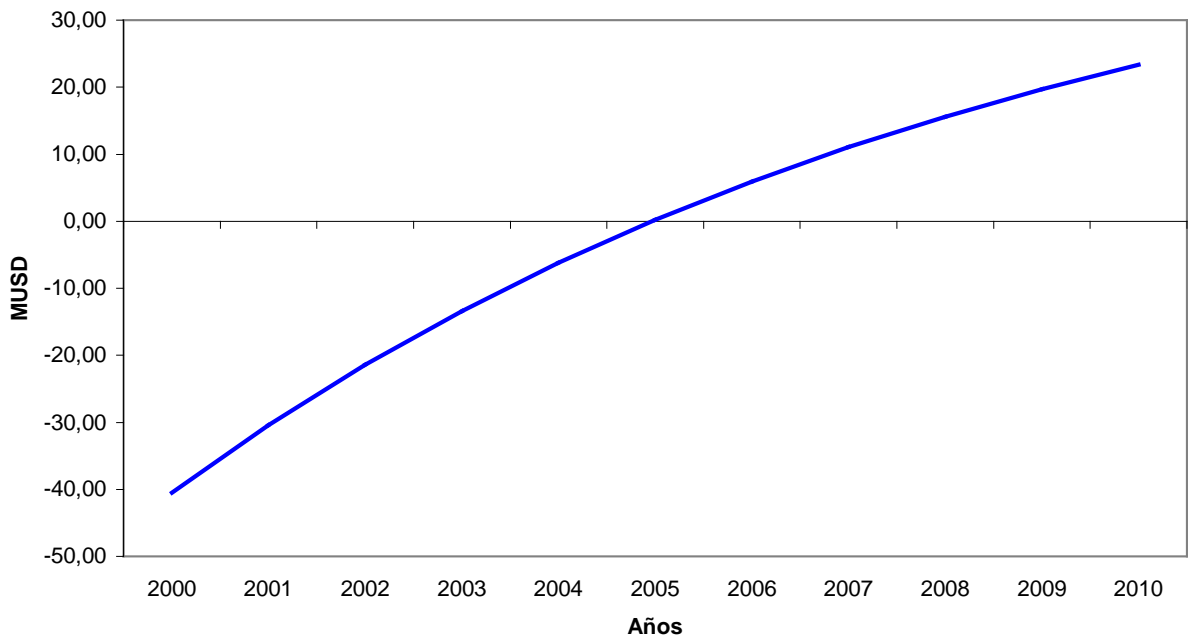


Figura 3.2- Flujo de caja para el conjunto de compensaciones realizadas por el lado de BT.

Para calcular el costo de la energía ahorrada durante la vida útil del proyecto, se consideraron los egresos totales que consistieron en la suma de la inversión inicial y los gastos de mantenimiento, lo que ascendió a 45 564 USD. La energía total ahorrada en el período fue de 2,34 GWh. Al dividir los egresos por la cantidad de energía ahorrada se tuvo que el costo de cada kWh ahorrado fue de sólo 0,02 USD. Se corrobora que la compensación de la energía reactiva por el lado de baja tensión, resulta atractiva desde el punto de vista técnico económico, lo que es de gran importancia para la mejora de la eficiencia energética en los consumidores, la UNE y el país de forma general.

La compensación de la energía reactiva por MT en los circuitos primarios, es comparativamente menos costosa que por BT, además se obtienen reducciones de pérdidas en las líneas muy significativas, cuando su ubicación es la adecuada, como se muestra en la Figura 3.3.

Tabla 3.8- Compilación de los resultados calculados para las variantes recomendadas para el lado de MT.

Variante/ Cto	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)			Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Subtotal				
#2 Jj40	450	40,15	0,37	40,52	8,086	4,18	11	5
#2 Rk50	450	71,18	0,73	71,91	8,356	14,33	33	2
#3 Rk52	300	20,81	0,00	20,81	5,57	0,89	3	8
#2 Sj10	450	96,73	0,73	97,46	8,086	22,71	51	2
#2 Tk61	450	70,08	2,92	73,00	8,356	14,53	33	2
Total	2 100	298,94	4,75	303,68	38,45	56,64	28	3

La compensación por MT, llevada a cabo con el uso correcto del Sistema RADIAL (para no incurrir en ubicaciones inadecuadas o sobrecompensaciones, más perjudiciales aún ante el esquema de generación distribuida); contribuye a disminuir de forma considerable y en un período de tiempo relativamente corto, las pérdidas técnicas en las líneas (pérdidas de energía activa). Es importante destacar, que en los circuitos analizados; en un caso (Sj10) resultó ser la mejor variante y que si se compensara solamente por primario, con el conjunto de las cinco variantes propuestas, se obtendría una reducción de pérdidas de energía de 354,69 MWh/año,

con un VAN para dicho proyecto de 56 640 USD y una TIR del 46%; recuperándose la inversión en un tiempo de tres años, como se muestra en la Figura 3.4.

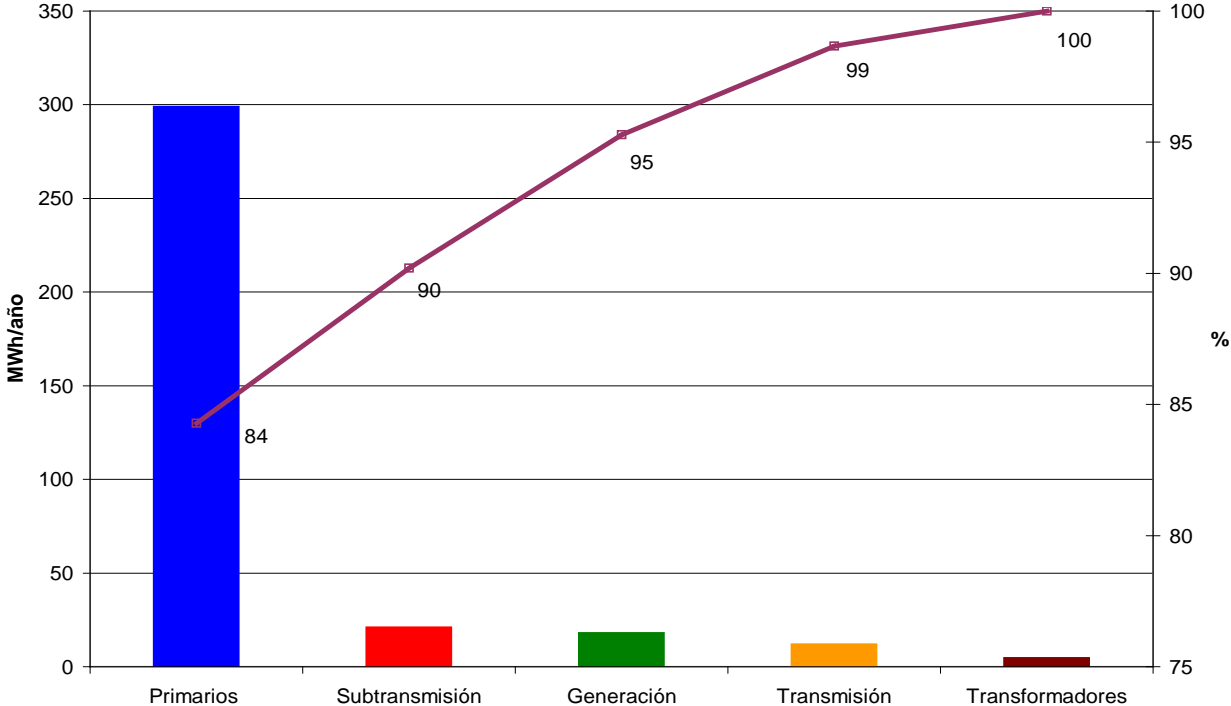


Figura 3.3- Reducción de pérdidas de energía eléctrica con las variantes de compensación recomendadas por MT.

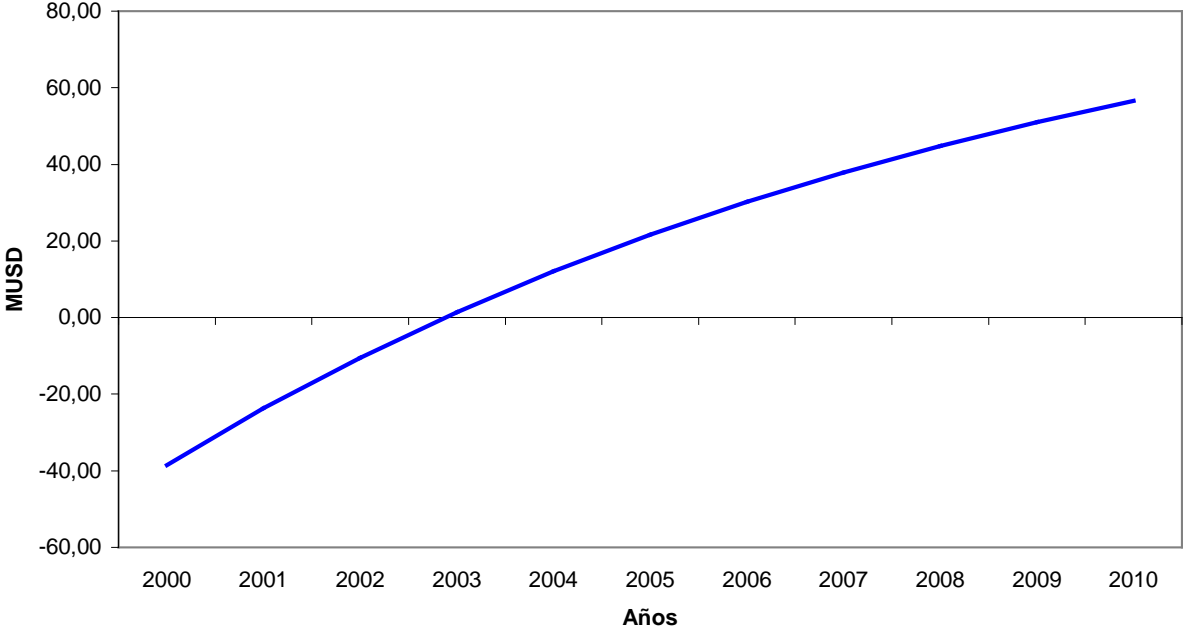


Figura 3.4- Flujo de caja para el conjunto de compensaciones recomendadas para el lado de MT.

Por lo que generalmente la compensación de la energía reactiva por MT, resulta también ventajosa desde el punto de vista técnico económico.

Tabla 3.9- Compilación de los resultados calculados para las variantes recomendadas con mayor VAN.

Variante/ Cto	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)				Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Primarios	Transf.	Acom.	Subtotal				
#4 Jj40	510	39,42	0,73	8,12	48,27	9,716	4,90	10	5
#4 Rk50	630	92,71	2,56	4,39	99,66	15,75	15,48	20	4
#1 Rk52	585	31,39	10,22	8,50	50,11	14,37	1,69	3	8
#2 Sj10	450	96,73	0,73	0,00	97,46	8,086	22,71	51	2
#3 Tk61	600	76,65	4,75	24,19	105,59	13,424	19,61	28	3
#1 Tk68	30	0,73	0,37	5,14	6,24	1,5	0,58	8	6
<b>Total</b>	<b>2 805</b>	<b>337,63</b>	<b>19,35</b>	<b>50,34</b>	<b>407,32</b>	<b>62,85</b>	<b>64,97</b>	<b>37</b>	<b>3,5</b>

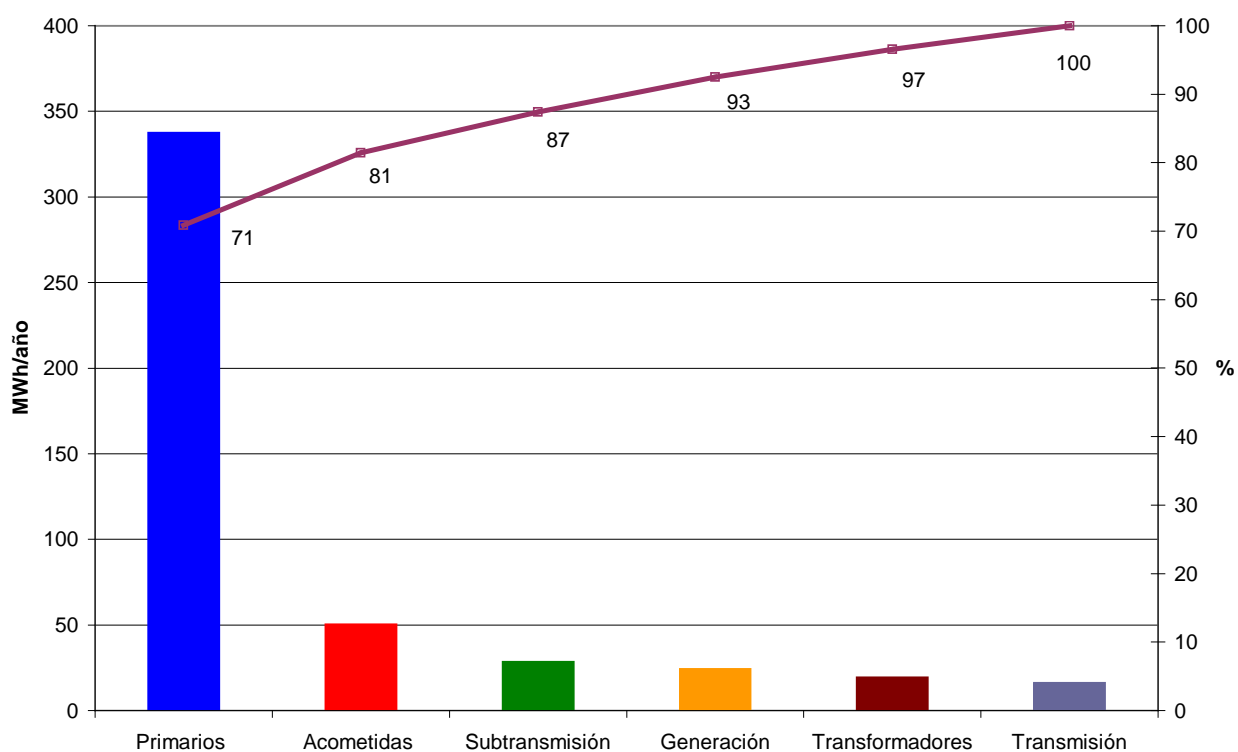


Figura 3.5- Reducción de pérdidas de energía eléctrica con las variantes de mayor VAN, recomendadas para cada circuito.

En tres de los seis circuitos analizados, la mejor opción para reducir pérdidas de energía eléctrica, fue la combinación de los dos tipos de compensación y si se

ejecutarán, se obtendría una reducción de pérdidas de energía de 253,52 MWh/año, superior al que se obtendría con las seis variantes de compensación por BT y casi equiparable al que se obtendría con las cinco variantes por MT, antes señaladas. Se le añaden dos casos en que la mejor solución es la compensación por BT y uno por MT. El ahorro de energía eléctrica total sería de 476,56 MWh/año. La Figura 3.5 muestra mediante el diagrama de Pareto, los resultados de las variantes de mayor VAN.

El VAN para dicho proyecto es de 64 970 USD y la TIR del 37%; recuperándose la inversión en un tiempo aproximado de 3,5 años. La Figura 3.6 muestra el flujo de caja. Es importante considerar en cada caso, la posibilidad de compensar energía reactiva por BT, por MT o de forma combinada para obtener los mejores resultados.

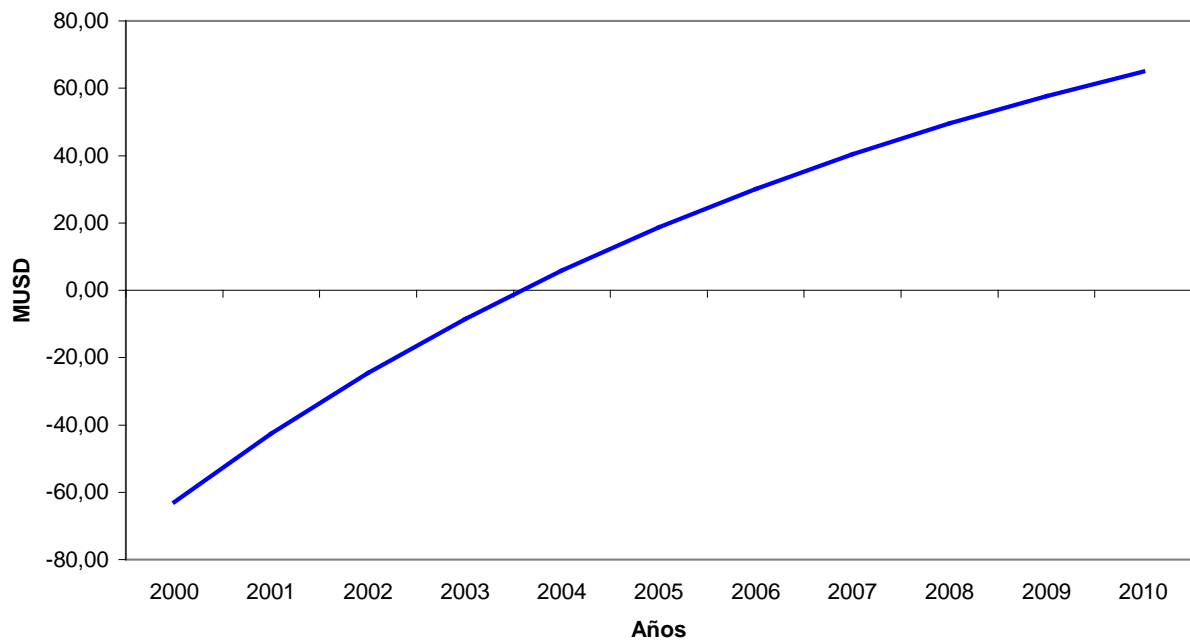


Figura 3.6- Flujo de caja para el conjunto de compensaciones de mayor VAN, recomendadas para cada circuito.

### **3.2 Labores realizadas de conexión de los grupos electrógenos de emergencia, en consumidores que tienen compensación de energía reactiva.**

En nueve servicios eléctricos existía compensación de energía reactiva y se procedió de la forma siguiente:

- Rebombéo Cabaiguán, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 264 kVA, el modo de compensación existente es individual (con conexión semiautomática) para cada uno de los tres equipos de bombeo, Se comprobó mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP se mantiene en 0,95 durante el horario de bombeo. Por tanto se mantuvo la compensación de la energía reactiva, aún con el grupo electrógeno en funcionamiento.
- Fábrica de Vinagre, fue instalado un grupo electrógeno de la marca STEMAC de 120 kVA, el modo de compensación existente es global (con conexión manual a través de un interruptor automático de caja moldeada), Se determinó mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP oscila entre 0,94 y 0,98 durante el tiempo de trabajo a plena capacidad del centro. Una vez finalizado el horario laboral se desconecta la batería de capacitores. Se orientó al administrador y a los operadores del grupo electrógeno que no conectaran la batería mientras estuviera en funcionamiento el grupo electrógeno, porque si se produce algún descuido del personal o salida imprevista de alguna carga importante, el FP puede ser capacitivo y provocar un incremento descontrolado de la tensión o salida de servicio del grupo electrógeno por tensión elevada.
- PESCASPIR, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 618 kVA, el modo de compensación existente es parcial o por grupos de carga (con conexión manual a través de un interruptor automático de caja moldeada), conectado en el cuadro de distribución eléctrica del área Industria y Frigorífico. Se efectuaron mediciones con el analizador de redes, el FP está por debajo de 0,96 en ese grupo de cargas, pero se orientó al administrador y a los operadores del grupo electrógeno que no conectaran la batería de capacitores mientras estuviera en funcionamiento el grupo electrógeno, porque si se produce algún descuido del personal o salida imprevista de cargas importantes (compresores), el FP puede ser capacitivo y provocar un incremento descontrolado de la tensión o salida de servicio del grupo electrógeno por tensión elevada.

- Frigorífico “Enrique Villegas”, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 455 kVA, el modo de compensación existente era global (con conexión semiautomática a través de cuatro contactores magnéticos que energizan los cuatro escalones de la batería), conectada en el cuadro general de distribución eléctrica del centro. Se constató mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP está por debajo de 0,98 pero se orientó al administrador y a los operadores del grupo electrógeno que no conectaran la batería de capacitores mientras estuviera en funcionamiento el grupo electrógeno, porque si se produce algún descuido del personal o salida imprevista de cargas importantes (compresores), el FP puede ser capacitivo y provocar un incremento descontrolado de la tensión o salida de servicio del grupo electrógeno por tensión elevada.
- Matadero de Aves, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 264 kVA, el modo de compensación existente es global (con regulación automática). Se comprobó mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP se mantiene entre 0,95 y 0,96 durante los cuatro días de análisis. Por tanto se mantuvo la compensación de energía reactiva, aún con el grupo electrógeno en funcionamiento.
- Molino y Secadero Las Nuevas, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 618 kVA, el modo de compensación existente es parcial o por grupos de carga (con conexión manual a través de seis interruptores automáticos de caja moldeada), conectado en el cuadro de distribución eléctrica del área Molino. Se precisó mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP está entre 0,9 y 0,94, pero se orientó al administrador y a los operadores del grupo electrógeno que no conectaran la batería de capacitores mientras estuviera en funcionamiento el grupo electrógeno, porque si se produce algún descuido del personal o salida imprevista de cargas importantes, el FP puede ser capacitivo y provocar un incremento descontrolado de la tensión o salida de servicio del grupo electrógeno por tensión elevada.



- Hotel Ancón, fue instalado un grupo electrógeno de la marca HEIMER de 618 kVA, el modo de compensación existente es global (con regulación automática). Se comprobó mediante mediciones realizadas con analizador de redes, que el FP se mantiene entre 0,95 y 0,96 durante los dos días de análisis. Por tanto se mantuvo la compensación de la energía reactiva, aún con el grupo electrógeno en funcionamiento.
- Hotel Brisas Trinidad del Mar (bancos #1 y #2), fueron instalados dos grupos electrógenos de la marca HEIMER de 455 kVA cada uno, el modo de compensación existente es global (con regulación automática). Se determinó mediante mediciones realizadas con analizador de redes en ambos servicios eléctricos, que el FP se mantiene entre 0,95 y 0,96 durante los dos días de análisis. Por tanto se mantuvo la compensación de la energía reactiva, aún con los grupos electrógenos en funcionamiento.

La compensación individual de energía reactiva, con conexión semiautomática condicionada por la entrada en funcionamiento de la carga y la compensación global con regulación automática, resultaron ser efectivas y seguras aún con los grupos electrógenos en funcionamiento. En el primer caso los capacitores se conectan cuando se energiza cada consumidor de energía reactiva, lo que garantiza que nunca exista sobrecompensación. En los casos que se tienen baterías con regulación automática, quedó demostrada la efectividad de los relés varmétricos o reguladores del FP, en centros donde la demanda de potencia reactiva no tiene grandes y bruscas variaciones en períodos muy cortos de tiempo.

### **3.3 Resultados de protección al medio ambiente obtenidos con las variantes aplicadas por BT.**

Con la aplicación por BT, de las variantes de compensación de energía reactiva analizadas, se lograron reducciones considerables de pérdida de energía eléctrica. Los resultados de la reducción de elementos contaminantes, producto de la disminución del consumo de combustibles derivados del petróleo, fueron:

- La emisión anual de CO<sub>2</sub> que se evitó resultó ser de 217,65 t/año.
- La cantidad de contaminante SO<sub>x</sub> que se evitó fue de 2,11 t anuales.

- La contaminación por óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) evitada ascendió a 371 kg al año.
- La cantidad anual de cenizas que se dejó de emitir fue de 70 kg anuales.

Durante los diez años de vida útil del proyecto de compensación de energía reactiva por BT, ejecutado en grandes consumidores de la provincia Sancti Spiritus, se han dejado de emitir al medio ambiente 2 202 toneladas métricas de elementos contaminantes.

### **3.4 Compensación de energía reactiva por baja tensión y la sustitución de importaciones.**

El hecho de realizarse en el Taller de Paneles Eléctricos PANELEC, el diseño, confección e instalación de baterías de capacitores con regulación automática y baterías para la compensación individual con conexión semiautomática; contribuye a disminuir los valores de las inversiones requeridas, para los proyectos de eficiencia energética relacionados con la compensación de energía reactiva. Además de estar la calidad de estas producciones certificadas por Schneider Electric, en correspondencia con los requerimientos de la norma internacional IEC 60439-1, lo cual contribuyó a la aplicación de la metodología.

#### **3.4.1 Compensación de energía reactiva en el Frigorífico “Enrique Villegas” y análisis de variantes.**

Se consideró el precio del diesel utilizado para la generación de electricidad en 747 USD/t y el consumo específico de la planta marginal de 200 g/kWh (fuente: departamento de Energía del Consejo de la Administración Provincial de Sancti Spiritus).

- Variante #1.

Instalar una batería de capacitores con regulación automática de 105 kVAr (importada), que se conectará al cuadro general de distribución (CGD), compensación de tipo global.

- Variante #2.

Realizar la compensación de la energía reactiva de tipo mixta. Instalar una batería de capacitores con regulación automática de 75 kVAr, la que se conectará al cuadro

general de distribución (CGD), compensación de tipo global. Además se ubicarán capacitores (compensación individual) en los cuatro compresores instalados en la Sala de Máquinas:

- Compresor #1 → 25 kVAr (sistema semiautomático).
- Compresor #2 → 25 kVAr (sistema semiautomático).
- Compresor #3 → 30 kVAr (sistema semiautomático).
- Compresor #6 → 25 kVAr (sistema semiautomático).

Los compresores #1, #2 y #3 tienen sistemas de arranque estrella delta ( $Y-\Delta$ ) y el #6 arranque mediante autotransformador, Los sistemas de arranque y protección, la batería de capacitores con regulación automática y los sistemas semiautomáticos de compensación individual de energía reactiva, fueron diseñados y ensamblados en PANELEC.

Por su parte, la Figura 3.7 muestra el flujo de caja del período 2010-2020.

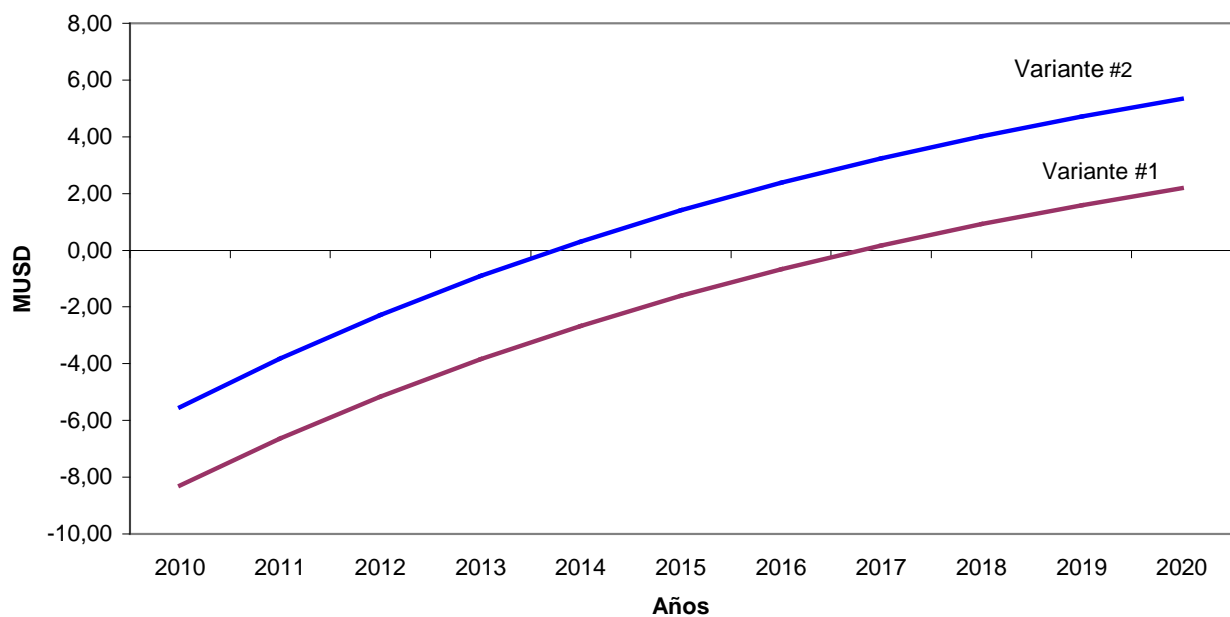


Figura 3.7- Flujo de caja de las variantes evaluadas.

La mejor variante resultó ser la #2 con mayor VAN, mayor TIR, menor inversión inicial, menor período de recuperación de la inversión y mayores ahorros de energía eléctrica. Con esta variante se elevó el factor de potencia del circuito hasta 0,88 en la

hora de máxima demanda en el mismo. Los resultados de la corrida del flujo trifásico aparecen en el Anexo XVII.

Tabla 3.10- Resultados de las variantes evaluadas.

Var.	kVAr Totales	Reducción de pérdidas (MWh/año)					Inv. MUSD	VAN MUSD	TIR (%)	P. Recup. (años)
		Ctos internos	Acom.	Transf.	Prim.	Subtotal				
#1	105	0	0,92	3,18	6,68	10,78	8,296	2,18	18	6,8
#2	180	0,35	0,92	3,18	6,68	11,13	5,526	5,33	34	3,7

Este caso real mostró las ventajas de la sustitución de importaciones, aplicada a la mejora de la eficiencia energética mediante la compensación de energía reactiva, dictaminada por la nueva metodología utilizada.

### 3.5 Conclusiones parciales.

1. Con la aplicación parcial de la metodología por parte del autor, al compensar energía reactiva por BT; se obtuvieron reducciones de pérdidas de energía eléctrica de 2,34 GWh en los 10 años de duración del proyecto inicial. Con un VAN de 23 310 USD, una TIR del 26% y un período de recuperación de la inversión de cinco años. También se evitó la emisión al medio ambiente de 2 202 toneladas métricas de elementos contaminantes.
2. Se propuso una metodología integral que muestra como pueden realizarse los análisis más precisos de compensación de energía reactiva por MT, en las empresas distribuidoras de energía eléctrica, con la utilización de las facilidades del Sistema RADIAL creado y desarrollado en el Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
3. Los precios más bajos, unidos a las facilidades de garantía y postventa que tienen las baterías de capacitores (diseñadas y confeccionadas en PANELEC), facilitan la ejecución de proyectos de eficiencia energética, relacionados con la compensación de energía reactiva en la provincia y en el país; mediante el empleo de la nueva metodología.

## **CONCLUSIONES GENERALES.**

1. Se identificaron y caracterizaron los conceptos y procedimientos de ingeniería básica, del proceso de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
2. Se diseñó una novedosa metodología integral nunca antes reportada, para la compensación de energía reactiva.
3. La aplicación preliminar de la metodología desarrollada, permitió demostrar su fiabilidad y pertinencia; cuyos resultados de su evaluación han sido los siguientes:
  - Reducciones de pérdidas de energía eléctrica ascendientes a 2,34 GWh, lo que significó disponer de una energía eléctrica cuyo costo promedio fue de 0,02 USD el kWh.
  - El VAN del proyecto inicial de aplicación ascendió a 23 310 USD, con una TIR del 26 % y se recuperó la inversión realizada por el país en cinco años.
  - Se comprobó prácticamente que al compensar energía reactiva durante el funcionamiento del grupo electrógeno, disminuye la demanda de potencia aparente, se libera carga del sistema de excitación, se reducen pérdidas por efecto Joule y se tiene una mayor eficiencia en la explotación del generador sincrónico. La correcta selección del equipamiento, evita los aumentos incontrolados de la tensión generada y sobrecompensaciones.
  - Se evitó la emisión al medio ambiente de 2 202 toneladas métricas de elementos contaminantes.

## **RECOMENDACIONES.**

1. Generalizar la metodología propuesta en los proyectos de compensación de energía reactiva en los sistemas eléctricos.
2. Realizar mediciones en los circuitos de distribución secundaria y en los consumidores no residenciales, para tener gráficos de carga más representativos a utilizar en los análisis del Sistema RADIAL.
3. Considerar las posibilidades que brinda PANELEC, para asumir el diseño y confección de baterías de capacitores para la compensación de energía reactiva, dentro de la estrategia del país de sustituir importaciones.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

1. Abreu, A., Ochoa, C. y Villalobos, J. (2006). *Cargas industriales: fuentes de problemas de calidad de potencia en el sistema eléctrico de ENELVEN* [CD - Curso Power Quality]. Chile: Schneider Electric Chile.
2. Abreu, A., Thomas, J. y Villalobos, J. (2006). *Problemas de calidad de potencia fuente de pérdidas técnicas en los sistemas ENELVEN - ENELCO* [CD - Curso Power Quality]. Chile: Schneider Electric Chile.
3. AENER Energía, (2006). *Corrección del factor de potencia. Solución para redes con contenido armónico*. España: Artes Gráficas PALERMO S.L.
4. Arrillaga, J. y Watson, N., (2003). *Power system harmonic*. New York: John Wiley & Sons, Ltd.
5. Balcells, J. (2006). *Calidad y uso racional de la energía eléctrica*. Barcelona: CIRCUTOR S.A.
6. Beeman, D., (1975). *Industrial power systems handbook*. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
7. Capella, R., (2000). *Publicación Técnica Schneider PT-075: Corrección del factor de potencia*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.
8. Casas, L., (2000). *Conferencias sobre redes de distribución primaria*. Santa Clara: Centro de Estudios Electroenergéticos, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
9. Caterpillar, (2000). *Electric power application and installation guide. Engine and generator sizing*. U.S.A.: Caterpillar.
10. Colectivo de autores, (2002). *Ahorro de energía y respeto ambiental. Bases para un futuro sostenible*. La Habana: Editora Política.
11. Colectivo de autores, (2006). *Gestión energética en el sector productivo y los servicios*. Cienfuegos: Editorial Universidad de Cienfuegos.
12. Collombet, C., Lupin, J. y Schonek, J., (2000). *Cuaderno Técnico Schneider no 152: Los armónicos en las redes perturbadas y su tratamiento*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.

13. Comité Electrotécnico Cubano, (2008). *Reglamento Electrotécnico Cubano. Parte 1: Baja tensión*. Ciudad de La Habana: Oficina Nacional de Normalización.
14. CONAE, (2006, enero). *Generación distribuida, energía de calidad* [en-línea]. Disponible en: [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx) [2006, 27 de octubre].
15. CONUAR S.A, (2006, marzo). *¿Qué es energía distribuida?* [en-línea]. Disponible en: [www.generaciondistribuida.com](http://www.generaciondistribuida.com) [2007, 22 de julio].
16. Das, J., (2003). *Power system analysis short-circuit, load flow and harmonics*. New York: Marcel Dekker, Inc.
17. Departamento de Capacitación Schneider Electric Chile, (2006). *Manual de calidad de la energía eléctrica*. Santiago de Chile: Schneider Electric Chile.
18. Departamento de Capacitación Schneider Electric Chile, (2006). *Manual de compensación de energía reactiva*. La Habana: Schneider Electric Cuba.
19. DUCATI energia, (2006, febrero). *Low voltage power factor correction capacitors and equipment standard life series* [en-línea]. Disponible en: [www.ducatienergia.com](http://www.ducatienergia.com) [2007, 26 de junio].
20. EURELECTRIC, (2006). *Electromagnetic compatibility in european electricity supply networks*. Belgium: EURELECTRIC.
21. Feodorov, A. y Rodríguez, E., (1982). *Suministro eléctrico de empresas industriales*. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
22. FIDE, (1992). *Elementos básicos de un diagnóstico energético orientado a la aplicación de un programa de ahorro de energía*. México D.F.: FIDE.
23. Ferracci, P., (2004). *Cuaderno Técnico Schneider no 199: La calidad de la energía eléctrica*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.
24. Fitzgerald, A. y Kingsley, A. Jr. (1971). *Electric machinery*. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
25. Grady, M. (2006, junio). *Understanding power system harmonics* [en-línea]. Disponible en: [www.ece.utexas.edu/~grady](http://www.ece.utexas.edu/~grady) [2009, 12 de enero].
26. Hazel, T., (2001). *Cuaderno Técnico Schneider no 196: Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.



27. HIMEL, (2006). *Catálogo general*. Barcelona: HIMEL.
28. IEEE Std 519-1992, (1993). *IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
29. Instituto Schneider Electric de Formación, (2008, diciembre). *Compensación de energía reactiva y filtrado de armónicos. Baja y media tensión* [en-línea]. Disponible en: [www.isefonline.es](http://www.isefonline.es) [2009, 27 de octubre].
30. International Electrotechnical Commission, IEC. (2008). *IEC 60364-5-52 Ed.3: Low-voltage electrical installations – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems*. Germany: IEC/TC 64.
31. Koch, D., (2000). *Cuaderno Técnico Schneider no 189: Maniobra y protección de las baterías de condensadores de media tensión*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.
32. Langsdorf, A., (1971). *Theory of alternating-current machinery*. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
33. Leuschner, B. y Ray, L. (2007). *Harmonic distortion contributes to accelerated fuse aging and premature failure*. U.S.A.: Square D Engineering Services.
34. López, J., (2001, mayo). *Evolución tecnológica de la maniobra de condensadores de baterías automáticas de baja tensión* [en-línea]. Disponible en: [www.energuia.com](http://www.energuia.com) [2003, 17 de diciembre].
35. Marcos, J., (2001, noviembre). *Costes de la generación eléctrica en algunas tecnologías* [en-línea]. Disponible en: [www.energuia.com](http://www.energuia.com) [2005, 20 de mayo].
36. Marina, A. y González, J., (1999, marzo). *El ahorro energético como ayuda a la competitividad de las empresas* [en-línea]. Disponible en: [www.energuia.com](http://www.energuia.com) [2005, 20 de mayo].
37. Metrel, (2006). *Modern Power Quality Measurement Techniques*. Slovenia: ICEM.
38. Metz-Noblat, B. y Jeanjean, G., (2000). *Cuaderno Técnico Schneider no 185: Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales*. Barcelona: Centro de Formación Schneider Electric España.

39. Microsoft® Corporation, (2008). *Combustibles fósiles* [DVD - Microsoft® Encarta® 2008].
40. Microsoft® Corporation, (2008). *Medio ambiente* [DVD - Microsoft® Encarta® 2008].
41. National Electrical Code Committee., (2002). *National Electrical Code*. Massachusetts: National Fire Protection Association, Inc.
42. Neto, J., Jesus, N. y Piesanti, L. (2006). *Impact of the reactive power compensation on harmonic distortion level* [CD - Curso Power Quality]. Chile: Schneider Electric Chile.
43. Pérez, I., (1999). *Suministro eléctrico*. Conferencias impartidas para Diplomado en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas. Cuba.
44. Puchstein, A., Lloyd, T. y Conrad, A., (1968). *Alternating-current machinery*. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
45. Schneider Electric, (2006). *Guía de diseño de instalaciones eléctricas según normas internacionales CEI*. Barcelona: Tecfoto S.L.
46. Schneider Electric, (2006). *Compensación de energía reactiva y filtrado de armónicos*. Barcelona: Schneider Electric España.
47. Schneider Electric, (2006). *Distribución eléctrica*. Francia: Schneider Electric.
48. Schneider Electric, (2006). *Envolventes y sistemas de instalación Prisma Plus*. Barcelona: Schneider Electric España.
49. Schneider Electric, (2006). *Guide for the design and production of LV compensation cubicles*. France: Schneider Electric.
50. Schneider Electric, (2006). *Protección y control de potencia*. Barcelona: Schneider Electric España.
51. Schneider Electric, (2006). *Varpact Classic. Power factor correction module*. France: Coquand Imprimeur.
52. Schneider Electric, (2006). *Varpact Harmony. Power factor correction module with harmonic filter reactor*. France: Coquand Imprimeur.
53. Schneider Electric, (2007). *Automation & control. Telemecanique. The essential guide*. France: Ingoprint.

54. Schneider Electric, (2007). *Soluciones para la atenuación de armónicos*. Barcelona: Schneider Electric España.
55. Schneider Electric, (2008). *Compensación de energía reactiva. Programa de ahorro energético de Cuba*. Ciudad de La Habana: Schneider Electric Cuba.
56. Schneider Electric, (2008). *Electric installation guide*. France: Schneider Electric.
57. Seara, M. (2001). *Evaluación técnico financiera de proyectos para el incremento de la disponibilidad de electricidad en Trinidad*. Tesis de maestría inédita, Universidad de Cienfuegos, Facultad de Mecánica, Cuba.
58. Standard Aggregatebau KG Evers & Co., (2005). *Manual del grupo electrógeno y requisitos de la operación. Grupo generador en contenedor 712 kVA / 570 kW / 480 - 277 V AC / 60 Hz / 1800 rpm*. Alemania: S.A.B.
59. Styczynski, Z. y Bachry, A. (2006). *The influence of the high power ratio non-linear loads on the low voltage system operation – case studies* [CD - Curso Power Quality]. Chile: Schneider Electric Chile.
60. Unión Eléctrica, (2001). *Manual de aplicación de tarifas eléctricas*. Ciudad de La Habana: UNE.
61. Viego, P., de Armas, M., Padrón, A., Pérez, I. y Casas, L. (2006). *Temas especiales de sistemas eléctricos industriales*. Cienfuegos: Editorial Universidad de Cienfuegos.
62. WEG, (2006). *Synchronous generators*. Brazil: WEG.

## Anexo I.

Características técnicas de los capacitores de potencia empleados en BT [46]:

- Dieléctrico: film de polipropileno metalizado, que consiste en evaporar al vacío un finísimo estrato de metal sobre la película de polipropileno. Las armaduras del condensador se forman a raíz de la metalización de las dos películas del dieléctrico.
- Factor de pérdidas: iguales o menores a 0.3 W/kVAr.
- De tipo seco, sin impregnantes.
- Protección interna que consta de una membrana de sobrepresión que protege frente a intensidades de defecto pequeñas y un fusible interno de alto poder de ruptura que, coordina con la membrana y protege frente a intensidades de defecto elevadas.
- Resistencia interna de descarga que garantiza menos de 50 V después de 1 minuto fuera de servicio del condensador [41].
- Corriente máxima permisible de  $1,3 I_n$  (240, 400 y 440 V) y  $1,43 I_n$  (480 V).
- Máxima tensión permisible:

240 V → 264 V

400 V → 456 V

440 V → 517 V

480 V → 577 V

- Máxima temperatura: 40°C.

En el caso que se formen bancos de capacitores con regulación automática:

- Regulador de energía reactiva con microprocesador interno.
- Maniobra mediante contactores especiales provistos de resistencias de preinserción, que en el momento de la conexión se intercalan en serie con el capacitor, limitando la intensidad a un valor razonable. Una vez cargado este, las resistencias son puestas fuera de servicio.
- Ventilador controlado por un termopar calibrado para que opere a 40°C.
- Envoltente adecuado a cada ambiente.

Características técnicas de los capacitores de potencia empleados en MT [46]:

- Dieléctrico: film de polipropileno metalizado, impregnado de hidrocarburo biodegradable no clorado. En esta aplicación hay que destacar la sustitución del medio dieléctrico mixto (papel + film plástico) por un medio constituido únicamente por film plástico.
- Factor de pérdidas: 0.16 W/kVAr con fusible interno y 0.12 W/kVAr sin fusible interno.
- Equipados con fusibles internos (condensador monofásico) o equipado sin fusible interno (condensador monofásico o trifásico).
- Resistencia interna de descarga que reduce la tensión residual a 75 V después de 10 minutos ó 50 V en 5 minutos después de su puesta fuera de tensión.
- Constituido por armaduras de hojas de aluminio.
- Corriente máxima permisible de 1.3 In.
- Máxima tensión permisible de 1,1 Un 12 h al día ó 1,15 Un 30 minutos por día.
- Máxima temperatura: 40°C.
- Se debe conectar en serie con cada capacitor una inductancia de choque que limite las sobreintensidades de conexión.

## **Anexo II.**

Condensador Varplus M1, estándar 400 V / 230 V / 440 V [46]:

- Condensadores enchufables entre sí.
- Potencias máximas de ensamblaje entre varios

Varplus M1:

- 60 kVAr (400 V - 440 V).

- 30 kVAr (230 V).

- Protección con membrana de sobrepresión y fusible interno.
- Frecuencia: 50 y 60 Hz.
- Grado de protección: IP00 sin cubrebornes / IP41 con cubrebornes.

Condensador Varplus M4, estándar 400 V / 230 V / 440 V [46]:

- Condensadores enchufables con la gama Varplus M1 (1 Varplus M4 con diversos Varplus M1).

- Potencias máximas de ensamblaje:

- 100 kVAr (400 V - 440 V).

- 60 kVAr (230 V).

- Protección con membrana de sobrepresión y fusible interno.
- Frecuencia: 50 y 60 Hz.
- Grado de protección: IP00 sin cubrebornes / IP41 con cubrebornes.

### Anexo III.

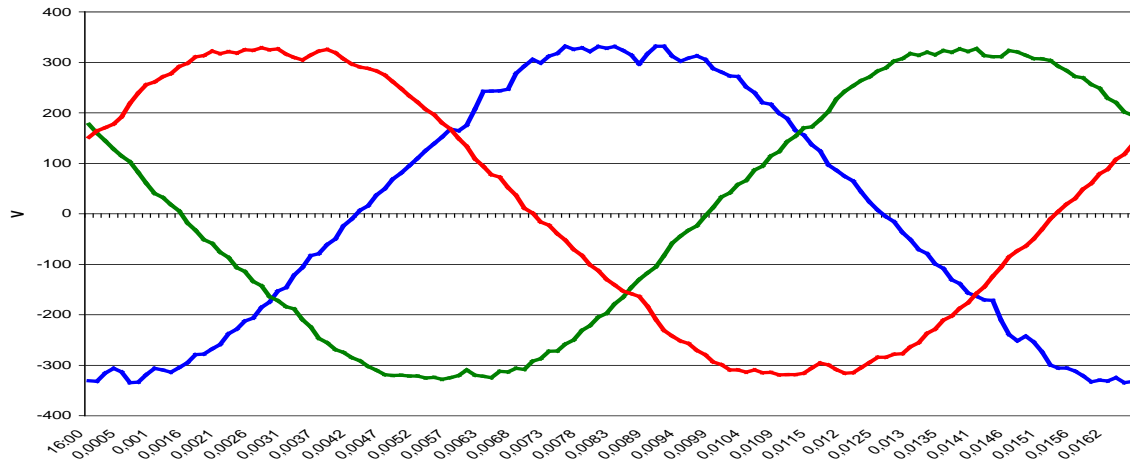
Características técnicas de Varlogic NR6 y NR12 [29] [46]:

- Número de escalones 6 (NR6) ó 12 (NR12).
- Dimensiones 155 x 155 x 70 mm.
- Frecuencia 48...52 Hz, 58...62 Hz.
- Corriente de medición 0...5 A.
- Tensiones de alimentación y medición 88...130 V, 185...265 V y 320...460 V.
- Salidas relé: 120 V AC/5A, 250 V AC/2A, 400 V AC/1A, 110 V DC/0,3A, 60 V DC/0,6A, 24 V DC/2A.
- Visualizador: Cristal LCD con 160 símbolos, retroiluminada
- Cristal de protección Panel frontal IP41, parte posterior IP20
- Rango  $\cos \varphi$  de destino 0,85 ind ... 1,00 ... 0,90 cap.
- Límites de respuesta 0,01 ... 1,99 simétrico.
- Temporización de reconexión 10...600 s.
- Temporización de respuesta 20% de temporización de reconexión mín.10s
- Medidas mostradas  $\cos \varphi$  , P, Q, S, THD (U), temperatura.
- Método de instalación: Instalación del panel, instalación de perfil DIN.
- Caja Resistente a los impactos PC/ABS, UL94V0.
- Rango de temperaturas de funcionamiento 0...60°C.
- Registro de alarmas, Lista de las últimas 5 alarmas.
- Contadores de escalones: Sí.
- Control de ventilador con relé dedicado: Sí.
- Rango de ajuste del TI 25/5 ... 6000/5.
- Detección de cortes de alimentación: Tiempo de reacción > 15 ms.
- Certificaciones: IEC 61010-1
  - IEC 61000-6-2
  - IEC 61000-6-4
  - IEC 61326

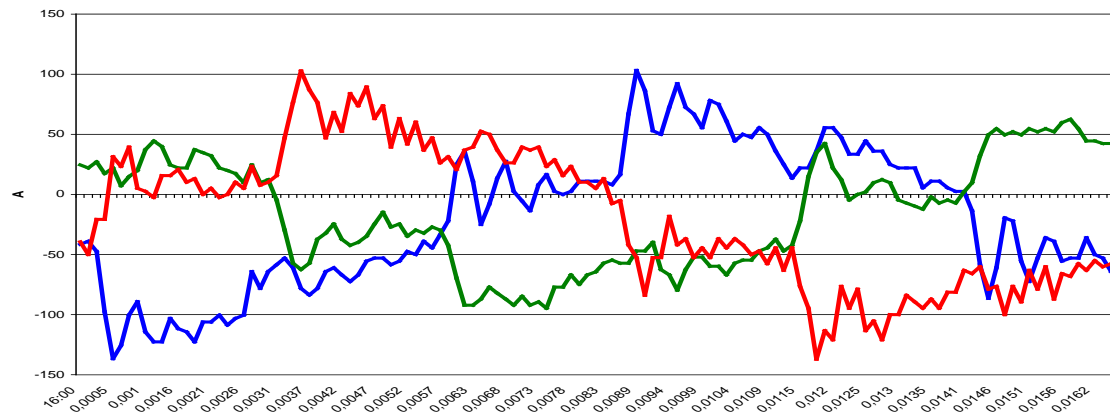
## Anexo IV.

### Mediciones realizadas en el Poligráfico de Sancti Spiritus.

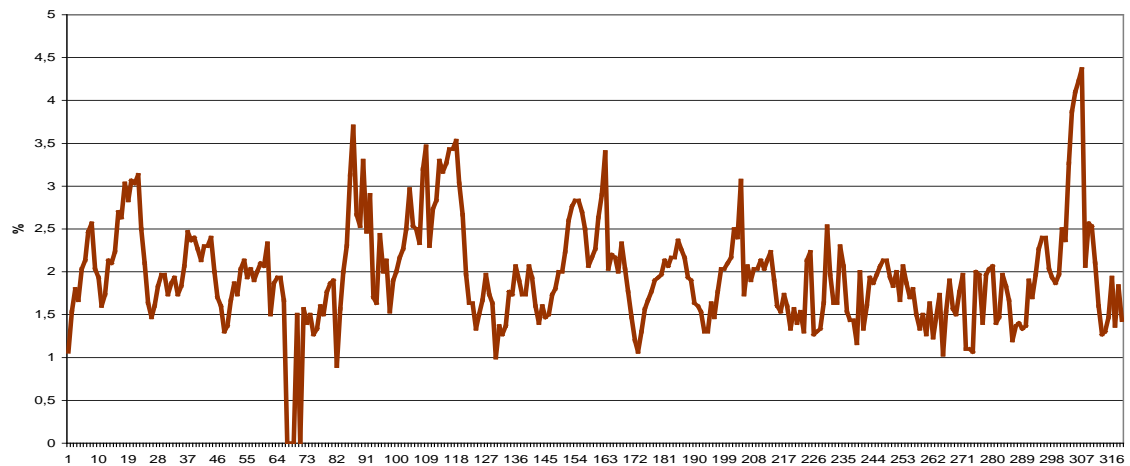
Ondas de Tensión.



Ondas de Corriente



THD de Tensión





## Anexo V.

Máximos niveles de armónicos permisibles en Cuba [13].

Armónicos de orden impar no múltiplos de 3			Armónicos de orden impar múltiplos de 3			Armónicos de orden par					
Orden de los armónicos	BT	MT	AT	Orden de los armónicos	BT	MT	AT	Orden de los armónicos	BT	MT	AT
5	6	6	2	3	5	2,5	1,5	2	2	1,5	1,5
7	5	5	2	9	1,5	1,5	1	4	1	1	1
11	3,5	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	6	0,5	0,5	0,5
13	3	3	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,2	0,2
17	2	2	1	>21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,2	0,2
19	1,5	1,5	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1	0,7					>12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	0,7								

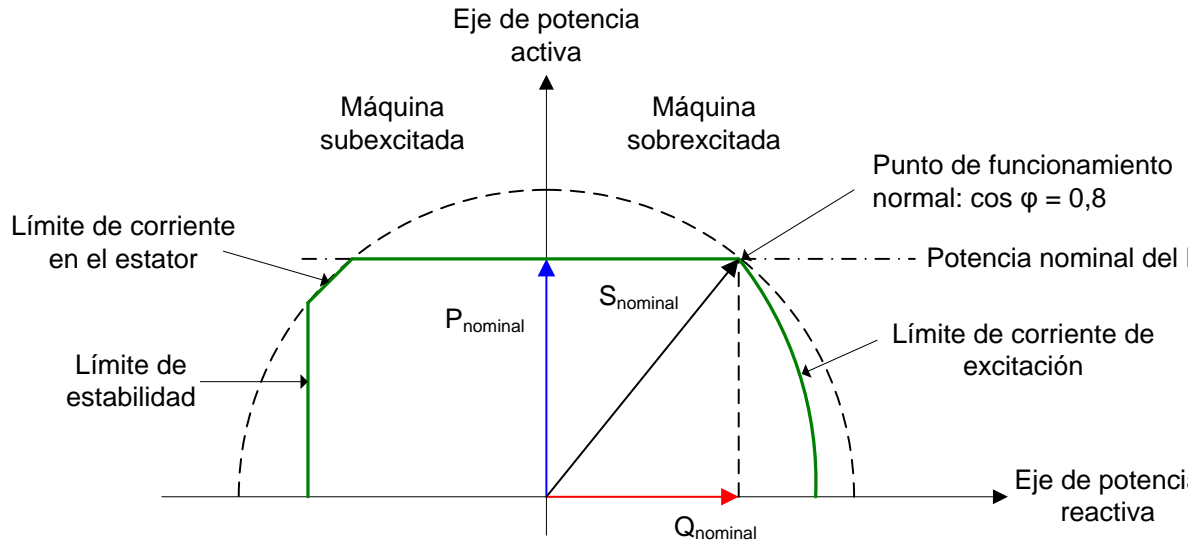
## Anexo VI.

Valores de la Norma IEEE Standard – 519 [28].

Tensión del sistema	Distorsión individual IHDV%	Distorsión total THDV%
< 69 kV	3,0	5,0
69 kV – 161 kV	1,5	2,5
> 161 kV	1,0	1,5

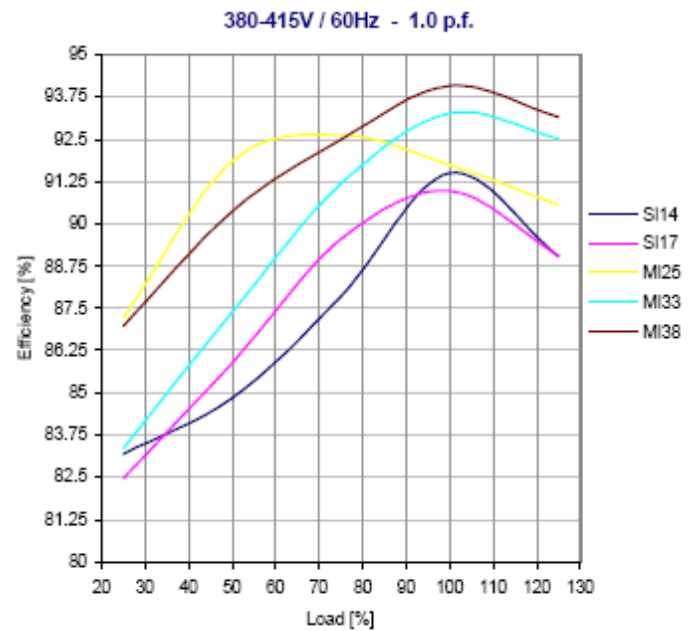
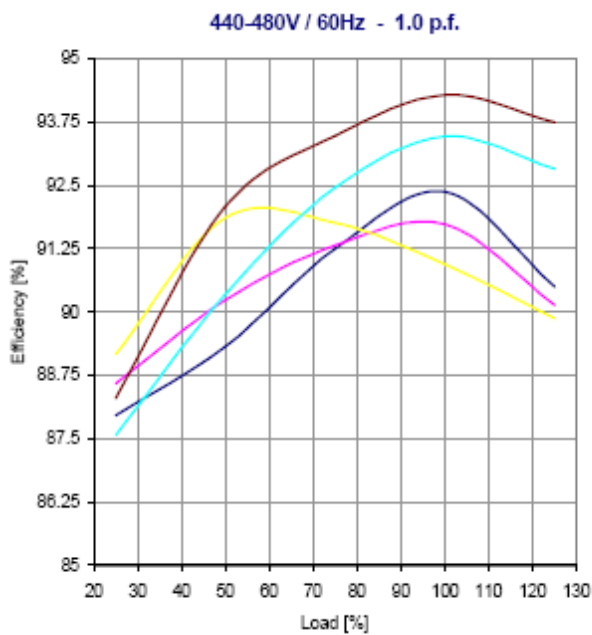
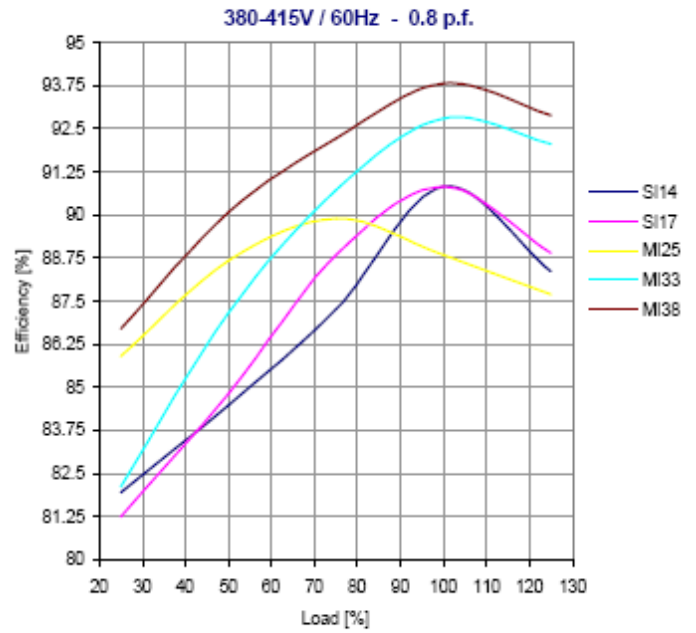
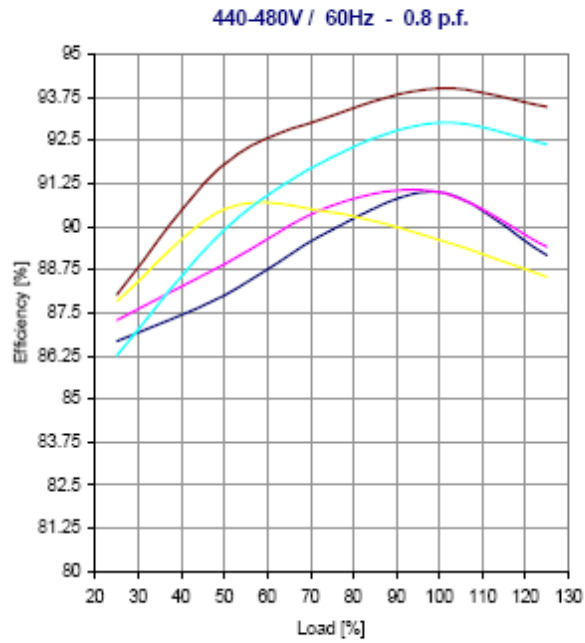
## Anexo VII.

Diagrama de las potencias activa/reactiva y sus límites de funcionamiento [26].



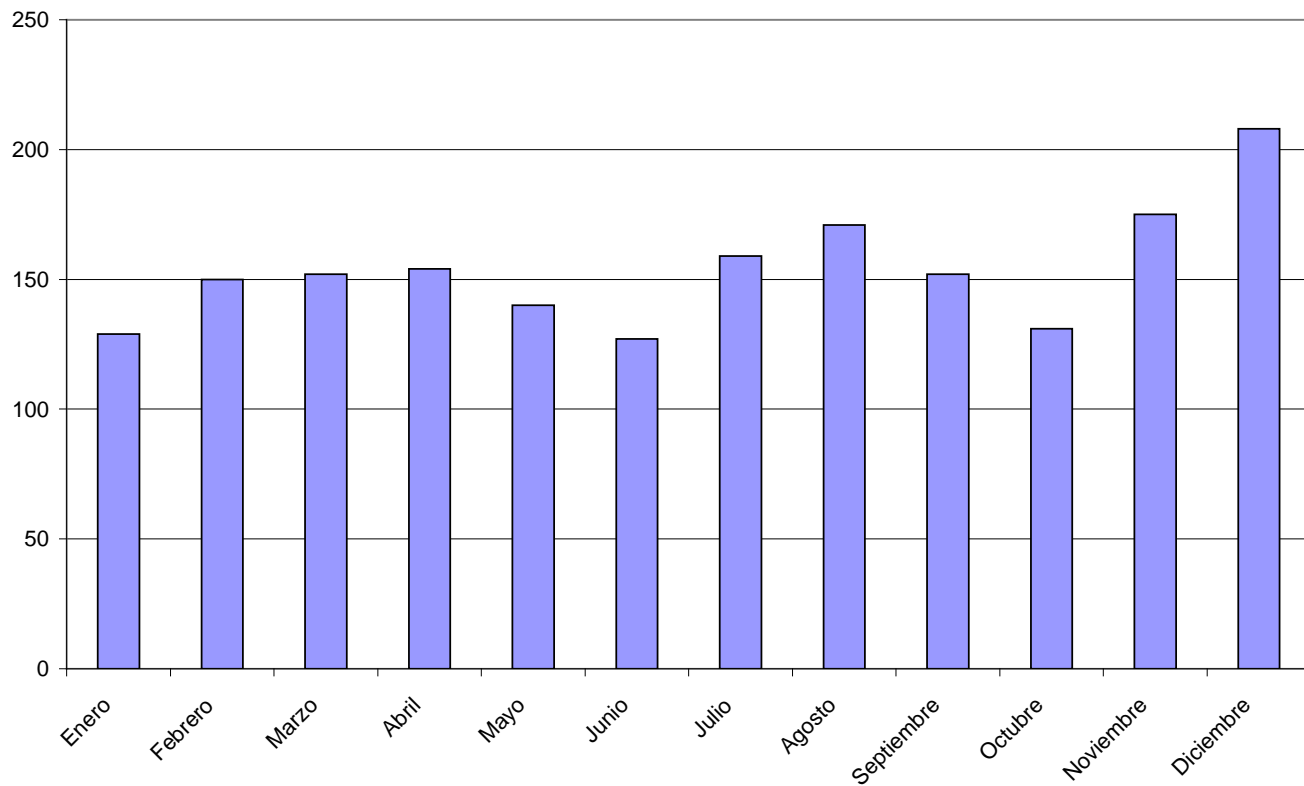
## Anexo VIII.

Curvas de eficiencia de generadores GTA [62].



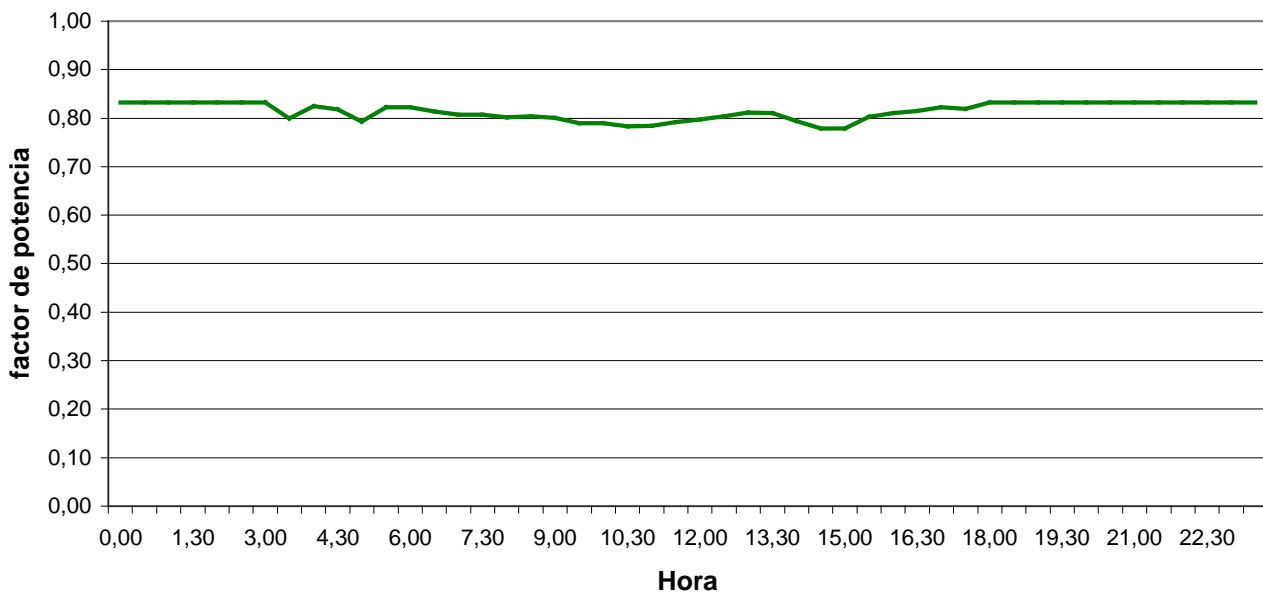
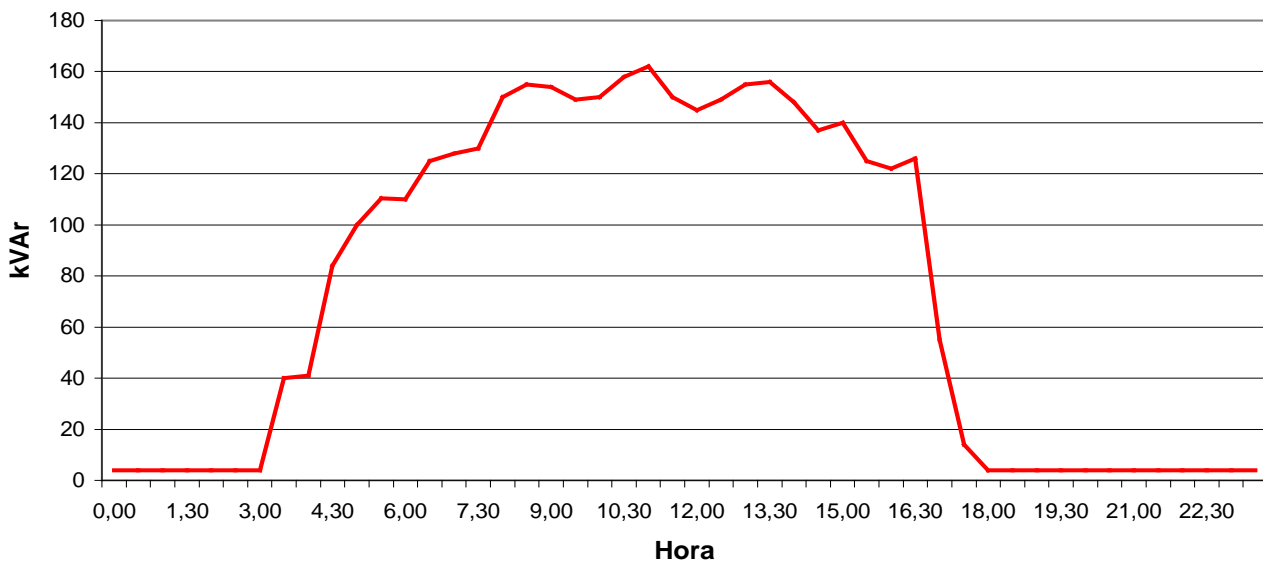
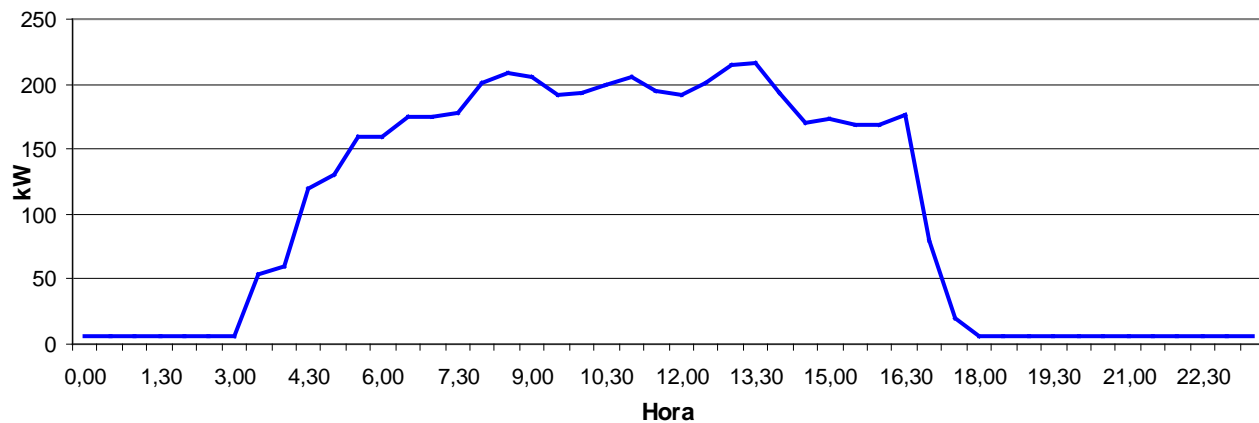
## Anexo IX.

Cantidad de consumidores penalizados por bajo factor de potencia, provincia Sancti Spiritus (año 2009).



## Anexo X.

Gráficos obtenidos a través de las mediciones realizadas en la Fábrica de Cigarros de Trinidad.



## Anexo XI.

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Rk50.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 1722 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1200 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.83

Pérdidas activas en Líneas: 106 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 65 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 19 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 17 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 142.15 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 30 MWh

Energía reactiva de las cargas: 19 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 1090 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 197 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 399 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 1686 kWh

### Variante #1.

Hora: 14

Potencia activa de las cargas: 1705 kW

Potencia reactiva de las cargas: 838 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.90

Pérdidas activas en Líneas: 90 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 58 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 18 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 17 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 124.40 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 30 MWh

Energía reactiva de las cargas: 15 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 970 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 192 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 399 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 1561 kWh

### Variante #2.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 1722 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1200 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr

Factor de potencia: 0.92

Pérdidas activas en Líneas: 91 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 56 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 19 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 17 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 126.90 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 30 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 19 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas : 895 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 195 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 399 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1489 kWh

Variante #3.

Hora: 14  
Potencia activa de las cargas: 1705 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 838 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr  
Factor de potencia: 0.98  
Pérdidas activas en Líneas: 79 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 50 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 17 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 17 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 112.83 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 30 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 15 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas : 822 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 190 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 399 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1411 kWh

Variante #4.

Hora: 14  
Potencia activa de las cargas: 1705 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 838 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 300 kVAr  
Factor de potencia: 0.96  
Pérdidas activas en Líneas: 82 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 52 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 17 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 17 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 115.65 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 30 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 15 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 836 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 190 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 399 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1426 kWh

## Anexo XII.

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Rk52.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 1403 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1124 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.79

Pérdidas activas en Líneas: 50 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 43 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 18 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 11 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 78.74 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 22 MWh

Energía reactiva de las cargas: 16 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 444 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 170 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 264 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 878 kWh

### Variante #1.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 1403 kW

Potencia reactiva de las cargas: 499 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.94

Pérdidas activas en Líneas: 36 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 32 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 14 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 11 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 61.15 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 22 MWh

Energía reactiva de las cargas: 9 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 358 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 142 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 264 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 764 kWh

### Variante #2.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 1403 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1124 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr

Factor de potencia: 0.90

Pérdidas activas en Líneas: 42 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 37 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 18 kW



Pérdidas de Fe en los transformadores: 11 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 70.76 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 22 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 16 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 386 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 169 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 264 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 819 kWh

Variante #3.

Hora : 10  
Potencia activa de las cargas: 1403 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 1124 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 300 kVAr  
Factor de potencia: 0.87  
Pérdidas activas en Líneas: 44 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 39 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 18 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 11 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 72.87 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 22 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 16 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 387 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 170 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 264 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 821 kWh

### Anexo XIII.

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Jj40.

Hora: 19

Potencia activa de las cargas: 1746 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1008 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.87

Pérdidas activas en Líneas: 54 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 41 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 25 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 13 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 91.54 kW

#### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 35 MWh

Energía reactiva de las cargas: 21 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 748 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 304 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 302 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 1354 kWh

#### Variante #1.

Hora: 19

Potencia activa de las cargas: 1746 kW

Potencia reactiva de las cargas: 945 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.88

Pérdidas activas en Líneas: 53 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 40 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 25 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 13 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 90.04 kW

#### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 35 MWh

Energía reactiva de las cargas: 19 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 704 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 302 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 302 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 1309 kWh

#### Variante #2.

Hora: 19

Potencia activa de las cargas: 1746 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1008 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr

Factor de potencia: 0.95

Pérdidas activas en Líneas: 48 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 38 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 25 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 13 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 85.75 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 35 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 21 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 638 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 303 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 302 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1243 kWh

Variante #3.

Hora: 19  
Potencia activa de las cargas: 1746 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 945 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr  
Factor de potencia: 0.96  
Pérdidas activas en Líneas: 48 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 37 kW  
Pérdidas de Cu el los transformadores: 24 kW  
Pérdidas de Fe el los transformadores: 13 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 84.70 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 35 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 19 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 622 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 301 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 302 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1226 kWh

Variante #4.

Hora: 19  
Potencia activa de las cargas: 1746 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 945 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 300 kVAr  
Factor de potencia: 0.94  
Pérdidas activas en Líneas: 49 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 38 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 25 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 13 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 85.92 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 35 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 19 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 640 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 302 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 302 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 1244 kWh

#### **Anexo XIV.**

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Jj40.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 2613 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1591 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.86

Pérdidas activas en Líneas: 153 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 101 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 31 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 20 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 203.51 kW

#### **RESULTADO DE ENERGIA DIARIA**

Energía activa de las cargas: 42 MWh

Energía reactiva de las cargas: 25 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 1708 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 309 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 471 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 2489 kWh

#### Variante #1.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 2613 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1471 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.88

Pérdidas activas en Líneas: 147 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 96 kW

Pérdidas de Cu el los transformadores: 30 kW

Pérdidas de Fe el los transformadores: 20 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 196.69 kW

#### **RESULTADO DE ENERGIA DIARIA**

Energía activa de las cargas: 42 MWh

Energía reactiva de las cargas: 24 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 1668 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 303 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 471 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 2441 kWh

#### Variante #2.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 2613 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1591 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr

Factor de potencia: 0.92

Pérdidas activas en Líneas: 135 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 90 kW

Pérdidas de Cu el los transformadores: 31 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 20 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 185.81 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 42 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 25 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1443 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 307 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 471 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2221 kWh

Variante #3.

Hora: 10  
Potencia activa de las cargas: 2613 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 1471 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr  
Factor de potencia: 0.93  
Pérdidas activas en Líneas: 131 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 86 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 30 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 20 kW  
Pérdidas totales de potencia activa : 180.57 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 42 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 24 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1428 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 300 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 471 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2199 kWh

Variante #4.

Hora: 10  
Potencia activa de las cargas: 2613 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 1471 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 300 kVAr  
Factor de potencia: 0.92  
Pérdidas activas en Líneas: 134 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 89 kW  
Pérdidas de Cu el los transformadores: 30 kW  
Pérdidas de Fe el los transformadores: 20 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 184.12 kW

RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 42 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 24 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1463 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 301 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 471 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2235 kWh

## **Anexo XV.**

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Tk61.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 3341 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1952 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.87

Pérdidas activas en Líneas: 127 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 69 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 42 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 25 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 194.06 kW

### **RESULTADO DE ENERGIA DIARIA**

Energía activa de las cargas: 59 MWh

Energía reactiva de las cargas: 34 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 1404 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 414 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 608 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 2426 kWh

### Variante #1.

Hora: 14

Potencia activa de las cargas: 3316 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1793 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.88

Pérdidas activas en Líneas: 125 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 69 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 39 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 25 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 189.36 kW

### **RESULTADO DE ENERGIA DIARIA**

Energía activa de las cargas: 59 MWh

Energía reactiva de las cargas: 32 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 1346 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 402 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 608 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 2356 kWh

### Variante #2.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 3314 kW

Potencia reactiva de las cargas: 1936 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr

Factor de potencia: 0.92

Pérdidas activas en Líneas: 114 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 62 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 41 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 25 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 180.91 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 59 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 34 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1212 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 406 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 608 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2227 kWh

Variante #3.

Hora: 14  
Potencia activa de las cargas: 3316 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 1793 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 450 kVAr  
Factor de potencia: 0.93  
Pérdidas activas en Líneas: 117 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 64 kW  
Pérdidas de Cu en los transformadores: 39 kW  
Pérdidas de Fe en los transformadores: 25 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 180.61 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 59 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 32 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1194 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 401 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 608 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2203 kWh

Variante #4.

Hora: 14  
Potencia activa de las cargas: 3316 kW  
Potencia reactiva de las cargas: 1793 kVAr  
Potencia reactiva en capacitores: 300 kVAr  
Factor de potencia: 0.91  
Pérdidas activas en Líneas: 119 kW  
Pérdidas reactivas en Líneas: 65 kW  
Pérdidas de Cu el los transformadores: 39 kW  
Pérdidas de Fe el los transformadores: 25 kW  
Pérdidas totales de potencia activa: 183.13 kW  
RESULTADO DE ENERGIA DIARIA  
Energía activa de las cargas: 59 MWh  
Energía reactiva de las cargas: 32 MWh  
Pérdidas de energía activa en líneas: 1230 kWh  
Pérdidas de energía Cu en transformadores: 401 kWh  
Pérdidas de energía Fe en transformadores: 608 kWh  
Pérdidas totales de energía activa: 2240 kWh

## Anexo XVI.

Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Tk68.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 310 kW

Potencia reactiva de las cargas: 171 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.88

Pérdidas activas en Líneas: 2 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 1 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 4 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 2 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 7.91 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 5 MWh

Energía reactiva de las cargas: 3 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 24 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 41 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 49 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 114 kWh

### Variante #1.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 310 kW

Potencia reactiva de las cargas: 143 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 0 kVAr

Factor de potencia: 0.91

Pérdidas activas en Líneas: 2 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 1 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 4 kW

Pérdidas de Fe en los transformadores: 2 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 7.70 kW

### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 5 MWh

Energía reactiva de las cargas: 2 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas : 22 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 40 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 49 kWh

Pérdidas totales de energía activa : 111 kWh

### Variante #2.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 310 kW

Potencia reactiva de las cargas: 171 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 150 kVAr

Factor de potencia: 1.00

Pérdidas activas en Líneas: 2 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 1 kW

Pérdidas de Cu en los transformadores: 4 kW



Pérdidas de Fe en los transformadores: 2 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 7.62 kW

#### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 5 MWh

Energía reactiva de las cargas: 3 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 21 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 41 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 49 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 111 kWh

#### Variante #3.

Hora: 10

Potencia activa de las cargas: 310 kW

Potencia reactiva de las cargas: 143 kVAr

Potencia reactiva en capacitores: 150 kVAr

Factor de potencia: 1.00

Pérdidas activas en Líneas: 2 kW

Pérdidas reactivas en Líneas: 1 kW

Pérdidas de Cu el los transformadores: 4 kW

Pérdidas de Fe el los transformadores: 2 kW

Pérdidas totales de potencia activa: 7.53 kW

#### RESULTADO DE ENERGIA DIARIA

Energía activa de las cargas: 5 MWh

Energía reactiva de las cargas: 2 MWh

Pérdidas de energía activa en líneas: 21 kWh

Pérdidas de energía Cu en transformadores: 40 kWh

Pérdidas de energía Fe en transformadores: 49 kWh

Pérdidas totales de energía activa: 110 kWh

## Anexo XVII.

### Resultados generales de la corrida del flujo trifásico del Sk13

Hora de análisis: 15

Concepto	Valor U/M	Concepto	Valor U/M
Potencia activa de las cargas	1779 kW	Energía activa de las cargas	36 MWh
Potencia reactiva de las cargas	1058 kvar	Energía reactiva de las cargas	21 MVarh
Pérdidas activas en líneas	37 kW	Pérdidas de energía en líneas	500 kWh
Pérdidas reactivas en líneas	26 kvar	////////////////////	///
Pérdidas de cobre en transf.	40 kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	830 kWh
Pérdidas de hierro en transf.	13 kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	301 kWh
Pérd. totales de potencia activa	90 kW	Pérdidas totales de energía	1631 kWh
% de pérdidas de potencia	5 %	% de pérdidas de energía	4 %
Potencia reactiva en capacitores.	0 kVAr		
Potencia activa de cogeneración	0 kW		
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		
Factor de potencia del circuito	0.87		

### Resultados generales después de compensada la energía reactiva en el Frigorífico.

Hora de análisis: 15

Concepto	Valor U/M	Concepto	Valor U/M
Potencia activa de las cargas	1779 kW	Energía activa de las cargas	36 MWh
Potencia reactiva de las cargas	990 kvar	Energía reactiva de las cargas	20 MVarh
Pérdidas activas en líneas	36 kW	Pérdidas de energía en líneas	479 kWh
Pérdidas reactivas en líneas	25 kvar	////////////////////	///
Pérdidas de cobre en transf.	39 kW	Pérdidas de energía Cu en transf.	825 kWh
Pérdidas de hierro en transf.	13 kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	301 kWh
Pérd. totales de potencia activa	88 kW	Pérdidas totales de energía	1606 kWh
% de pérdidas de potencia	5 %	% de pérdidas de energía	4 %
Potencia reactiva en capacitores.	0 kVAr		
Potencia activa de cogeneración	0 kW		
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		
Factor de potencia del circuito	0.88		