

TEC | Tecnológico
de Costa Rica

Instituto Tecnológico De Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



Envases Comeca S. A.

“Rediseño de la Instalación Eléctrica de la Planta de Envases Comeca S. A.”

**Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título:
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura**

Kevin Elizondo Picado

Cartago, junio 2018



Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénieri

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: Miércoles 6 de junio del 2018

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Kevin Elizondo Picado

carné No. 2013012237, si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de licenciatura en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 2018-06-06, con el título Rediseño de la Instalación Eléctrica de la Planta de Envases Comeca S.A.

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

kelizp01@gmial.com

Cédula No.:

115870891

Profesor Guía

Ing. Manuel Centeno López

Asesor Industrial

Ing. Daniel Gamboa Fonseca

Tribunal Examinador

Ing. Nicolás Vaquerano Pineda

Ing. Gilbert Bonilla Castillo

Información del estudiante y de la empresa

Nombre: *Kevin Esteban Elizondo Picado*
Cédula: *1 1587 0891*
Carné ITCR: *2013012237*
Dirección de su residencia en época lectiva: *San José, Desamparados, San Miguel, 125 Sur del Almacén Higuito Mena, Calle Encinales*
Dirección de su residencia en época no lectiva: *San José, Desamparados, San Miguel, 125 Sur del Almacén Higuito Mena, Calle Encinales*
Teléfono en época lectiva: *8944 3270*
Teléfono época no lectiva: *8944 3270*
Email: *faelpi1@hotmail.com – kelizp01@gmail.com*

Información del Proyecto

Nombre del Proyecto: *Rediseño de la Instalación Eléctrica de la Planta de Envases Comeca S. A.*
Profesor Asesor: *Ing. Manuel Centeno López*
Horario de trabajo del estudiante: *Lunes a viernes de 6:00 a 14:00*

Información de la Empresa

Nombre: *Envases Comeca S. A.*
Zona: *San José*
Dirección: *500 mts Norte de la Pozuelo La Uruca, San José – Costa Rica*
Teléfono: *(506) 2520-2707*
Actividad Principal: *Soluciones de empaque y retail*

Dedicatoria

A mis padres, con amor.

Agradecimientos

En primer lugar, la honra y la gloria a Dios,
porque siempre ha abierto puertas y me ha
dado oportunidades maravillosas.

Ha llenado mi camino de bendiciones y aun
en los momentos difíciles me ha mantenido
firme.

A mis padres que se han sacrificado para
darme todas las herramientas posibles para
enfrentar al mundo. Por ser un ejemplo de
valentía y perseverancia.

A mis hermanos y familiares, por el apoyo
incesante y darme aliento cuando más lo
necesitaba.

A mis compañeros y amigos que han
compartido conmigo experiencias
inolvidables.

A mis profesores y tutores, que no solo me
han guiado en conocimiento, sino que me
han formado como persona.

A todos aquellos que han hecho esto
posible.

.

Tabla de contenido

Resumen.....	1
Abstract.....	2
1. Introducción.....	3
1.1 Reseña de la empresa.....	3
1.1.1 Ubicación.....	4
1.1.2 Visión.....	4
1.1.3 Productos elaborados.....	5
1.1.4 Descripción del proceso productivo.....	5
1.2 Planteamiento del problema.....	7
1.3 Objetivo general.....	8
1.4 Objetivos específicos.....	8
1.5 Justificación.....	8
1.6 Viabilidad.....	10
1.7 Metodología.....	11
1.7.1 Etapa 0.....	11
1.7.2 Etapa 1.....	11
1.7.3 Etapa 2.....	11
1.7.4 Etapa 3.....	12
1.7.5 Etapa 4.....	12
1.7.6 Etapa 5.....	12
1.8 Alcance.....	13
2. Marco conceptual.....	15
2.1 Instalación eléctrica.....	15
2.2 Plantas de emergencia.....	15
2.3 Puesta a tierra.....	16
2.3.1 Aterrizado.....	17
2.3.2 Unión.....	17
2.3.3 Sistema Derivado Separado.....	18
2.3.4 Puesta a tierra de la planta generadora de emergencia.....	20
2.4 Corriente de cortocircuito.....	21
2.4.1 Tipos de fallas.....	21
2.4.2 Contribuciones a la corriente de cortocircuito.....	23
2.4.3 Método de los kVA'S equivalentes.....	24
2.4.4 Método de las impedancias.....	25
2.5 Corriente de cortocircuito asimétrica.....	27
2.6 Base de datos.....	27
2.6.1 Modelo Entidad-Relación.....	27
2.6.2 Criterios de diseño.....	28

3. Instalación eléctrica	32
3.1 Condiciones actuales.....	32
3.2 Estudio de cargas	35
3.3 Determinación de los requisitos mínimos de instalación eléctrica	43
3.3.1 <i>Dispositivos de protección y calibres de los conductores para centros de carga...</i>	43
3.3.2 <i>Dispositivos de protección y calibres de los conductores para motores.....</i>	51
3.3.3 <i>Dispositivos de protección y calibres de los conductores para transformadores ...</i>	54
3.4 Evaluación de la instalación eléctrica.....	59
4. Evaluación de la reutilización de la planta de emergencia	69
5. Herramienta de tecnologías de la información	75
5.1 Tecnologías utilizadas actualmente	75
5.2 Diseño de la base de datos	77
5.2.1 <i>Tablas.....</i>	80
5.2.2 <i>Consultas</i>	83
5.2.3 <i>Formularios</i>	84
6. Estudio de falla por cortocircuito.....	85
6.1 Características de los equipos en estudio.....	86
6.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito	91
6.3 Programación para el estudio de cortocircuito.....	98
6.4 Análisis de los resultados obtenidos.	102
7. Sistema de puesta a tierra.....	103
7.1 Conexión a tierra de equipos	104
7.2 Conexión a tierra de los equipos de acometida.....	107
7.3 Conexión a tierra de sistemas derivados separados	108
7.4 Conexión a tierra de la planta de emergencia	109
8. Estimación de inversión.....	111
9. Conclusiones y recomendaciones	116
9.1 Conclusiones.....	116
9.2 Recomendaciones	118
Referencias bibliográficas.....	119
Anexos	122

Índice de figuras

Figura 1. Cobertura de Grupo Comeca.....	3
Figura 2. Ubicación de la planta de Envases Comeca.....	4
Figura 3. Productos elaborados.....	5
Figura 4. Diagrama de etapas del proceso productivo.....	6
Figura 5. Metodología.....	12
Figura 6. Puesta a tierra de una bóveda de transformadores.....	18
Figura 7. Puente de unión de un sistema derivado separado.....	19
Figura 8. Conexión de puesta a tierra de la planta de emergencia.....	20
Figura 9. Tipos de fallas por cortocircuito.....	22
Figura 10. Factores multiplicativos para el cálculo de la corriente de falla asimétrica.....	27
Figura 11. Explicación de los caracteres en la máscara para la Base de Datos en Access.....	30
Figura 12. Medio de desconexión principal.....	33
Figura 13. Tablero 122V dentro del cuarto eléctrico.....	33
Figura 14. Normas para el cálculo de calibres de conductores de acuerdo con el NEC 2008.....	44
Figura 15. Planta generadora de emergencia marca Kohler.....	69
Figura 16.....	74
Figura 17. Diseño entidad-relación para la base de datos.....	79
Figura 18. Etiquetado de los centros de carga para la base de datos.....	81
Figura 19. Programación en SQL para la consulta de los circuitos ramales en un centro de carga.....	83
Figura 20. Formulario para agregar un nuevo centro de carga.....	84
Figura 21. Diagrama unifilar simplificado para el estudio de cortocircuito.....	86
Figura 22. Datos típicos para transformadores de propósito general.....	87
Figura 23. Etapas en el rediseño eléctrico.....	111
Figura 24. Cotización para la construcción de trinchera, bóveda y refuerzo estructural.....	112
Figura 25. Cotización para la ejecución de dos estudios de ingeniería ante la CNFL.....	113
Figura 26. Cotización de switchboard con trasferencia automática, supresores de transientes y dispositivos de medición.....	114

Figura 27. Cotización de una planta generadora de emergencia.	115
Figura 28. Interruptor en caja del transformador T1.	122
Figura 29. Interruptor sin uso en panel 122V.	122
Figura 30. Interruptor de ‘Líneas Automáticas’.	123
Figura 31. Interruptor mal etiquetado.	123
Figura 32. Condiciones de etiquetado.....	123
Figura 33. Etiquetado en paneles.....	123
Figura 34. Etiqueta transformador TP.	124
Figura 35. Etiqueta transformador T1.....	124
Figura 37. Etiqueta transformador de 380 V.	124
Figura 36. Transformador T10.....	124
Figura 39. Placa horno de láminas.....	125
Figura 38. Transformador T17 sin datos de placa.	125
Figura 40. Placa impresora 4L.	125
Figura 41. Placa lamparas 4L.	125
Figura 42. Relaciones para la base de datos.	162
Figura 43. Consulta para conocer la ubicación de un elemento.	162
Figura 44. Consulta para conocer los circuitos ramales.	162
Figura 45. Consulta la capacidad disponible.	163
Figura 46. Consulta para colocar una nueva carga.	163

Índice de tablas

Tabla 1. Reporte de mediciones.....	40
Tabla 2. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos.	48
Tabla 3. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión.....	50
Tabla 4. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos para motores.....	52
Tabla 5. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión para motores.	54
Tabla 6. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos para transformadores..	58
Tabla 7. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión para transformadores. .	59
Tabla 8. Protecciones y calibres de conductores instalados para centros de carga.....	61
Tabla 9. Protecciones y calibres de conductores instalados para motores.....	62
Tabla 10. Protecciones y calibres de conductores instalados para transformadores.....	63
Tabla 11. Porcentaje de utilización y capacidad de crecimiento de los centros de carga.	66
Tabla 12. Cargas críticas que suplir por la planta de emergencia.....	71
Tabla 13. Protecciones y calibres de conductores propuestos para la planta de emergencia. .	72
Tabla 14. Tipo de dato y máscara para los atributos en la base de datos.	82
Tabla 15. Impedancia de los transformadores para el estudio de cortocircuito.....	88
Tabla 16. Reactancia sub transitoria de motores para el estudio de cortocircuito.....	89
Tabla 17. Propiedades de los conductores para el estudio de cortocircuito.....	90
Tabla 18. Impedancia y potencia equivalente para la red.	92
Tabla 19. Impedancia y potencia equivalente para la planta de emergencia.	92
Tabla 20. Impedancia y potencia equivalente para motores.	93
Tabla 21. Impedancia y potencia equivalente para transformadores.....	94
Tabla 22. Impedancia y potencia equivalente para conductores.....	95
Tabla 23. Resultados de impedancia y potencia equivalentes en conexión con la red y la planta de emergencia.	96
Tabla 24. Corrientes simétricas de cortocircuito trifásico.	97
Tabla 25. Corrientes asimétricas de cortocircuito trifásico con un factor de 1,25.....	98
Tabla 26. Porcentajes de error de los resultados obtenidos.	102
Tabla 27. Conductores de equipo para el sistema de puesta a tierra.....	105

Tabla 28. Conductores de puesta a tierra para los equipos de acometida.	108
Tabla 29. Conductores de puesta a tierra para sistemas derivados separados.	109
Tabla 30. Conductores de puesta a tierra para la planta de emergencia.	110
Tabla 31. Resumen de los valores obtenidos de las mediciones de consumo realizadas en los tableros de la subestación de Planta de Envases Comeca entre el 31 de enero 2018 y 7 febrero 2018.	126

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Potencia equivalente para motores.	24
Ecuación 2. Potencia equivalente para generadores.	25
Ecuación 3. Potencia equivalente para transformadores.	25
Ecuación 4. Potencia equivalente para conductores.	25
Ecuación 5. Corriente base.	26
Ecuación 6. Impedancia base.	26
Ecuación 7. Impedancia equivalente para motores.	26
Ecuación 8. Impedancia equivalente para generadores.	26
Ecuación 9. Impedancia equivalente para transformadores.....	27
Ecuación 10. Impedancia equivalente para conductores.	27
Ecuación 11. Caída de tensión.	47

Resumen

Semejante a lo establecido en el primer artículo del Código Eléctrico Nacional, el propósito de este proyecto es la salvaguarda de las personas y de la propiedad contra los riesgos que se derivan del uso de la electricidad. Los aspectos que más influyen en el desarrollo de este proyecto son los de seguridad, sin embargo, como ingenieros se debe buscar un balance entre la aplicación idónea de la reglamentación, sin descuidar aspectos económicos, logísticos y prácticos.

Actualmente, la planta de Envases Comeca S. A. se provee de energía eléctrica a través de las líneas de distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) a una tensión de 13,8/7,62 kV con una demanda de 1,5 MW.

Sin embargo, a partir de agosto del año 2018 la energía pasará a ser entregada a una tensión de 34,5/19,9 kV. Este cambio en las condiciones de la planta no solo obliga a un cambio en los equipos de acometida, sino que también abre una oportunidad para el rediseño y mejora de la instalación eléctrica.

Se realiza un diagnóstico de los equipos de acometida y los equipos principales que se verán directamente afectados con el cambio, con base en mediciones tomadas en el campo, asegurándose que cumple con los requisitos mínimos establecidos por el NEC 2008 y planificando modificaciones en caso contrario.

Se realizan estudios de ingeniería como el estudio de cortocircuito, se determinan las conexiones correctas para un buen sistema de puesta a tierra, se diseña una base de datos para optimizar el manejo de la información y se presentan detalles económicos, siempre relevantes en la realización de cualquier proyecto.

Palabras clave:

Rediseño eléctrico, corriente de cortocircuito, conexión a tierra, manejo de la información.

Abstract

Like the first article of the National Electrical Code, the purpose of this project is to safeguard people and property against the risks arising from the use of electricity. These are aspects of security that most influence the development of this project, however, as engineers should seek a balance between the appropriate application of the regulation, without neglecting economic, logistical, and practical aspects.

Now, the Envases Comeca S. A. plant is supplied with electric power through the distribution lines of the Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) at a voltage of 13,8/7,62 kV with a demand of 1,5 MW.

However, from August 2018 the energy will be delivered at a voltage of 34,5/19,9 kV. This change in the plant conditions not only forces a change in the rush equipment, but also opens an opportunity for the redesign and improvement of the electrical installation.

A diagnosis is made of the rush and the main equipment that will be directly affected by the change, based on measurements taken in the field, ensuring that it complies with the minimum requirements established by the NEC 2008, and planning modifications if not.

Engineering studies are carried out as the short-circuit study, the correct connections are determined for a good grounding system, a database is designed to optimize the information management and economic details are presented, always relevant to the realization of any project.

Keywords:

Electrical redesign, short circuit current, grounding, information handling.

1. Introducción

1.1 Reseña de la empresa

Grupo Comeca se ha desarrollado con mayor énfasis en dos áreas de negocio: soluciones de empaque, que es el eje central y estratégico y *retail*, como secundaria (Grupo Comeca, 2017).

- Soluciones de empaque: el Grupo cuenta con 23 fábricas, distribuidas desde México hasta Argentina, dedicadas a la fabricación de empaques de cartón corrugado, productos de papel, empaques plegadizos, envases de hojalata, envases de plástico, entre otros.
- *Retail*: esta área está compuesta por un grupo grande de supermercados, con más de 60 puntos de venta en Costa Rica.

Además de estas industrias mencionadas, el Grupo Comeca también está conformado por otros negocios de servicios financieros y alimentos, entre otros (Grupo Comeca, 2017).

El Grupo está enfocado en aquellas inversiones que contribuyen a mejorar su servicio y la oportunidad de entrega con precios competitivos, con el fin de ofrecer valor agregado a los negocios de sus clientes (Grupo Comeca, 2017).

Grupo Comeca está comprometido a permanecer siempre atento a las oportunidades del mercado para seguir desarrollando planes estratégicos de expansión con una gran visión para crecer y una gran pasión para crear. Cuenta con un modelo de liderazgo comprometido con los resultados y con sus colaboradores, que le permite obtener un desempeño financiero superior (Grupo Comeca, 2017).



Figura 1. Cobertura de Grupo Comeca

(Grupo Comeca, 2017)

1.1.1 Ubicación

La planta envasadora se encuentra ubicada 500 mts Norte de la Pozuelo La Uruca, San José.



Figura 2. Ubicación de la planta de Envasos Comeca.

(Google, 2017)

1.1.2 Visión

- Ser un grupo de empaque reconocido a nivel internacional, fortalecido en Costa Rica, con actividades de supermercados en crecimiento.
- Atraer personas talentosas valorando y premiando el desempeño e innovación.
- Sistematizar la toma de decisiones en todos los campos, creando sistemas de información e integrándolos.
- Mantenernos atentos a las oportunidades del mercado para crecer e innovar.
- Mejorar continuamente lo que hacemos.
- Trabajar con responsabilidad social.
- Garantizándose de esta manera la permanencia del Grupo Comeca para futuras generaciones.

1.1.3 Productos elaborados

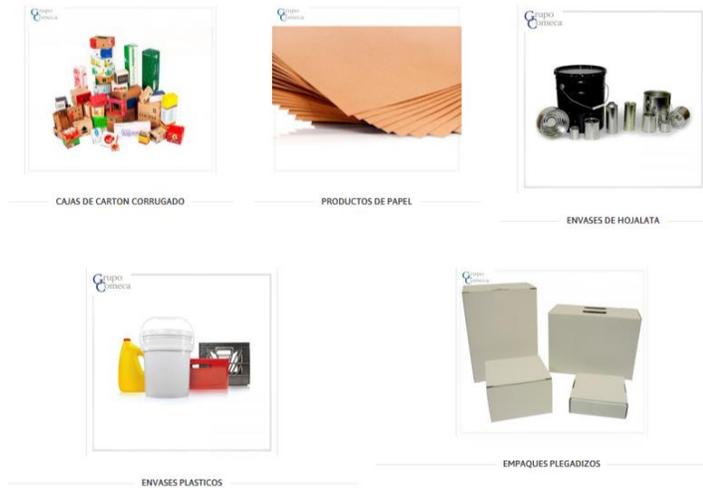


Figura 3. Productos elaborados.

(Grupo Comeca, 2017)

1.1.4 Descripción del proceso productivo

De los productos mencionados anteriormente, Envases Comeca S. A. se enfoca en la producción de envases de hojalata, como, por ejemplo, los envases para pintura y atún. Entre sus clientes de mayor renombre en Costa Rica se pueden mencionar: Pinturas Sur, Pinturas Lanco, Sardimar y Atún Calvo.

El proceso productivo inicia con la recepción de la materia prima en forma de rollos de hojalata, los cuales se cortarán en láminas de forma específica de modo que el desperdicio sea el menor posible, adecuando el área de la lámina a los cortes de las máquinas o procesos que se vayan a realizar. La preparación de esta materia prima requiere, además, de la aplicación de barnices o polvos, así como también tratamientos térmicos para algunos pedidos especiales.

Con las láminas preparadas o *blankets* se continúa con el corte de las tapas de los envases y la fabricación de los anillos, estos son los que se unirán al cilindro hueco en las partes superior e inferior.

De forma paralela se confeccionan los cilindros. En primer lugar, se curvan las láminas hasta alcanzar la forma cilíndrica. A continuación, se realiza un proceso de soldadura para unir los topos. Posteriormente, se le da un tratamiento térmico con el fin de calentar un polvo que se le adiciona a la soldadura, para sellar completamente el envase y cumplir con los niveles de seguridad para los envases de grado alimenticio.

Por último, se unen las tapas y anillos con los cilindros. Se agregan también nervaduras o rugosidades con el fin de aumentar su resistencia mecánica.

Los productos con tapa abrefácil se envían a la planta TechnoEnds, la cual también pertenece a Grupo Comeca, sin embargo, se rige bajo las regulaciones de zona franca por lo que se separa de las plantas de Envases Comeca S. A. Los envases finalizados se almacenan para distribución. Cabe resaltar que los residuos de hojalata se almacenan y se devuelven al proveedor, con esto se cumple con una responsabilidad medioambiental y se obtiene una reducción en el costo para futuras compras.

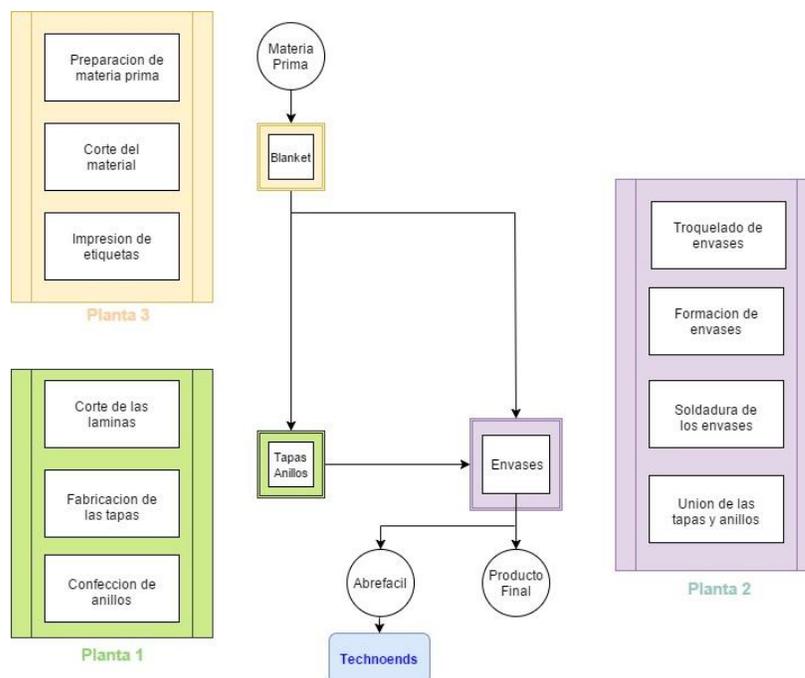


Figura 4. Diagrama de etapas del proceso productivo

(Elaboración propia, DrawIO)

1.2 Planteamiento del problema

Actualmente, en la planta de Envases Comeca S. A. parte del grupo líder en la industria del empaque Grupo Comeca, se provee de energía eléctrica a través de las líneas de distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) a una tensión de 13,8/7,62 kV con una demanda de 1,5 MW, suplida por cuatro estaciones de transformación en puntos estratégicos de la propiedad.

Sin embargo, a partir de agosto del año 2018 la energía pasará a ser entregada a una tensión de 34,5/19,9 kV. Este cambio en las condiciones de la planta no solo obliga a un cambio en los transformadores principales, sino que también abre una oportunidad para el rediseño y mejora de la instalación eléctrica.

Para lograr una transición exitosa es necesario realizar los estudios ingenieriles pertinentes respecto de la capacidad del sistema, considerar los casos críticos, evaluar los elementos que intervienen en casos de falla, eficiencia del conjunto y se debe cumplir con toda la documentación y permisos que conlleva un proyecto de tal magnitud.

Este proyecto toma relevancia pues se debe rediseñar la instalación eléctrica de forma que la seguridad, en primera instancia de los usuarios y posteriormente de los equipos, sea indudable. Esto lo debe realizar garantizando el cumplimiento del Código Eléctrico Nacional vigente, como lo establece la legislación en Costa Rica y certificado con los permisos de los entes reguladores. En caso de no realizar la transición de manera satisfactoria, la planta sería incapaz de operar, lo cual repercute en grandes pérdidas económicas por la no-producción, perdería confiabilidad de los clientes y su rentabilidad se vería incuestionablemente comprometida.

1.3 Objetivo general

- **Rediseñar** la instalación eléctrica de Envases Comeca S. A.; de acuerdo con el Código Eléctrico Nacional vigente en el país, adecuándola al cambio de tensión a 34,5 / 19,9 kV que estará efectuando la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

1.4 Objetivos específicos

- **Evaluar** la viabilidad de reutilización de la planta de emergencia en el nuevo diseño eléctrico, determinando si soporta dichos cambios o, por el contrario, se requiere la adquisición de un nuevo equipo que abastezca las cargas críticas en caso de falta de suministro eléctrico.
- **Verificar** la malla de puesta a tierra con respecto a los cambios en la instalación eléctrica, cerciorándose que cumpla con los parámetros establecidos en el Código Eléctrico Nacional y estableciendo las modificaciones o ampliaciones necesarias, en caso de que se requiera.
- **Realizar** un estudio de fallas monofásicas y trifásicas por cortocircuito, garantizando que el sistema se mantenga siempre seguro ante cualquier posible eventualidad o falla.
- **Diseñar** una herramienta de tecnología de la información, fomentando una óptima organización, revisión y planeación a futuro de los centros de carga, líneas, máquinas y demás equipos involucrados en la instalación eléctrica.

1.5 Justificación

En el 2012, el Decreto 36979 del MEIC hizo obligatoria la aplicación del NEC 2008, no solo para los ingenieros responsables del diseño y construcción, sino también para todas aquellas personas físicas y jurídicas que tengan alguna incidencia en las instalaciones eléctricas en edificios. Esto permite tener una serie de criterios de diseño mínimo que posibilitan una instalación eléctrica segura (Laurent, 2018).

A pesar de esto, el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica (2016) reportó que un 34 % de los incendios producidos en el país se deben a fallas en los sistemas eléctricos.

Uno de los objetivos de los estudios de cortocircuito a realizar en este proyecto es garantizar que el sistema eléctrico es capaz de soportar un evento de este tipo, evitando daños severos.

La eventualidad de un cortocircuito representa una cantidad tremenda de energía potencialmente destructiva que se ejerce sobre el sistema eléctrico bajo falla. Esta energía tiene el potencial de dañar la instalación eléctrica, los equipos, causar explosiones, arcos eléctricos, electrocuciones, incendios y causar serias quemaduras y hasta la muerte de personas cerca de la falla. Esto es debido al calor y a las fuerzas magnéticas generadas durante la falla. Por esto el NEC, en sus secciones 110.9 y 110.10, requiere protección del equipo y de las personas contra el daño que pueda causar la condición de cortocircuito (Laurent, 2018).

Para realizar una analogía, se puede plantear una represa de agua. Se tiene un gran dique que permite el ingreso de agua conforme se requiere, en caso de una falla en una de las compuertas el agua va a entrar con demasiada fuerza liberando mucha energía. En este caso es crucial que la represa pueda soportar esta liberación de energía hasta el punto en donde se logre contener y aislar la falla, lo mismo sucede en los sistemas eléctricos (Barrantes, 2014).

Un estado de falla producirá corrientes eléctricas muy altas, provenientes de distintas fuentes, esto permite una liberación de energía, por lo tanto, es importante conocer que cada uno de los equipos está debidamente protegido y que la instalación como tal será capaz de soportar la falla, mientras las protecciones se activan automáticamente. A pesar de que las corrientes de falla se presentan por poco tiempo, es importante que los conductores y los disyuntores (que juegan el papel de la compuerta de emergencia) sean capaces de soportar la energía liberada y puedan funcionar debidamente (Núñez, 2016).

Para adquirir un disyuntor se deben aclarar varias características como la capacidad nominal, voltaje nominal y capacidad interruptiva. Esta última característica puede aumentar considerablemente el precio sin cambiar las demás, entre un 10 y 20 %.

Una mala selección de un disyuntor o conductor puede ocasionar que, en caso de una falla, este explote por su incapacidad de soportar la energía, lo que vuelve más grave el escenario y produce una falla de arco eléctrico en el tablero, lo cual hace imposible aislar la falla y puede ocasionar un incendio. Aquí es donde a nivel de seguridad se justifica un estudio de cortocircuito (Eaton, 2014).

Otro punto importante es la revisión del sistema de puesta a tierra, el cual se utiliza para la protección contra descargas atmosféricas. Se debe efectuar un aterrizaje correcto a tierra y unión con conductores de cobre. El no cumplimiento de los requisitos del NEC referentes a este tema conlleva a problemas en la calidad de energía. Cuando el aterrizaje no es el correcto aparecen ciertos síntomas: potenciales de toque al personal, fallas en los rodamientos (cojinetes, rol) de motores, incendios o explosiones por arcos ante diferencias de potencial, al mismo tiempo aparecen campos electromagnéticos peligrosos para la seguridad de los funcionarios e invisibles, por lo que no se perciben con facilidad.

1.6 Viabilidad

Para la elaboración de este proyecto la empresa pone a disposición: el *software* de dibujo AutoCAD para la elaboración y modificación de esquemas eléctricos, el paquete Microsoft Office para la elaboración de informes y realización de cálculos.

Se tiene a disposición estudios de perfiles de carga realizados previamente, para ciertos equipos y tableros de gran demanda. También la empresa realizó una subcontratación para la instalación de los equipos, el transformador de tipo pedestal de 1500 kVA y una *switchboard* donde migrarán determinados tableros, por lo que, aunque es necesario supervisar el proceso, se contará con personal de más de 25 años de experiencia en el campo y, durante la ejecución de la obra, se tendrá dirección técnica, así como asesoría completa.

1.7 Metodología

1.7.1 Etapa 0

Se colabora en la confección de documentos y análisis requeridos para el proceso de obtención de los permisos de instalación, además, se realizarán cronogramas con acciones definidas para realizar una migración exitosa de forma que el impacto a la producción sea el menor posible.

1.7.2 Etapa 1

Se debe iniciar con conocer el sistema actual. Determinar todas las especificaciones técnicas de los equipos. Es necesario conocer estos datos de la maquinaria para el proceso productivo, los equipos en oficinas y bodegas y principalmente de los dispositivos de seguridad. Se debe analizar los estudios de carga que ya se realizaron y demás información relevante que se tenga a disposición.

Asimismo, se requiere determinar los parámetros necesarios para realizar los estudios de ingeniería: recopilar los insumos básicos para determinar si es viable reutilizar la planta de emergencia, las características de los equipos en caso de falla y su comportamiento en estos casos críticos. Realizar mediciones pertinentes con los equipos adecuados para fundamentar el estudio en datos confiables.

1.7.3 Etapa 2

Se lleva a cabo un diagnóstico de la instalación eléctrica, verificando el cumplimiento del Código Eléctrico Nacional, tomando en cuenta las posibilidades de crecimiento a futuro, presupuesto y tiempo para las correcciones pertinentes, entre otras.

Se confecciona una base de datos que permita optimizar la organización de la información, para consultarla de forma rápida y sencilla. Esta debe ser una herramienta que permita también indicar la mejor opción para instalar elementos nuevos.

1.7.4 Etapa 3

Realizar los cálculos necesarios y estudios pertinentes. Se crean los planos de las conexiones a tierra, se determinan las contribuciones de los dispositivos en caso de falla, se ejecutan cálculos de corrientes de cortocircuito, se determina la ampacidad de las protecciones, entre otros.

1.7.5 Etapa 4

Se verifican los resultados obtenidos a través del *software* disponible. Se analizan los resultados, se verifican que los dispositivos actuales cumplen los requerimientos después del cambio en la tensión de la red, de lo contrario se seleccionan los equipos necesarios para realizar el cambio. Se determina la viabilidad de la reutilización de la planta de emergencia. Se verifica la instalación de la malla de puesta a tierra.

1.7.6 Etapa 5

Se elaboran los informes finales. Se detallan los diagramas realizados, se prepara el informe escrito final. Se dan conclusiones y recomendaciones.

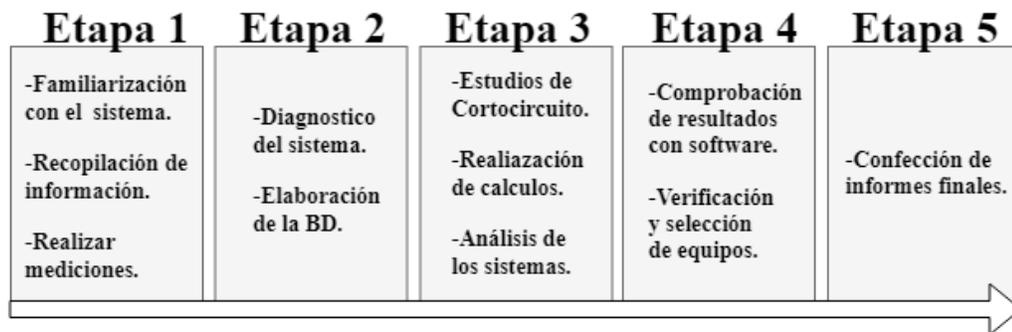


Figura 5. Metodología

(Elaboración propia, DrawIO)

1.8 Alcance

El proyecto se llevará a cabo y tendrá una relevancia trascendental en la planta de proceso principal de Costa Rica: Envases Comeca S. A.

El rediseño de la instalación eléctrica alcanza todas las estaciones de trabajo de la planta, pues la energía eléctrica es un insumo crítico en el proceso productivo, sin ella la maquinaria no puede operar y es imposible la fabricación de los productos.

A pesar de que el proyecto busca el rediseño de la planta en su totalidad, se debe considerar que los sistemas a analizar son bastos y el tiempo para alcanzar los objetivos es de tan solo unos meses, por lo que se propone en primera instancia, realizar el estudio para el tablero principal y los tableros de distribución, donde el cambio en el sistema de alimentación y transformador tendrá el mayor impacto. Los subtableros o tableros en un nivel inferior se podrían estudiar en etapas posteriores.

Además, es importante considerar los estándares que se siguen como política de la empresa y no dejarlos de lado. Entre estos se deben respetar las normas ISO-9001, ISO-14001 y BRC, además de las reglamentaciones y protocolos de seguridad ya definidos a nivel empresarial.

No se debe olvidar que la empresa cuenta con aproximadamente 500 colaboradores, los cuales desarrollan distintas labores, con diversos perfiles académicos, por lo que no necesariamente están enterados de las reglas de seguridad referentes a electricidad y a pesar de esto debe asegurarse su protección de la misma manera.

Es importante también considerar imprevistos y limitaciones que se pueden presentar en el desarrollo del proyecto, con el fin de anticiparse a estos y de igual manera cumplir los objetivos propuestos. Uno de los obstáculos que se prevén en la realización del proyecto es la ausencia de un *software* de apoyo para diseño eléctrico. Se sugiere evaluar la posibilidad de la adquisición temporal de Power Tools SKM, para corroborar los resultados obtenidos. Si se adquiere, se debe estipular un periodo para dominio del *software*. En caso contrario, se dispondrá de *softwares*

distintos como Matlab o alguna aplicación disponible en el mercado para verificar los datos obtenidos en el cálculo manual.

Otra complicación puede provenir del rechazo en la solicitud de los permisos para la instalación y certificados de aprobación del proyecto que provienen de entes ajenos a la organización. Para mitigar el impacto de un posible rechazo, se propone trabajar de forma paralela los objetivos de supervisión del proceso de adquisición de permisos con el resto de objetivos de evaluación y análisis.

2. Marco conceptual

2.1 Instalación eléctrica

Una instalación eléctrica residencial, comercial o industrial se encarga de distribuir la energía eléctrica hasta los puntos de consumo. El diseño de una instalación eléctrica contempla la selección de una variedad de equipos y materiales para que los usuarios tengan un suministro confiable y seguro (Sanabria, 2016).

A nivel nacional, este tipo de proyectos se encuentra regulado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (CFIA). Como se mencionó anteriormente, se debe cumplir con el Decreto 36979 del MEIC, el cual hace obligatoria la aplicación del NEC 2008. El Reglamento para el Trámite de Planos y la Conexión de los Servicios Eléctricos, Telecomunicaciones y de otros en Edificios, establece que todo proyecto de ingeniería debe tener planos eléctricos que cumplan con lo que se especifica en este reglamento.

El cumplimiento de estas regulaciones, además, de buscar contar con instalaciones de alta calidad, seguras y confiables, tiene como objetivo mantener a salvo a los usuarios y equipos que usan la energía eléctrica para desempeñar sus labores (Sanabria, 2016).

2.2 Plantas de emergencia

Las características eléctricas del generador deben ser equivalentes a las de la red eléctrica, en tanto debe trabajar bajo una frecuencia y tensión igual a la del servicio brindado por la compañía eléctrica.

Otro punto a considerar es que la planta de emergencia debe tener la capacidad de soportar la carga por varias horas. Es por esta razón que no todas las cargas eléctricas se colocan dentro de la instalación eléctrica respaldada por la planta eléctrica.

Por lo general, se tiene al menos un tablero normal y al menos uno de emergencia. En este último, se conectan las cargas más críticas (las que no les puede faltar la energía eléctrica). En el tablero normal se colocan las demás cargas eléctricas que no son indispensables para las labores de los funcionarios (Sanabria, 2016).

Es de esperarse que se necesite un sistema de control que indique cuándo se debe encender la planta de emergencia y cómo se debe conectar al sistema. A este mecanismo se le conoce como transferencia.

Por la alta disponibilidad del sistema eléctrico nacional, se pueden tener varios meses sin una interrupción del servicio eléctrico. Por esta razón, como parte del mantenimiento de las plantas eléctricas se deben encender al menos una vez a la semana. De esta manera se evita el deterioro de algunas partes mecánicas y que el aceite se asiente (Sanabria, 2016).

Como parte de la selección de una planta de emergencia se debe tomar en cuenta cómo será la carga, principalmente su potencia requerida y los ciclos de trabajo. Además, hay que tener claro por cuánto tiempo se quiere tener el respaldo en caso de una contingencia.

2.3 Puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra tienen dos objetivos. El más importante es salvaguardar la salud de los usuarios. El otro está relacionado con el funcionamiento de los dispositivos.

Para que el sistema de puesta a tierra sirva como protección de seguridad ante una descarga eléctrica se conecta con algunos dispositivos. Entre estos se tienen pararrayos, supresores de transientes, algunas superficies metálicas y superficies aislantes. El Código Eléctrico Nacional no deja de lado este tema y dedica su artículo 250 a la puesta a tierra y conexiones equipotenciales (Sanabria, 2016).

El NEC establece una resistencia máxima de 25Ω para un solo electrodo, de lo contrario hay que instalar otro electrodo especificado en el mismo Código, pero que no se debe tomar este valor como límite para la puesta a tierra.

2.3.1 Aterrizado

El Art. 250 del NEC cubre los requerimientos de aterrizado proveyendo una trayectoria a tierra para reducir el sobre voltaje producido en la eventualidad de descargas atmosféricas (rayos). Se hace aterrizado solo en el lado de acometida (Laurent, 2018).

2.3.2 Unión

El Art. 250 del NEC cubre los requerimientos de unión proveyendo una trayectoria de baja impedancia para facilitar la operación de los dispositivos de sobrecorriente ante la eventualidad de una falla a tierra. Se hace unión en el lado de acometida y en el lado de carga (Laurent, 2018).

En lo que concierne al transformador principal y al equipo de acometida, de acuerdo con el Manual de Redes Eléctricas Subterráneas del CIEMI, basado en las Normas del ICE y la CNFL, los transformadores de distribución para acometidas deben ser del tipo YY sólidamente aterrizados y los neutros del primario y del secundario están conectados entre sí, a través de HO y XO y estos aterrizados firmemente al tanque (conexión YY0). En el Sistema Eléctrico nacional esto permite la continuidad del neutro en el lado de carga para protección de fallas a tierra (trayectoria de baja impedancia) (Laurent, 2018).

Para un transformador de distribución en una Bóveda, este debe tener un sistema de puesta a tierra conectado a la barra de Xo, un puente de unión principal conectado entre Xo y carcasa, un puente de unión del lado acometida (entre la barra de Xo y la barra de tierra del Equipo de Acometida) y el neutro entre barra de Xo y barra de neutro Aislado. La barra de neutro del equipo de acometida debe quedar aislada, para evitar corrientes no deseadas (corriente normal del neutro por trayectorias paralelas. No de falla) (Laurent, 2018).

A continuación, se muestra la forma correcta de realizar la conexión:

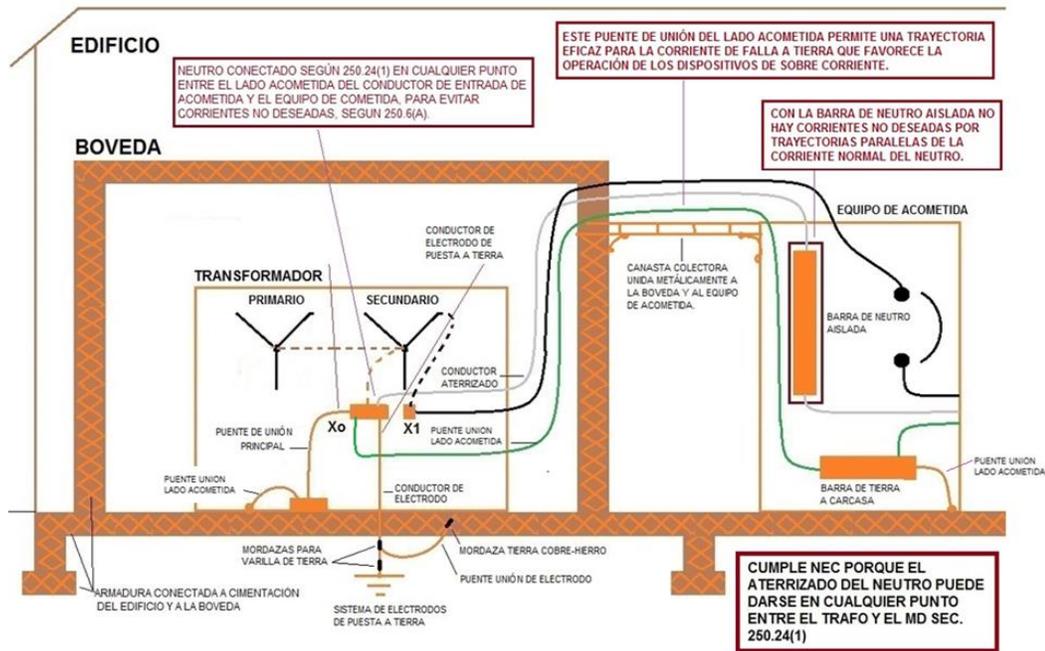


Figura 6. Puesta a tierra de una bóveda de transformadores.

(Laurent, 2018)

2.3.3 Sistema Derivado Separado

En el artículo 100 del NEC se presenta la definición de un Sistema Derivado Separado (Separately Derived System - SDS). Sistema de alambrado de un inmueble cuya energía procede de una fuente de energía eléctrica o de un equipo diferente de la acometida. Estos sistemas no tienen conexión eléctrica directa de los conductores de un sistema con los conductores de otro sistema, exceptuando la conexión a tierra de los envolventes, canalizaciones y conductores de puesta a tierra de equipo (Laurent, 2018).

La mayoría de los alambrados procedentes de un transformador son SDS, a excepción de los transformadores Y-Y usados para acometida, donde el neutro del primario y secundario están conectados juntos (Laurent, 2018).

Los sistemas derivados separados requieren un conductor de electrodo de puesta a tierra separado. Este electrodo puede ser la armadura del edificio conectada a la cimentación. Si el medio de desconexión es aprobado para acometida y el sistema de electrodos principal está cercano, se puede usar para aterrizar el SDS, de acuerdo con la Sec. 250.30(A)(5) Exc. No. 2 (Laurent, 2018).

La forma correcta de realizar la conexión a tierra de los sistemas derivados separados se muestra en la siguiente figura.

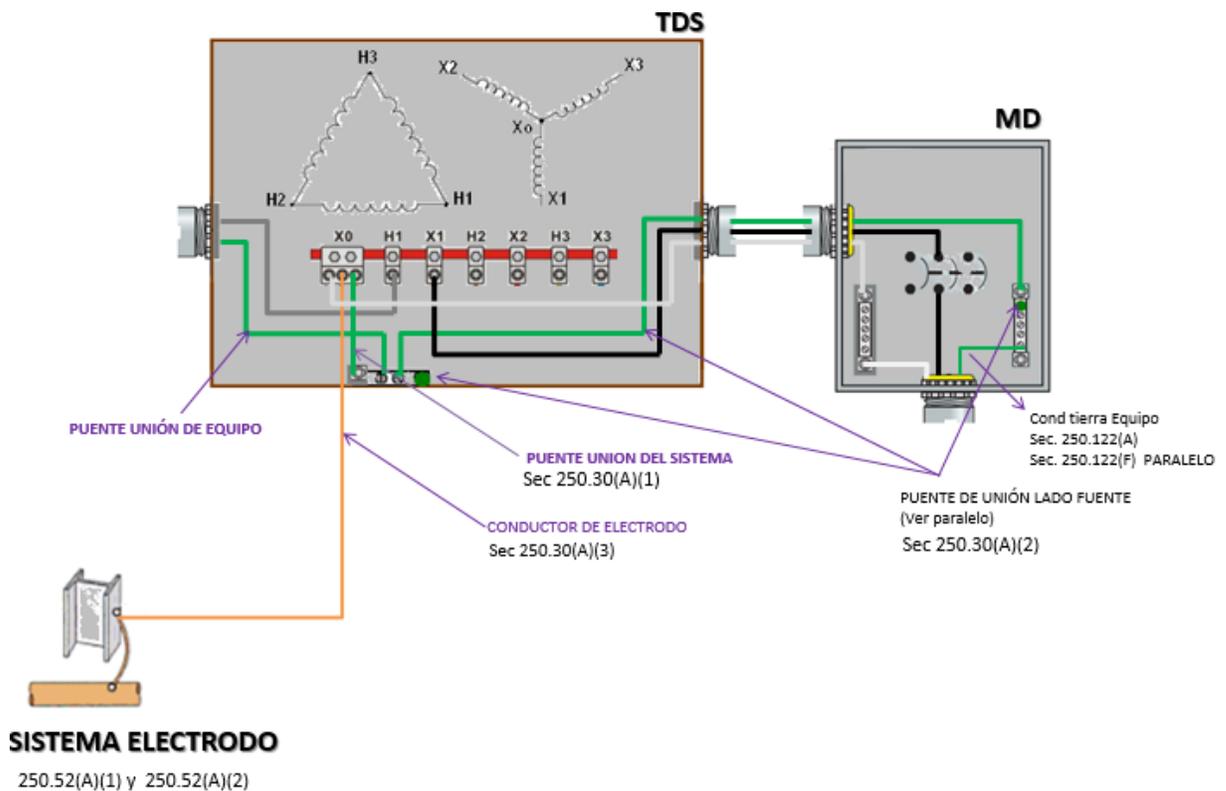


Figura 7. Puente de unión de un sistema derivado separado.

(Laurent, 2018)

2.3.4 Puesta a tierra de la planta generadora de emergencia

En primera instancia es necesario conocer si corresponde a un Sistema Derivado Separado o no. La clave para determinar el modo en que opera no es el generador, sino el sistema de transferencia. Si el sistema de transferencia no transfiere el neutro, entonces el generador está sólidamente conectado y no es un SDS. Se necesita conocer su modo de operación porque el electrodo de puesta a tierra y el puente de unión del sistema solo se requieren si el generador es SDS (Laurent, 2018).

Los generadores se deben marcar para indicar si el neutro está aterrizado al chasis o no. Esto último es importante porque si el neutro está al chasis, el generador solo puede utilizarse con una transferencia que transfiera el neutro o como un generador individual para eventos especiales (Laurent, 2018).

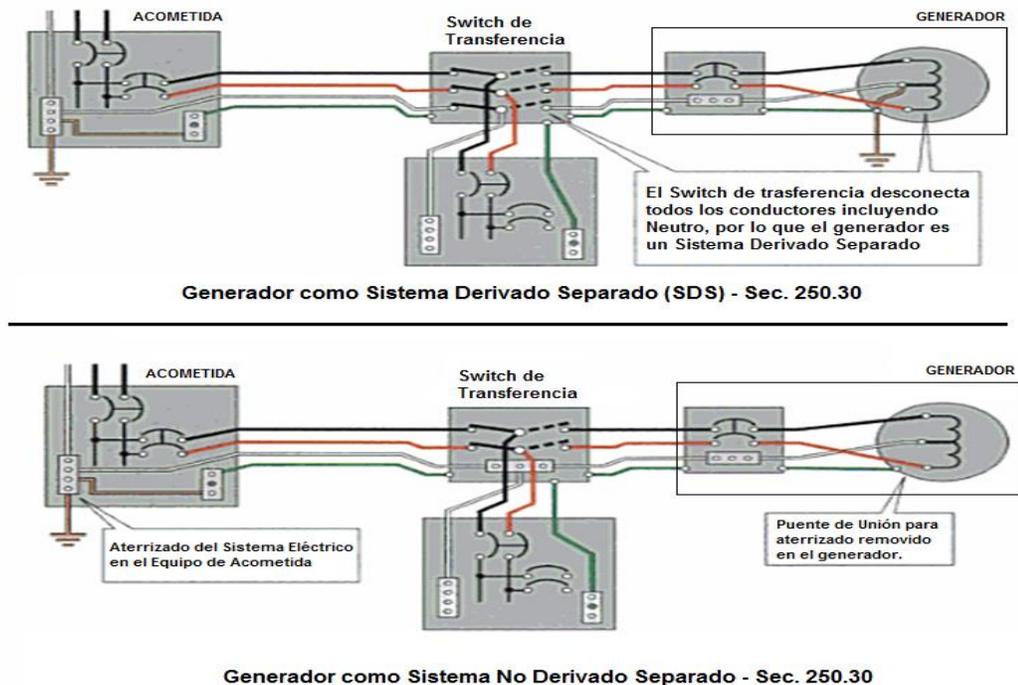


Figura 8. Conexión de puesta a tierra de la planta de emergencia.

(Laurent, 2018)

2.4 Corriente de cortocircuito

Calcular la corriente de corto circuito es uno de los aspectos más importantes en una instalación eléctrica, pues de este cálculo depende la selección de los equipos y dispositivos de protección (Aguilar, 2010).

Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser monofásicos, aproximadamente el 80 % de las veces, le siguen los cortocircuitos bifásicos con un 15 % de probabilidad, estos suelen evolucionar en un corto circuito trifásico y, por último, un 5 % de corto circuitos trifásicos (Metz Noblat, 2000).

En el momento que se presenta un corto circuito gran parte de la energía proviene del suministro eléctrico externo de la instalación, sin embargo, los generadores, los motores síncronos y de inducción también aportan energía que incrementa la corriente de corto circuito (Aguilar, 2010).

La corriente de corto circuito se ve afectada tanto por una corriente (i_a) alterna sinodal que depende de la tensión de la fuente y la impedancia de corto circuito, como por un componente unidireccional (i_c) que depende del amortiguamiento (relación R/XL). Esta relación R/XL también se conoce como factor de asimetría (Núñez, 2016).

2.4.1 Tipos de fallas

En un sistema trifásico existen cuatro categorías de fallas, estas según su “conexión”, entre ellas están: falla trifásica, línea a línea, línea a línea a tierra y línea a tierra. Comúnmente, para la comparación con las capacidades de las protecciones y equipos se utiliza la falla trifásica sin impedancia (Núñez, 2016).

Falla Trifásica Simétrica: corresponde a un cortocircuito entre las tres fases de forma simultánea.

Falla Monofásica a Tierra: corresponde a un cortocircuito entre una fase y la referencia a tierra.

Falla Bifásica: corresponde a un cortocircuito entre dos fases sin hacer contacto con la referencia a tierra.

Falla Bifásica a Tierra: corresponde a un cortocircuito entre dos fases y drenado a tierra.

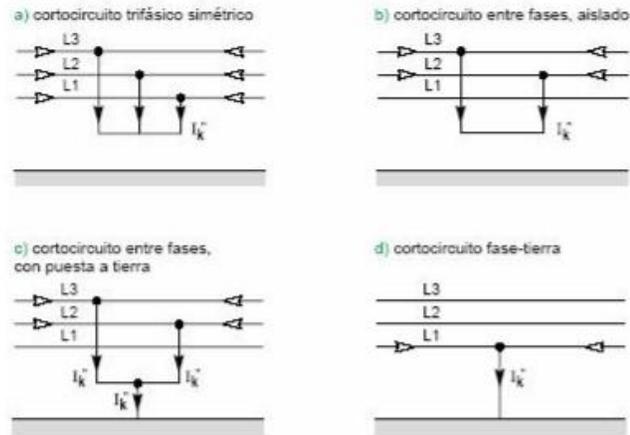


Figura 9. Tipos de fallas por cortocircuito.

(Aguilar, 2010)

La falla trifásica es la menos probable que suceda, sin embargo, esta suele tener los valores más altos de corriente de falla. La falla línea a línea es más común que la anterior, pero suele ser el 0.87 veces la corriente trifásica (Núñez, 2016).

La falla línea a línea a tierra suele ser una falla línea a tierra que escala a un segundo conductor. Estas fallas son normalmente el doble que las fallas línea-tierra, sin embargo, son menores que la falla trifásica. La falla línea a tierra es la más común en suceder, aunque esta falla es la menos perturbadora para el sistema (Núñez, 2016).

2.4.2 Contribuciones a la corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito está directamente relacionada con el tamaño y la capacidad de las fuentes de generación y es típicamente independiente de la carga. Los principales factores que determinan la magnitud y duración de un cortocircuito son el tipo de falla, las fuentes y las impedancias entre las fuentes y el punto de localización de la falla. Las características, localización y tamaños de las fuentes de corrientes de falla interconectadas al sistema durante el tiempo que ocurre un corto circuito, tienen influencia tanto en la magnitud como en la forma de la onda de la corriente de falla (Aguilar, 2010).

Los motores de inducción, los motores síncronos y generadores constituyen las principales fuentes de corriente de cortocircuito, pues durante un cortocircuito, los motores síncronos y de inducción actuarán como generadores entregando corriente de cortocircuito con base en la cantidad de energía eléctrica almacenada en estos (Aguilar, 2010).

Contribución de la fuente (corriente de corto circuito en la acometida)

Debido a que los diseñadores en baja tensión no tienen la información y las herramientas de cálculo necesarias para hallar esta corriente, es recomendable que se solicite esta información a la compañía de servicio eléctrico competente (Aguilar, 2010).

Contribución de los motores

Motores síncronos y motores de inducción, conectados a una barra, actúan como generadores y en medio ciclo después de que ocurre el cortocircuito, la corriente aportada a la falla se puede calcular utilizando la reactancia sub transitoria más la impedancia por la interconexión del cable (Aguilar, 2010).

Para instalaciones con voltajes nominales entre 240V a 600V, se debe asumir que la carga es 75 % motores de inducción. Esto corresponde a una contribución simétrica equivalente a 4 veces la corriente a plena carga (Aguilar, 2010).

2.4.3 Método de los kVA'S equivalentes

Durante una falla los kVA's de cortocircuito fluyen desde la acometida, los generadores y los motores hacia el punto de falla. Los kVA's equivalentes son la suma de los kVA's de falla de las fuentes aguas arriba y los de fuentes aguas abajo del punto de falla (Aguilar, 2010).

Debido a la oposición al flujo de kVA's que presentan los cables, los transformadores y los reactores, elementos que atenúan el cortocircuito, generadores y motores no pueden entregar a la falla todos sus kVA's equivalentes (Aguilar, 2010).

Según Aguilar (2010) el método de los kVA's equivalentes puede llevarse a cabo siguiendo los pasos como se describe a continuación:

Paso 1: el sistema eléctrico debe tener ya definida una topología de red para que se pueda dibujar el diagrama unifilar del sistema, incluyendo:

- Calibre, longitud y tipo de conductores, así como también el medio en el cual estos conductores viajarán a lo largo de la red eléctrica, esto es: conduit, aeroducto, etc.
- Definidos los motores de la red, sus HP's, tipo de conexión, factor de servicio, etc.
- Escogidos ya todos los transformadores de la red, tamaño, tipo de conexión.
- Nivel de cortocircuito en la acometida, tipo de conexión, crecimiento futuro.
- Nivel de tensión en las barras.

Paso 2: se debe hacer una reducción al diagrama unifilar donde se muestren solamente los elementos de interés, entre estos: motores, acometida, generadores, conductores, transformadores y barras. A este diagrama unifilar se le conoce como diagrama unifilar simplificado.

Paso 3: con las ecuaciones que se muestran a continuación, se calculan los kVA's equivalentes y se escriben al lado de cada elemento:

Ecuación 1. Potencia equivalente para motores.
$$kVA_{sc} = \frac{kVA}{X''_d}$$

Ecuación 2. Potencia equivalente para generadores. $kVAsc = \frac{kVA}{X''_d}$

Ecuación 3. Potencia equivalente para transformadores. $kVAsc = \frac{kVA}{\%Z}$

Ecuación 4. Potencia equivalente para conductores. $kVAsc = \frac{kV^2}{Z}$

Paso 4: se combinan los kVA's de los elementos de la red. En un nodo la suma de ambos flujos siempre es la misma. Los elementos que atenúan el cortocircuito se encuentran en serie y deben sumarse como el recíproco de la suma de los recíprocos.

2.4.4 Método de las impedancias

El método de las impedancias es uno de los más utilizados. Entre sus características las más importantes a destacar son:

- Apto para redes con perfiles de voltaje menores a 1000 V.
- Precisión en cualquier punto de la red eléctrica.

Este método está basado en la misma ley de Ohm, en donde se toman consideraciones como que el voltaje prefalla es el mismo al voltaje nominal en cualquier punto y cualquier momento. Lo que busca el método es simular todas las impedancias que intervengan de la generación de corriente de falla al punto a analizar y con esto valorar los aportes de todos los dispositivos presentes (Núñez, 2016).

Este método se basa en simular toda la red en impedancias equivalentes en PU (el cual se explicará más adelante) y simplificar la red hasta obtener una sola impedancia en el punto de falla mediante el método de Thévenin. Al alcanzar este punto se requiere aplicar la ley de Ohm y obtener la corriente de falla asimétrica en PU, al multiplicarla por la corriente base permite conocer la corriente de falla en cualquier punto (Núñez, 2016).

Este método requiere de la siguiente información:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Aporte por parte de la empresa de suministro.
- Impedancia de todas las máquinas y componentes presentes en el sistema.

El sistema PU es un método para la simplificación de variables eléctricas y evitar manejar valores muy grandes. El sistema PU busca tomar una base de potencia y voltaje y referenciar todos los valores de la red a estos valores. Esto permite ganar tiempo en el manejo de datos y disminuye el esfuerzo de los cálculos (Núñez, 2016).

El sistema PU requiere de la selección de una tensión y potencia base. Según la norma es típico utilizar valores de 10 MVA o 100 MVA, sin embargo, también es común y práctico seleccionar la capacidad nominal del transformador o máquina más grande que se encuentre en el sistema eléctrico (Núñez, 2016).

Luego de obtener esta potencia se puede obtener una corriente base dividiendo la potencia entre el voltaje, además, se puede obtener una impedancia base.

Ecuación 5. Corriente base.

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times V_B}$$

Ecuación 6. Impedancia base.

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}$$

De esta forma, se puede referenciar cada una de las variables eléctricas existentes (impedancias, voltaje y potencias) a un sistema PU, al dividir las entre la variable base.

A continuación, se muestran las ecuaciones para trasladar estas a su impedancia equivalente en PU:

Ecuación 7. Impedancia equivalente para motores.

$$Z_{Eq} = X''_d \times \frac{S_B}{S}$$

Ecuación 8. Impedancia equivalente para generadores.

$$Z_{Eq} = X''_d \times \frac{S_B}{S}$$

Ecuación 9. Impedancia equivalente para transformadores. $Z_{Eq} = \%Z \times \frac{S_B}{S}$

Ecuación 10. Impedancia equivalente para conductores. $Z_{Eq} = \frac{Z}{Z_B}$

2.5 Corriente de cortocircuito asimétrica

La importancia de la asimetría en la corriente de cortocircuito es que esta en el primer ciclo puede llegar a ser 1.5 la corriente simétrica, esto implica directamente en las fuerzas electromagnéticas a las que se someten los equipos que pueden llegar a ser 2.25 veces más grandes que las fuerzas causadas por la corriente simétrica y la energía convertida en calor (Núñez, 2016).

Característica de red	Factor multiplicativo
Mayores a 5kV, totalmente inductivos con $X/R > 2000$.	1.6
Menores a 5000V sin generación local.	1.5
Menores a 600V.	1.25

Figura 10. Factores multiplicativos para el cálculo de la corriente de falla asimétrica.

(Núñez, 2016)

2.6 Base de datos

Es una recopilación de información relativa a un asunto o propósito particular cuyo objetivo principal es unificar los datos que se manejan y los programas o aplicaciones que los manejan. Se utilizan para almacenar, de forma sistemática y ordenada, la información empleada en un sistema determinado. Permiten resolver problemas de comunicación y levantamiento de información. Permiten una mejor gestión organizacional en la empresa, pues sirven de apoyo a la toma de decisiones (Mata, 2016).

2.6.1 Modelo Entidad-Relación

Entidad: objeto del mundo real que se puede distinguir del resto de objetos y del que interesan algunas propiedades. Una entidad puede ser concreta como una persona, un libro o una factura o puede ser abstracta como es el caso de un préstamo, un pedido o una asignatura (Mata, 2016).

Atributo: una entidad tiene un conjunto de propiedades o características, esas propiedades se denominan atributos (Mata, 2016).

Relación: es una asociación entre entidades. Una relación es la acción de combinar una o más tablas con el fin de tener más acceso a la información y generar canales de flujo de datos que se comuniquen entre tablas. Después de crear una serie de tablas, se procede a definir las relaciones entre las mismas. Una vez realizada esta operación, se pueden crear consultas, formularios e informes para mostrar información de varias tablas a la vez (Mata, 2016).

2.6.2 Criterios de diseño

Los siguientes son conceptos importantes para el diseño de bases de datos en Access 2016.

Clave principal. Cada tabla de la base de datos debe tener un campo o un conjunto de campos que identifiquen inequívocamente cada registro almacenado en la tabla. Este campo recibe el nombre de clave principal. La clave o llave principal de una tabla está compuesta por uno o varios campos que identifican en forma única cada registro almacenado (Mata, 2016).

Se utiliza como clave principal un campo que contenga valores que no se repitan para cada registro, por ejemplo, en una tabla Empleados el campo Núm. de Empleado, es la clave principal de esa tabla (Mata, 2016).

El uso de clave principal en una tabla conlleva las siguientes ventajas:

- Access crea automáticamente un índice para el campo clave principal, esto permite acelerar las búsquedas sobre la tabla.
- Cuando se observen los datos, ya sea a través de la Hoja de datos o de un formulario, los registros se mostrarán ordenados según la clave principal.
- Cuando se adicionen registros, Access no permitirá introducir valores repetidos ni nulos en el campo clave principal, de esta forma se asegura que cada registro se identifique en forma única.

Indexado sin duplicados. Para que no haya valores duplicados en un campo, se puede crear un índice único. Un índice único es un índice que requiere que cada valor del campo indexado sea único (Mata, 2016).

Máscaras de entrada. Se usa para seguir un ordenamiento o un formato en la manera en que las personas introducen la información en una tabla, consulta, formulario. Las máscaras de entrada están compuestas de una sección obligatoria y dos secciones opcionales y cada una de ellas se separa con punto y coma. El propósito de cada sección es el siguiente:

La primera sección es obligatoria. Incluye los caracteres o la cadena (serie de caracteres) de máscara junto con marcadores de posición y datos literales, como paréntesis, puntos y guiones (Mata, 2016).

La segunda sección es opcional y hace referencia a los caracteres de máscara incrustados y al modo en que se almacenan dentro del campo. Si la segunda sección se establece en 0, los caracteres se almacenan con los datos; si se establece en 1, los caracteres solo se muestran, pero no se almacenan. Si la segunda sección se establece en 1, puede ahorrarse espacio de almacenamiento en la base de datos (Mata, 2016).

La tercera sección también es opcional e indica un solo carácter o espacio que se usa como marcador de posición. De forma predeterminada, Access usa el carácter de subrayado (_). Si se desea usar otro carácter, se debe escribir en la tercera sección de la máscara (Mata, 2016).

A continuación, se muestra una tabla para comprender qué significa cada uno de los códigos que se introducen en la máscara.

Carácter	Explicación
0	El usuario debe escribir un dígito (0 a 9).
9	El usuario puede escribir un dígito (0 a 9).
#	El usuario puede escribir un dígito, espacio, signo más o menos. Si se omite, Access escribe un espacio en blanco.
L	El usuario debe escribir una letra.
?	El usuario puede escribir una letra.
A	El usuario debe escribir una letra o un dígito.
a	El usuario puede escribir una letra o un dígito.
&	El usuario debe escribir un carácter o un espacio.
C	El usuario puede escribir caracteres o espacios.
. , ; - /	Marcadores de posición de decimales y millares, separadores de fecha y hora. El carácter que seleccione depende de la configuración regional de Microsoft Windows.
>	Convierte todos los caracteres que le siguen a mayúscula.
<	Convierte todos los caracteres que le siguen a minúscula.
!	Hace que la máscara de entrada se rellene de izquierda a derecha y no de derecha a izquierda.
\	Los caracteres que le siguen inmediatamente se mostrarán literalmente.
""	Los caracteres que están entre comillas dobles se mostrarán literalmente.

Figura 11. Explicación de los caracteres en la máscara para la Base de Datos en Access

(Mata, 2016)

Relaciones entre tablas. Siempre que se presente una relación de muchos a muchos se deberá agregar una tabla “intermedia” y crear dos relaciones de uno a muchos. La llave primaria de la tabla intermedia será encadenada y conformada por las llaves primarias de las dos tablas originales (Mata, 2016).

Exigir integridad referencial. La integridad referencial es un sistema de reglas que utiliza Access para asegurarse que las relaciones entre registros de tablas relacionadas son válidas y que no se borren o cambien datos relacionados de forma accidental (Mata, 2016).

Al exigir integridad referencial en una relación se le está diciendo a Access que no permita introducir datos en la tabla secundaria si previamente no se ha introducido el registro relacionado en la tabla principal (Mata, 2016).

Tipo de datos de los campos. Un campo se definirá como Número, solo si con sus datos se efectuarán operaciones matemáticas. Excepto en el caso de los campos llave foránea, relacionados con un campo llave primaria con tipo de dato auto numeración (Mata, 2016).

Datos de los campos. Los datos de los campos Nom no se deben duplicar. El dato asociado a un campo Nom debe aparecer solo una vez en una tabla de la base de datos. Si se presenta duplicación resolver de la siguiente manera:

- Crear un campo Id en la tabla donde está la duplicación.
- Llenar el campo Id con los datos correspondientes al nombre duplicado.
- Crear una tabla para almacenar los datos Nom.
- Eliminar el campo Nom de la tabla donde está la duplicación.
- Relacionar ambas tablas.

3. Instalación eléctrica

3.1 Condiciones actuales

La empresa Envases Comeca S. A. tiene más de 30 años de operar en Costa Rica. Su estructura e instalación eléctrica posee la misma edad, exceptuando aquellas partes que se han adicionado en el transcurso del tiempo. Por su antigüedad, se diseñó con normativas y requisitos diferentes a los que se tienen en la actualidad.

Es por este motivo que al darle un seguimiento se encuentran muchas irregularidades con el Código Eléctrico Nacional vigente. Además, en la planta se realizan modificaciones constantemente, a parte del ingreso de nuevas líneas de producción. Sin embargo, no se lleva ningún control o planeación de dichos cambios desde la perspectiva de la instalación eléctrica, en parte porque no se tiene ningún colaborador al cual se le asignen dichas funciones.

La ejecución de estos cambios recae en proyectos elaborados por técnicos eléctricos o electromecánicos del departamento de Mantenimiento. Aunque se ha intentado conformar un departamento de proyectos, este no se ha concretado.

Actualmente, existe un banco de transformadores de capacidad de 1 MVA, el cual alimenta un tablero principal 121A. De este se alimentan tableros de distribución principales que suplen de energía a sub tableros dentro de las distintas secciones de la planta. Muchos de estos centros de carga no se encuentran etiquetados, al igual que las protecciones dentro de los mismos. También sucede que existen inconsistencias entre los planos y lo que se encuentra en el campo, pues se realizan modificaciones que no se documentan o se llevan a cabo considerando que serán temporales y se mantienen indefinidamente.

Las condiciones en que se encuentra la subestación no son las mejores, como se muestra en las figuras más adelante.

En la figura 12 se muestra el medio de desconexión principal. Este en reiteradas ocasiones se ha disparado, principalmente cuando el volumen de producción es máximo y no en operación normal. A pesar de esto, las condiciones no son las adecuadas, es necesario el reemplazo del mismo por uno de mayor capacidad, modificación que se llevará a cabo con el proyecto de la nueva subestación en curso.



Figura 12. Medio de desconexión principal.

(Elaboración propia)



En el mismo cuarto eléctrico se encuentra el panel 122V. Como se muestra en la figura 13 este no tiene las tapas, como es debido. Existen interruptores que no tienen las etiquetas correctas o existen interruptores que no están conectados y se pueden eliminar.

El orden dentro del panel es posible mejorarlo, al igual que la limpieza pues constantemente se encuentra polvo.

Figura 13. Tablero 122V dentro del cuarto eléctrico.

(Elaboración propia)

Los casos anteriores son dos ejemplos entre muchos posibles de mencionar. Existen errores en la selección de conductores que sean los correctos para los estándares nacionales, el código de colores para conductores no se utiliza, capacidad de transformadores mal estimados y fuera de los valores estándar, motores no acordes a los estándares de las instalaciones eléctricas en Costa Rica, puntos donde se producen descargas al contacto debido a una instalación de los conductores de tierra de los equipos.

Una situación que provoca muchos inconvenientes es la adquisición de maquinaria proveniente de China que no corresponde a los valores estándar que admite el NEC. Los motores trabajan a una tensión de 380 V y una frecuencia de 50 Hz y no poseen conductor de neutro. Para alimentar dichas líneas se requiere de transformadores fuera de los valores estándares que incumplen con las normativas y reglamentaciones. A pesar de que se es consciente de estas situaciones, de momento se rediseña a partir de estos valores, pues modificarlos requiere de un alto presupuesto y un amplio periodo de los cuales no se dispone.

En el decreto que se hace obligatoria la aplicación del NEC, aplica para instalaciones nuevas o ampliaciones a realizar y no a instalaciones en operación. De igual forma, la intención es realizar las modificaciones pertinentes para garantizar la seguridad de todos los usuarios y también cumplir con la norma.

Existen también problemáticas en temas de orden. Existen máquinas y líneas de producción de las cuales se desconoce de qué centro de carga se alimenta. Cuando es necesario desenergizar ciertos equipos se debe hacer a base de prueba y error hasta encontrar el correcto y esto cuando se está en producción no es posible. De forma contraria sucede similar, se desconoce qué cargas están conectadas a ciertos ramales de los centros de carga.

Existen sitios dentro de la planta en donde, debido a que no se encontraba una alimentación de 120 V cercana, para alimentar cargas en esta tensión se realizó una conexión entre una fase y tierra. Esto trae consigo consecuencias y peligros muy grandes, que los encargados desconocen.

Entre las repercusiones se puede mencionar problemas por distorsión armónica en todo el sistema eléctrico y la generación de campos electromagnéticos invisibles que provocan daños a la salud de los colaboradores.

Existen también puntos que provocan descargas al toque, probablemente por una conexión incorrecta del conductor de tierra en el sistema. La solución empleada consistió en cambiar las partes metálicas que producían el choque por elementos plásticos.

El estudio de cortocircuito nunca se ha realizado para la planta de Envases Comeca S. A. Es posible que existan potenciales bombas instaladas en los paneles y se ignore este hecho. Es imposible argumentar si la selección de los dispositivos de seguridad es apropiada o no, ya que no se conoce donde se está ubicado.

Las anteriores son las condiciones en las que se encuentra la empresa al inicio del proyecto. Se debe señalar que, por motivo de los cambios en el suministro eléctrico, se arranca con el proyecto que incluirá no solo el cambio del transformador de acometida, sino que también se instalará una *switchboard* que alimentará los equipos en estudio. Con esto arranca un largo proyecto de mejora de la instalación donde los cambios mostrados en este proyecto son solamente la etapa inicial, pero que en etapas posteriores se revisarán y mejorarán todos los circuitos ramales.

3.2 Estudio de cargas

Por la magnitud de la instalación eléctrica, más de 300 motores y más de 100 centros de carga, en conjunto con el tiempo que se dispone, se decide analizar el tablero principal y los tableros distribución principales, además de los motores de 50 HP o más y transformadores mayores de 25 kVA, pues de lo contrario no sería posible finalizar en el plazo permitido.

A pesar de que se existen estudios de cargas previos, estos ya no responden a la realidad pues se han realizado frecuentes modificaciones en la instalación eléctrica. Estos se toman como referencia para determinar de forma general si las cargas se han aumentado o disminuido, pero no como base para el rediseño de la instalación eléctrica.

Empleando el artículo 220.87 del NEC para la determinación de las cargas existentes, se realizan mediciones de demanda promedio y máxima en intervalos de 15 minutos durante un periodo de 6 días para los elementos en estudio, identificados en el unifilar, utilizando un amperímetro registrador modelo Fluke 376FC.

Para el elemento **412D**, el cual alimenta el horno calentador de láminas ubicado en planta 3, además de otras cargas no identificadas, la mayor parte de las mediciones se encuentran en el rango de entre los 13,7 A y 16,3 A y el dato de mayor valor registrado es de 21,3 A.

Para el elemento **412A**, el cual alimenta los batidores y los extractores laterales ubicados en planta 3, se observa una distribución aproximadamente normal en las mediciones. Sin embargo, existe una cantidad considerable de las mismas inferiores a los 20 A, lo cual puede ser a causa de la desconexión de alguno de los equipos de alto consumo y que disminuye el valor promedio del elemento. Cuando se revisa el comportamiento de los equipos estando conectados se aprecia que la mayoría de las mediciones se encuentran entre 60 A y 90 A aproximadamente y se registra un valor máximo de 102 A. A pesar de esto se observa en el campo que puede alcanzar valores de corriente de hasta 120 A.

Para el elemento **IT122C**, el cual alimenta el centro de carga 222Z que contiene los compresores, además de diversos equipos de planta 2, la mayor parte de los datos se encuentran en el rango de 364 A y 448 A. A pesar de esto, cuando la demanda de aire comprimido es máxima y deben trabajar todos los compresores, el consumo puede llegar hasta los 600 A, siendo el elemento de mayor consumo. Este consumo máximo no se presenta por periodos prolongados (menos de 30 min), sin embargo, la instalación debe ser capaz de operar en esta condición sin ningún riesgo.

Para el elemento **Líneas automáticas**, se observa una distribución normal de los datos, con un valor promedio de 100 A. El registro mayor valor es de 157,7 A.

El elemento **T4** corresponde al consumo de corriente del devanado principal del transformador monofásico. El rango donde se encuentran la mayor cantidad de mediciones es entre los 106,8 A y los 113,2 A. No obstante, valores mayores a este también se observan frecuentemente y hasta un máximo de 143,7 A.

El elemento **212W** no presenta una distribución normal, sino que existen diversos valores en las mediciones que se repiten con frecuencia similar, hasta un tope de 71,1 A. Aunque las mediciones para este elemento registran valores mayores, hasta un máximo de 86,2 A, estas se dan en tan solo un 1,2 % y por periodos muy pequeños. Este elemento alimenta diversos equipos de planta 2, además de otros subtableros.

El elemento **412B** tampoco presenta una distribución normal, existen mediciones que se repiten con frecuencia similar, lo que indica que su consumo no es constante, sino que variará de acuerdo con las necesidades de producción. No obstante, el consumo, se encuentra la mayor cantidad del tiempo entre los 76,5 A y 88,5 A. Este elemento alimenta equipos en planta 3, incluyendo el horno 2L.

El elemento **142T** pasa la mayor parte del tiempo desconectado en el transcurso de las mediciones. Sin embargo, una vez conectado, llega a un consumo de hasta 20,1 A.

La **impresora 4L**, marca Crabtree, pasa la mayor parte del tiempo, en el transcurso de las mediciones, con un consumo mínimo. En el campo se observa que el consumo de este equipo está relacionado con las **lamparas 4L**, marca Fusión.

Existen dos unidades de este equipo, por lo que las condiciones de operación pueden ser: las dos unidades en operación, solo una unidad en operación o ninguna unidad en operación. En el primer caso se consume aproximadamente 110 A, para el segundo caso alrededor de 67,5 A y, por último, si no opera ninguna de las dos unidades será prácticamente 0 A.

El comportamiento de la impresora 4L es de manera similar, aunque no tan definido como en el caso anterior. Sin embargo, en el campo se observa que cuando ambas unidades están trabajando el consumo ronda los 35 A, si solo trabaja una unidad estará próximo a los 20 A y cuando no operan ninguna de las dos unidades será aproximadamente de 5 A.

Para el elemento **142W** se presenta una distribución normal de los datos, con una mayor frecuencia en el rango de 21,1 A hasta 29,2 A. El punto registrado de mayor valor es de 71 A, no obstante, solo en el 1,29 % del tiempo y por lapsos cortos se presentan valores mayores a 61,6 A. Este elemento alimenta diversos equipos de planta 1, como prensas automáticas.

Para el primer elemento no identificado, que se encuentra en las posiciones 14-16-18 del panel 122V y que está protegido con un interruptor de 150 A, se observan dos condiciones: desconectado o en operación. Su consumo en operación es de 2,2 A.

El siguiente elemento, tiene la etiqueta de **Compresores viejos**, pero estos compresores están fueran de operación por lo que se requiere revisar este ramal. Al momento de revisión se encuentra que alimenta una única máquina, una guillotina. La cual se alimentó de esta protección por una emergencia, pero se ha quedado allí indefinidamente. Este elemento muestra el mismo comportamiento anterior de dos posibles estados y en este caso el consumo es de 3,5 A.

El interruptor en caja **IT T1** alimenta el transformador trifásico de 112,5 kVA de planta 1 y presenta una distribución normal en las mediciones. En promedio se registra un valor de 44,26 A y un valor máximo en el periodo de medición de 75,5 A.

A continuación, se realiza el análisis de los elementos monofásicos, los cuales se alimentan del transformador monofásico T4, ya comentado previamente. En la mayoría de los casos la corriente no supera los 20 A, lo cual corresponde al valor mínimo en interruptores termomagnéticos instalados, por lo que no se analizan a profundidad con el fin de no exceder innecesariamente la extensión de esta sección. Si se requiere más información, se anexan los registros de las mediciones y las gráficas generadas.

Para el elemento **111MA** se observa una distribución normal en las mediciones con valor promedio de 7,38 A. No obstante, se registran picos de consumo que alcanzan un valor máximo de 25,3 A. A pesar de que en tan solo un 1,3 % alcanza valores mayores a 14,2 A, es necesario que el ramal tenga la capacidad de soportar dichas condiciones.

El siguiente elemento no identificado, que se encuentra en la posición 5 del centro de carga 121MA, posee la etiqueta **Plantas**, aunque se desconoce exactamente qué alimenta. Este elemento en el transcurso de la medición se observa constantemente dos valores: 1 A y 6,6 A; a pesar de esto e igual al caso anterior se observan picos de consumo que alcanzan un valor máximo de 19,8 A. Reiterando con el caso anterior, aunque estos picos, mayores a 12 A, solo se presentan en el 1,3 % del tiempo, el ramal debe estar en la capacidad de soportar dichas condiciones.

El elemento **121MR**, muestra una distribución normal en las mediciones registradas con valor promedio de 17,55 A y hasta un máximo de 28 A.

El centro de carga **141MA** se encuentra en planta 1 y alimenta los equipos monofásicos de esta planta, además de sub tableros. En este elemento las mediciones se concentran alrededor de los 30 A, sin embargo, también se presentan registros de hasta 80 A. En el campo observa que los valores más altos se presentan en la mañana con el arranque de las líneas y esto se aprecia en el gráfico para este centro de cargo adjunto en los anexos.

Para el centro de carga **211MA**, el cual alimenta los equipos monofásicos de planta 2, se observa una distribución normal de las mediciones, con un promedio de 41,72 A y hasta un valor máximo de 63,4 A.

Para el resto de los equipos no mencionados, no se alcanza el valor mínimo en interruptores termomagnéticos instalados de **20 A**, por lo que no se detallan a profundidad, como se indicó anteriormente.

Consumo total

Para determinar el consumo total de la instalación se realiza el cálculo que corresponde a la sumatoria de los consumos individuales de los elementos medidos.

Se observa que el consumo total sigue una distribución normal, con un valor promedio de 909,5 A y hasta un valor máximo de 1 186,1 A. Cabe recordar que el interruptor termomagnético principal es de un valor nominal de 1200 A.

En la tabla 1 se presenta un resumen de los valores medidos y su desviación estándar.

Tabla 1. Reporte de mediciones

<i>Elemento</i>	<i>N</i>	<i>I Max</i> [A]	<i>I Prom</i> [A]	<i>I Min</i> [A]	<i>S</i>
412D	155	21,3	14,2	3,3	4,0
412A	155	102,1	59,3	2,4	27,9
IT22C	155	570,0	392,1	238,0	63,9
LÍNEAS AUTO	155	157,7	100,1	25,4	27,1
T4	155	143,7	115,4	87,6	9,8
212W	155	86,2	34,0	5,1	16,2
412B	155	91,2	67,7	28,5	18,0
142T	155	20,1	2,6	0,2	4,9
IMPR 4L	155	41,7	10,9	1,7	10,5
142W	155	71,0	27,0	4,9	12,4
LAMP 4L	155	113,8	38,5	0,0	40,2
NO IDENT	155	2,2	0,7	0,0	1,0
COMPR VIEJO	155	3,9	2,5	0,0	1,5

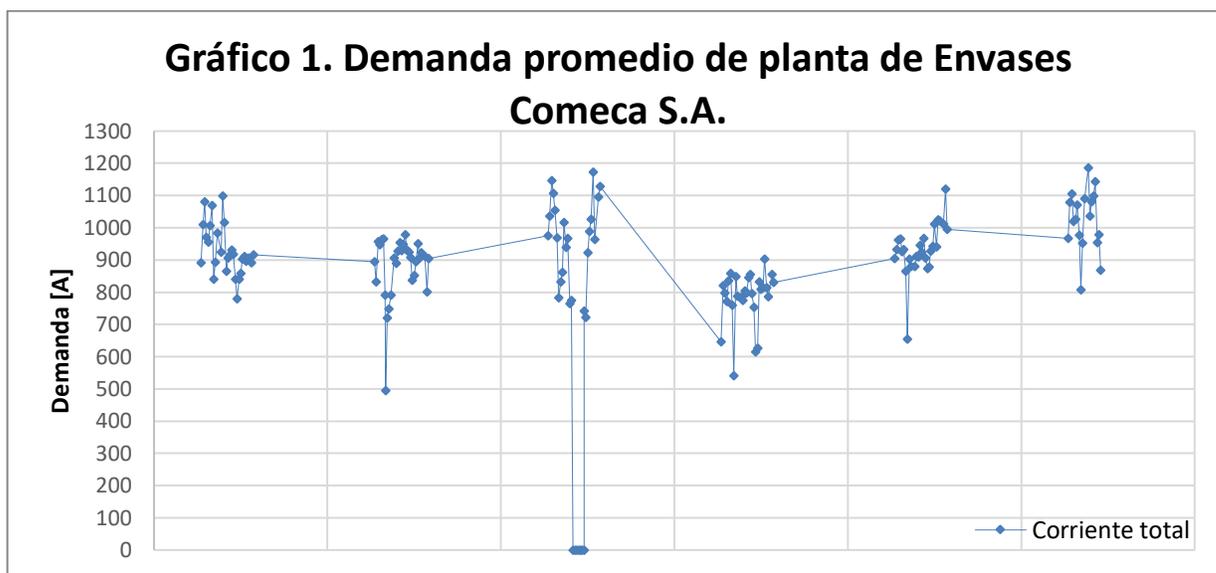
<i>IT TI</i>	155	75,5	44,3	20,0	11,6
<i>111MA</i>	155	25,3	7,4	2,3	2,6
<i>NO IDENT</i>	155	19,8	3,7	0,9	3,4
<i>NO IDENT</i>	155	7,2	6,5	6,1	0,2
<i>121MR</i>	155	28,0	17,5	9,4	3,5
<i>NO IDENT</i>	155	9,6	6,7	5,9	0,6
<i>IT UPS</i>	155	13,8	8,0	3,2	1,2
<i>111MC</i>	155	5,5	3,4	3,2	0,3
<i>121MB</i>	155	4,5	3,7	0,3	1,2
<i>NO IDENT</i>	155	0,2	0,0	0,0	0,0
<i>NO IDENT</i>	155	1,9	1,4	0,4	0,3
<i>111 MF</i>	155	17,2	7,9	3,2	2,7
<i>141MA</i>	154	80,6	30,2	5,6	19,0
<i>211MA</i>	154	63,4	41,7	6,0	7,3
Total	-	1186,1	909,5	495,2	118,3

(Elaboración propia, Word 2016)

En los anexos se adjunta el informe completo de las mediciones realizadas. En este se muestran los datos recolectados para los distintos elementos durante el periodo de medición. En total se tomaron 155 muestras para 27 elementos. Se realizó también un análisis estadístico de las muestras tomadas a partir de la generación de histogramas para cada uno de los elementos.

Cabe mencionar que se efectuaron las mediciones en horario de entre las 6:00 a. m. y 2:00 p. m.; pues es el horario de mayor demanda. Después de estas horas mucha de la maquinaria dentro de la planta deja de operar o su volumen de producción disminuye.

Gráfico 1. Demanda promedio de planta de Envases Comeca S. A.



(Elaboración propia, Excel 2016)

En el gráfico 1 se muestra el resultado obtenido de las mediciones realizadas para el consumo total de la planta de Envases Comeca S. A. Se observa que existen ocasiones de demanda cero, estas corresponden a cortes en el suministro eléctrico por un periodo prolongado, por lo que se toma la decisión de no operar con la planta de emergencia. Así también existen dos puntos con una demanda menor a los 600 A, las cuales corresponden a fallas en el sistema eléctrico exterior, donde solamente operan los equipos críticos suplidos por la planta de emergencia.

Se pueden observar también tanto demandas no continuas muy próximas al valor nominal del medio de desconexión principal de 1200 A, así como demandas continuas mayores al 80 % del valor nominal del medio de desconexión principal (960 A), con lo cual esta protección se debió disparar. El ventilador mostrado en la figura 12 y el deterioro que ha sufrido el equipo son las posibles razones que evitan el disparo del mismo.

Aunque se evitan paros debido a la desconexión de la planta se incurre en un alto peligro y en un mayor deterioro de los elementos del sistema eléctrico al realizar esta práctica.

Al momento de comparar el gráfico 1 con la facturación por concepto de energía brindada con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, la cual se puede consultar en los anexos, se verifica que se obtienen resultados acordes con la realidad, pues se obtienen lecturas similares. Se aprecia que el consumo ha aumentado, conforme al constante crecimiento de la planta. Se determina que el factor de potencia se encuentra entre los márgenes aceptables y, aunque es importante que la calidad de la energía se someta a inspección, en este momento no es una prioridad.

3.3 Determinación de los requisitos mínimos de instalación eléctrica

La mecánica para evaluar si la instalación eléctrica cumple con los requisitos mínimos establecidos por el Código Eléctrico Nacional es la siguiente: con base en los resultados de las demandas de los equipos se calculan los conductores, protecciones, sobrecargas y demás elementos, estos se comparan con los dispositivos ya instalados.

En caso de que esté sobredimensionado, se indica su factor de aprovechamiento y cuánto es su capacidad de crecimiento. Si por el contrario no cumple con el mínimo establecido, se hace la indicación y se señala cuáles serían los elementos por utilizar.

Lo anterior conforme a la instalación actual, pero con miras en los equipos que se instalarán en el nuevo cuarto eléctrico.

3.3.1 Dispositivos de protección y calibres de los conductores para centros de carga

Para la selección del dispositivo de protección hay que tener claro que los disyuntores trabajan a una capacidad del 80 %. Además, debe tener la capacidad de dejar pasar la corriente que necesita el circuito ramal, pero, a la vez, interrumpir el suministro eléctrico en caso de que la corriente sea mayor a la capacidad del cable por un período de tiempo prolongado (Sanabria, 2016).

Además, se debe aclarar la cantidad de polos del disyuntor. Para el caso de cargas a monofásica se requieren disyuntores de dos polos, para cargas trifásicas se ocupan de tres polos.

Entre los datos técnicos que se deben especificar cuando se adquiere una protección, la capacidad de interrupción no debe pasar desapercibida. El cálculo para la selección correcta de las protecciones que incluye la capacidad de interrupción se detallará en capítulos posteriores.

Para la selección de los conductores de una instalación, se debe dividir en dos secciones: una sección que refiere a los conductores conectados a los terminales, con sus normativas particulares del NEC 2008 y otra sección que refiere a los conductores dentro de la canalización: cable, canasta, también con sus normativas particulares (Laurent, 2018).

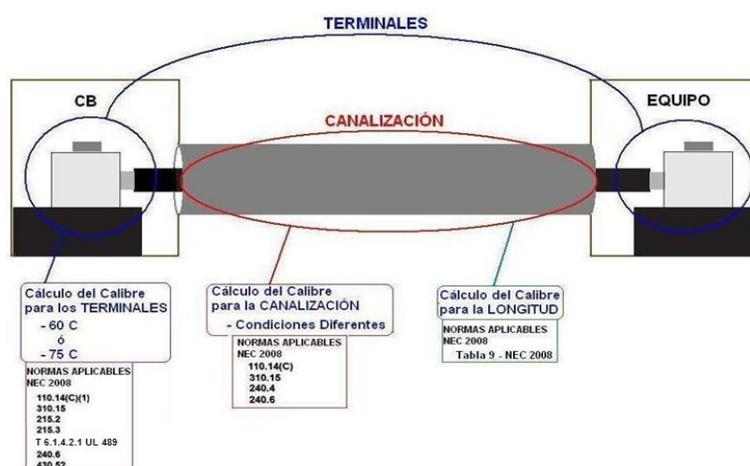


Figura 14. Normas para el cálculo de calibres de conductores de acuerdo con el NEC 2008.

(Laurent, 2018)

Con la demanda máxima mostrada en la tabla 1 al 125 %, según lo indica el artículo 220.87, se determina el valor nominal de la protección de los conductores de acuerdo con los artículos 240.4(B), 240.4(C) y 240.6.

Por ejemplo, para el centro de carga 412D, se tiene una demanda máxima de 102,1 A. Para determinar la protección que le corresponde se debe tomar el 125 % de esta demanda: 127,63 A. A continuación, se selecciona el valor estándar inmediato superior del artículo 240.6, el cual sería de 150 A.

Para determinar el calibre necesario de los conductores para los elementos mostrados en la tabla 1 se deben realizar tres cálculos distintos de acuerdo con el NEC. En primera instancia se debe realizar el cálculo para el calibre en el **terminal**, asegurándose que se mantenga la temperatura adecuada. Se debe calcular otro calibre para la **canalización** considerando las condiciones en las que se encuentra, a saber: la temperatura, la cantidad de conductores dentro la canalización, si se transporta en Conduit metálico, PVC o canasta. Por otra parte, se debe determinar que la **caída de tensión** se encuentre dentro del rango establecido en el artículo 210.19(A)(1) NLM No. 4

Continuando con el ejemplo anterior, para el centro de carga 412D se determina el calibre para la *terminal*. Se toma la corriente mostrada en la tabla 1 al 125 %, según el artículo 210.19 por considerarse carga continua: 127,63 A. Se determina el calibre con la ampacidad inmediata superior de la tabla 310.16, para este caso sería calibre de 1/0 AWG.

Para la canalización se trabaja con la demanda de la tabla 1, la cual corresponde a 102,1 A. Es necesario considerar dos factores de corrección. El primero relacionado con la cantidad de conductores que viajan en la canalización, conocido como factor de agrupamiento mostrado en la tabla 310.15(B)(2)(a). El segundo factor a tomar en cuenta se relaciona con la temperatura del lugar por donde pasará el conductor, el cual se muestra en la tabla 310.16.

Los conductores que alimentan los tableros de distribución en análisis se colocan en canasta, mientras que los conductores de los ramales del circuito monofásico se colocan en tubería EMT. Según la excepción No 2 del art 310.15(B)(2)(a) los conductores que viajan en bandejas portables se les debe aplicar lo establecido en la sección 392.11, donde se aclara que el factor por agrupamiento no se debe aplicar. Para los conductores en tubería EMT no se utilizan más de tres conductores portadores de cable, porque el factor corresponde a 1.

En tanto para el factor de temperatura se determina que por la región donde se ubica, La Uruca en el valle central, además de la ventilación de la planta y que no existen elementos como hornos que provoquen un aumento de temperatura en los conductores, no se requiere considerar temperaturas mayores a 30°C, por lo que el factor de corrección por temperatura es 1.

Siguiendo con el ejemplo, para el centro de carga 412D se tiene una demanda de 102,1 A, que se debe dividir entre los factores de corrección dando el mismo resultado, pues ambos factores son 1. De acuerdo con la sección 392.11(B)(2) la ampacidad de los cables no debe superar el 65 % de la ampacidad permisible de la tabla 310.17, por lo que se selecciona un #2 AWG.

Entre los dos anteriores se debe escoger el de calibre mayor, por lo que se selecciona el 1/0 AWG, el cual se debe verificar por caída de tensión. Es importante considerar la impedancia inductiva del cable al realizar el cálculo de caída de tensión. Algunos errores comunes en las instalaciones eléctricas son utilizar métodos diferentes a los descritos en el NEC, utilizar únicamente la resistencia y no la impedancia o utilizar factores incorrectos.

La resistencia en corriente alterna es diferente a la resistencia corriente directa debido a que la corriente alterna incrementa la resistencia en corriente directa por los efectos magnéticos: skin, proximidad y de conduit magnético. En corriente alterna, por la configuración del conductor (cableado, sólido, sectorial, etc.) y por el efecto magnético, se origina otro parámetro en el conductor, denominado reactancia inductiva (X_L) (Laurent, 2018).

Estos dos componentes R_{ca} y X_L forman parte de la denominada impedancia del conductor a la corriente alterna, son independientes del tipo de carga que se alimente, pero sí dependientes de las condiciones de uso o de instalación, entre estos: en conduit no metálico o metálico, material del conductor, temperatura de la instalación, etc. Estos valores se encuentran en la tabla 9 del NEC y en sus notas la manera de determinar la impedancia efectiva (Laurent, 2018).

Es necesario conocer otros parámetros además de la impedancia efectiva como la tensión, la longitud del conductor y el factor de potencia. El factor de potencia se toma como 0,95 como estimación de los datos mostrados en la facturación eléctrica.

Al aplicar el concepto de la impedancia efectiva y realizar las conversiones de unidades necesarias se obtiene la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 11. Caída de tensión. } \% \Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times (R_{CA} \times FP + X_L \times \sin(\cos^{-1}(FP)))}{10 \times V_L}$$

En donde,

I: Corriente demanda en ampere.

L: Longitud en metros.

Rca: Resistencia en corriente alterna en ohm por kilómetro, tomado de la tabla 9.

X_L: Reactancia inductiva en ohm por kilómetro, tomado de la tabla 9.

FP: Factor de potencia adimensional.

V_L: Voltaje de línea en volts.

En consecución con el ejemplo anterior, para el conductor del elemento 412D se había seleccionado un calibre 1/0 AWG. La corriente demandada es de 102,1 A, la longitud es de 107,5 m, los valores de la resistencia en corriente alterna y la reactancia inductiva corresponden a (0,39 + j0,18) Ω/Km, el factor de potencia se toma de 0,95 como se mencionó anteriormente y el voltaje de línea es de 480 V. El cálculo de la caída de tensión para este conductor se muestra a continuación:

$$\% \Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 102,1 \times 107,5 \times (0,39 \times 0,95 + 0,18 \times \sin(\cos^{-1}(0,95)))}{10 \times 480} = 1,69 \%$$

En el artículo 210.19(A)(1) NLM No. 4 se indica que la caída de tensión debe ser menor a un 3 %, por lo que la selección del calibre 1/0 AWG es el correcto.

Respecto al conductor de neutro, se selecciona un calibre igual a los conductores de fase. En industria se puede seleccionar un calibre mayor cuando existen problemas de distorsión armónica, en estos casos se selecciona a un 200 % de la capacidad en conexiones trifásicas. Sin embargo, para la planta de Envases Comeca S. A. no se tienen registros de la existencia de estos problemas, por lo que no se toman en cuenta y se selecciona un calibre igual al de las fases.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos al momento de determinar los conductores y las respectivas protecciones para los elementos en análisis. En esta tabla no se presentan aquellos elementos que involucran motores ni transformadores, pues estos no se determinan con base en artículos empleados hasta el momento. Estos se determinarán más adelante en este capítulo.

Tabla 2. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos.

<i>Elemento</i>	<i>Corriente [A]</i>	<i>Protecciones Propuestas [A]</i>	<i>Conductor Propuesto THHN AWG</i>	<i>Neutro Propuesto THHN AWG</i>
<i>412A</i>	21,3	30	8	8
<i>412D</i>	102,1	150	1/0	1/0
<i>232A</i>	250,0 ^a	350	2x2/0	2x2/0
<i>LA</i>	157,7	200	3/0	3/0
<i>212W</i>	8,62	90	2	2
<i>412B</i>	91,2	100	2	2
<i>142T</i>	20,1	30	10	10
<i>IMPR 4L</i>	41,7	60	6	6
<i>142W</i>	71,0	90	2	2
<i>LAMP 4L</i>	113,8	150	1/0	1/0
<i>NO IDENT</i>	2,2	20	12	12
<i>COMPR</i>	3,9	20	12	12
<i>111MA</i>	25,3	30	10	10
<i>NO IDENT</i>	19,8	30	10	10
<i>NO IDENT</i>	7,2	20	12	12
<i>121MR</i>	28,0	40	8	8

<i>NO IDENT</i>	9,6	20	12	12
<i>IT UPS</i>	13,8	20	12	12
<i>111MC</i>	5,5	20	12	12
<i>121MB</i>	4,5	20	12	12
<i>NO IDENT</i>	0,2	20	12	12
<i>NO IDENT</i>	1,9	20	12	12
<i>111MF</i>	17,2	30	10	10
<i>141MA</i>	80,6	100	2	2
<i>211MA</i>	63,4	80	4	4
<i>Alimentador</i>	1500,4	2000	5x 500	5x 500

(Elaboración propia, Excel 2016)

Nota:

a: No determinado por medio de medición. Se toma de información en la empresa.

En la siguiente tabla se muestran las verificaciones por caídas de tensión para cada uno de los elementos descritos anteriormente.

Tabla 3. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión.

<i>Conductor</i>	<i>Distancia</i> [m]	<i>Conductor</i> THHN AWG	<i>Tensión</i> [V]	<i>Corriente</i> [A]	<i>Rca</i> [Ω/Km]	<i>XL</i> [Ω/Km]	<i>%ΔV</i>
412A	120,2	8	480	21,3	2,560	0,213	2,31
412D	107,5	1/0	480	102,1	0,390	0,180	1,69
232A	70,4	2x2/0	480	250,0	0,330	0,177	1,45
LA	56,6	3/0	480	157,7	0,259	0,171	0,96
212W	40,5	2	480	86,2	0,660	0,187	0,86
412B	107,5	2	480	91,2	0,660	0,187	2,42
142T	10,0	12	480	20,1	6,600	0,223	2,76
IMP4L	54,6	6	480	41,7	1,610	0,210	1,31
142W	102,9	2	480	71,0	0,660	0,187	1,81
LAM4L	50,0	1/0	480	113,8	0,390	0,180	0,88
111MA	25,0	10	240	25,3	3,900	0,207	1,72
121MR	59,5	8	240	28,0	2,560	0,213	3,00
ITUPS	21,6	12	240	13,8	6,600	0,223	1,36
111MC	29,0	12	240	5,5	6,600	0,223	0,73
121MB	7,8	12	240	4,5	6,600	0,223	0,16
121MF	23,9	10	240	17,2	3,900	0,207	1,12
141MA	59,2	2	240	80,6	0,660	0,187	2,36
211MA	47,4	4	240	63,4	1,020	0,197	2,23
Alimentador	19,1	5x500	480	1500,4	0,095	0,157	0,29

(Elaboración propia, Excel 2016)

Es importante aclarar que para aquellos elementos no identificados no se realiza la verificación por caída de tensión ya que se desconoce la distancia del conductor.

El cálculo de caída de tensión para los circuitos que se alimentan con conductores en paralelo, se debe tomar el calibre seleccionado para el circuito y la corriente se debe dividir entre la cantidad de conductores.

Cuando la caída de tensión es mayor al 3 % permisible se aumenta el calibre del cable y se realiza el cálculo nuevamente.

3.3.2 Dispositivos de protección y calibres de los conductores para motores

Como se mencionó anteriormente se realizó la verificación de la instalación para aquellos motores mayores a 50 HP. Estos comprenderían los compresores ubicados en el panel 222Z de planta 2. Existen tres compresores, uno de 150 HP y otros dos iguales de 125 HP. En los anexos se agregan las fichas técnicas con las que cuenta en la empresa.

Estos compresores entran en operación según la demanda de aire comprimido, por lo que en ciertas situaciones opera un único equipo y en otras operan los tres de forma simultánea.

El primer paso consiste en determinar la corriente según la tabla 430.250. Se obtiene que para el motor de 150 HP le corresponde una corriente de 180 A y para los motores de 125 HP les corresponde una corriente de 156 A.

Para seleccionar el calibre adecuado se debe seguir el artículo 430.22(A)(1), que indica que se debe tomar una ampacidad no menor a la corriente obtenida de la tabla 430.250 al 125 %.

Tomando como ejemplo el caso del compresor C46 de 125 HP, se parte de 156 A determinados con anterioridad al 125 %: 195 A. El calibre que le corresponde es un 3/0 AWG.

A continuación, se determina la protección contra cortocircuito. Según el artículo 430.52(C) para una protección de tipo interruptor automático de tiempo inverso se debe estimar como el 250 % de la corriente de plena carga.

Para el caso del compresor C46, se toma la corriente de plena carga de 156 A al 250 %, lo que da como resultado 390 A. El inmediato superior según el artículo 240.6 corresponde a 400 A.

Seguidamente, se debe determinar la protección contra sobrecarga. Según el artículo 430.32(A)(1) se debe seleccionar el dispositivo contra sobrecarga a partir del factor de servicio y del aumento de temperatura. Estos compresores no se diseñan con un factor de servicio mayor a 1,15, tampoco para aumentos de temperatura mayores a 40° C por lo que se debe seleccionar a un 115 % de la corriente de placa del equipo.

La corriente de placa del compresor C46 es de 146 A. La protección de sobrecarga corresponde al 1,15 % de esta: 168 A. No mayor a este valor, sino el inmediato inferior.

Tabla 4. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos para motores.

EQUIPO	POTENCIA [HP]	I PLACA [A]	I TABLA [A]	PROTECCIÓN	PROTECCIÓN	CONDUCTORES
				CORTO- CIRCUITO [A]	SOBRECARGA [A]	PROPUESTOS THHN AWG
C53	150	178	180	450	200	4/0
C46	125	146	156	400	150	3/0
C47	125	146	156	400	150	3/0

(Elaboración propia, Excel 2016)

A continuación, se debe determinar el calibre del conductor y protección del centro de carga para estos motores. Estos motores se alimentan del centro de carga 222Z, del cual se alimenta también el panel 232A, este con una carga de 250 A continuos.

Para establecer el alimentador de una combinación de grupos de motores y cargas continuas se consulta el artículo 430.24, donde se establece que los conductores que alimentan varios motores y otras cargas deben tener una ampacidad como mínimo del 125 % de la corriente nominal de plena carga del motor con el valor nominal más alto, más la suma de las corrientes nominales de plena carga de todos los otros motores del grupo, tal como se determina en la sección 430.6(A), más la ampacidad exigida para las demás cargas.

Por lo que se toma la corriente del equipo C53 tomada de la tabla 4 al 125 % por ser la mayor y se le adicionan las cargas de los otros motores y la carga del tablero 232A tomada de la tabla 1, al 125 % por ser carga continua.

$$I_{222Z} = 1,25 \times 180 + 156 + 156 + 1,25 \times 250 = 850 \text{ A}$$

Al ser una intensidad alta, si se decide utilizar un único conductor el calibre sería muy grande e incómodo de trabajar, por lo que se decide utilizar conductores en paralelo, seleccionando entonces 3 x 300 kcmil THHN AWG.

Para la protección se sigue el artículo 430.62, el cual indica que un alimentador que se utilice para la alimentación de cargas de motores y que conste de conductores dimensionados con base en la sección 430.24, debe poseer un dispositivo de protección con un valor nominal no superior al mayor valor nominal del dispositivo de protección contra cortocircuito del circuito ramal para cualquier motor, más la suma de todas las corrientes de plena carga de los demás motores del grupo.

En este caso, la mayor protección de un circuito ramal de motor corresponde a 450 A del compresor C53, al cual se le adicionan las corrientes de las demás cargas.

$$CB_{222Z} = 450 + 156 + 156 + 1,25 \times 250 = 1075 \text{ A}$$

Se debe tomar un valor nominal no superior a este, por lo que según el artículo 240.6 corresponde a un valor de 1000 A.

Por último, para los calibres seleccionados se verifica por caída de tensión los calibres seleccionados, utilizando la ecuación 11.

Tabla 5. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión para motores.

<i>Conductor</i>	<i>Distancia</i> [m]	<i>Calibre</i> <i>THHN</i> <i>AWG</i>	<i>Tensión</i> [V]	<i>Corriente</i> [A]	<i>Rca</i> [Ω /Km]	<i>XL</i> [Ω /Km]	% ΔV
222Z	93,4	3x300	480	850	0,148	0,167	1,84
C46	31,6	3/0	480	156	0,259	0,171	0,53
C47	29,3	3/0	480	156	0,259	0,171	0,49
C53	27,0	4/0	480	180	0,207	0,167	0,44

(Elaboración propia, Excel 2016)

3.3.3 Dispositivos de protección y calibres de los conductores para transformadores

En la empresa de Envases Comeca S. A. se cuenta con varios transformadores. Muchos son transformadores pequeños de una capacidad menor de 25 kVA, que por lo general se utilizan únicamente para alimentar un equipo en específico, por ejemplo, un módulo. Por lo que estos no son de especial interés para el proyecto. Los transformadores que se analizan son aquellos que alimentan un bus donde se conectan distintas cargas, ocupando una capacidad mayor de 25 kVA.

Se cuenta con un transformador **T1** de 112,5 kVA que alimenta las cargas de planta 1 las cuales se conectan del centro de carga 141A, a una tensión de 240 V. Este transformador posee una conexión trifásica delta-delta.

El transformador **T10** de 40 kVA que alimenta la línea 7-1, la cual corresponde a la línea automática más importante de la planta, por la cantidad de productos que se fabrican y su volumen de ventas. Este es un transformador no estandarizado, pues la tensión del secundario es de 380 V. Existen varios proveedores reconocidos donde se fabrican como transformadores especiales, sin embargo, este se adquirió de un proveedor chino. Este transformador posee una conexión trifásica delta-estrella.

El transformador **T14** de 100 kVA alimenta otras líneas automáticas conectadas al tablero 213A, también importantes para la empresa, ya que su volumen de ventas es alto. Este es un transformador, al igual que el anterior, no estandarizado, pues la tensión del secundario es de 380 V. Se adquiere del mismo proveedor que el anterior. Este transformador posee una conexión trifásica delta-estrella.

El transformador **T17** de 30 kVA alimenta únicamente un horno de láminas ubicado en planta 3, a una tensión de 240 V. Este transformador posee una conexión trifásica delta-delta. La información de este equipo se determina gracias a la información del encargado de mantenimiento, ya que en los datos de placa se borraron con el tiempo.

Por último, el transformador **T4** alimenta las cargas monofásicas de la planta, ubicadas en el tablero 121MA. Este tiene una capacidad de 150 kVA.

Para el transformador de acometida se tiene una capacidad de 1,5 MVA. Este alimenta la planta realizando una transformación de 34,5 kV entregados por la CNFL a los 480 V con los que opera la planta. Este transformador posee una conexión trifásica estrella-estrella. Para este transformador se hace el ejercicio del cálculo, sin embargo, su instalación y mantenimiento recaen en el proveedor de servicios.

Para la protección de los transformadores se emplea el artículo 450.3(A) para el transformador de acometida por operar a una tensión mayor a 600 V. Para el resto de transformadores ubicados dentro de la planta se emplea el artículo 450.3(B), por tratarse de transformadores que operan a tensiones menores a 600 V.

El transformador de acometida se instala en un lugar supervisado ya que solo se permite el ingreso a funcionarios del proveedor de servicios o bajo su supervisión y se instala únicamente protección en el primario. Por lo que, los fusibles de la protección del primario corresponden a un 250 % de la corriente nominal del transformador. En este caso, dicha corriente es de 25,10 A por lo que se obtiene como resultado 62,76 A y según el artículo 240.6 el valor nominal inmediatamente superior es de 70 A.

Los conductores del secundario, así como su protección, se mostraron en la tabla 2 como el alimentador principal de la compañía.

En cuanto a los transformadores de la planta la tabla 450.3(B) indica que si se protege únicamente al primario se debe tomar al 125 % de la corriente y en el secundario no se exige. Sin embargo, hay que tener muy claro que, a pesar de que no se exige protección para el secundario del transformador, es posible que los conductores del mismo lo requieran.

Frente a esta situación, se saca provecho del artículo 240.21(C)(3). En este se indica que es permitido que los conductores no posean protección contra sobrecorriente en el secundario, en tanto se cumpla que la longitud de los conductores sea menor a 7,5 metros y otras consideraciones.

Para los transformadores en conexión trifásica delta-delta y monofásicos, se emplea también el artículo 240.21(C)(1). Los conductores del secundario estarán protegidos contra sobrecorriente por la protección del primario siempre que se cumpla que la protección no exceda la ampacidad del secundario multiplicado por la relación de transformación del secundario al primario.

Para el transformador T1, que tiene una conexión trifásica delta-delta, la protección del primario se calcula con la corriente nominal del transformador al 125 %. Se toma el inmediato superior según el art. 240.6, que corresponde a 175 A.

$$I = \frac{112500}{480 \times \sqrt{3}} \times 1,25 = 169 \text{ A}$$

Para los conductores del transformador se calculan con la corriente nominal del transformador al 125 % por considerarse cargas continuas. En este caso las corrientes correspondientes son de 169 A para el primario y 338 A para el secundario. Por lo tanto, se seleccionan cables de calibre 2/0 THHN AWG para el primario y 400 kcmil THHN AWG para el secundario, según la tabla 310.16.

Es necesario revisar que la protección del primario no exceda la ampacidad del secundario multiplicado por la relación de transformación del secundario al primario.

$$380 \times \frac{240}{480} = 190 > 175$$

De esta manera se comprueba que el dispositivo de seguridad protege también al conductor del secundario.

Para los transformadores T10 y T14 se cumple que la longitud del conductor en el secundario es menor a 7,5 metros, por lo que no requieren protección en el secundario. No obstante, el horno de láminas que alimenta el transformador T17 se encuentra aproximadamente a 15 metros, por lo que se requiere hacer un estudio económico en el que se compare entre reubicar el transformador más cerca del horno o adquirir una protección de 100 A para el secundario y determinar cuál opción es la más viable económicamente.

A continuación, se muestra una tabla resumen para la instalación eléctrica de los transformadores de acuerdo con el NEC 2008.

Tabla 6. Protecciones y calibres de conductores mínimos requeridos para transformadores.

ELEMENTO	POTENCIA	CORRIENTE	CORRIENTE	PROTECCIÓN	CONDUCTOR	CONDUCTOR
	[KVA]	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
		[A]	[A]	[A]	THHN AWG	THHN AWG
T1	112,5	135,3	270,6	175	2/0	400
T10	40,0	48,1	60,8	60	6	4
T14	100,0	120,3	151,9	150	1/0	3/0
T17	30,0	36,1	72,2	50	8	2
T4	150,0	312,5	625,0	400	500	2x500

(Elaboración propia, Excel 2016)

También se requiere revisar los calibres seleccionados por caída de tensión a pesar de que las distancias sean cortas, como manera de corroboración.

Tabla 7. Verificación de calibres seleccionados por caída de tensión para transformadores.

Conductor	Distancia [m]	Calibre THHN AWG	Tensión [V]	Corriente [A]	Rca [Ω/km]	XL [Ω/km]	%ΔV
T1	59,2	2/0	480	135,3	0,330	0,177	1,06
141A	7,45	400	240	270,6	0,115	0,161	0,23
T10	58,5	6	480	48,1	1,610	0,210	1,62
71	6,75	4	380	60,8	1,020	0,197	0,19
T14	12,5	1/0	480	120,3	0,390	0,180	0,23
213A	3,3	3/0	380	151,9	0,259	0,171	0,07
T17	6,3	8	480	36,1	2,560	0,213	0,21
HORNO	15,5	2	240	72,2	0,660	0,187	0,55
T4	4,3	500	480	312,5	0,095	0,157	0,07
121MA	1,0	2x500	240	625,0	0,095	0,157	0,03

(Elaboración propia, Excel 2016)

3.4 Evaluación de la instalación eléctrica

Una vez que se determinan los requisitos mínimos con los que debe cumplir la instalación eléctrica de la planta de Envases Comeca S. A. conforme al Código Eléctrico Nacional, es posible determinar si estos requisitos se cumplen o no y qué modificaciones son pertinentes de forma que se garantice la seguridad de los usuarios de la misma.

Para esto se hace una evaluación de los equipos instalados y se toma como base los planos con los que cuenta la empresa, pero posterior a una revisión, comprobación y actualización de estos.

Sin embargo, existen elementos que no se pueden verificar debido a la falta de identificaciones, desconocimiento y desorden. Para estos casos se toma lo que se muestra en los planos suministrados.

En las siguientes tablas se muestra la información relevante para el estudio, como los conductores y dispositivos de seguridad instalados. Además, para los centros de carga de principales, se determina la demanda máxima que estos son capaces de suplir, tomando en consideración los conductores y protecciones instaladas, con la finalidad de determinar cuánta carga continua adicional se podría instalar sin poner en riesgo la seguridad.

En general, la ampacidad de los conductores debe ser mayor a la ampacidad de dispositivo de protección de forma que el cable siempre se mantenga protegido, por lo que es la ampacidad del dispositivo de protección la que determina la máxima capacidad del circuito. Sin embargo, como se observa en la tabla 8, existen protecciones instaladas que no protegen el conductor, es decir, la ampacidad de los conductores es menor respecto de la ampacidad de la protección. En caso de una sobrecarga se perjudica el conductor antes de que la protección se dispare.

Por ejemplo, el tablero 142T posee una protección de 250 A y conductores de calibre 2/0. La ampacidad del conductor es de 175 A, considerando que la carga fuese continua, se admite una corriente nominal de 156 A. No obstante, tiene una protección de 250 A, que se dispara a 200 A de carga continua. Esto implica que el dispositivo de protección fue mal seleccionado y podría significar daños en el conductor en caso de falla.

Tabla 8. Protecciones y calibres de conductores instalados para centros de carga.

ELEMENTO	PROTECCIONES	CONDUCTOR	NEUTRO	DEMANDA
	INSTALADAS	INSTALADO	INSTALADO	SOPORTADA
	[A]	THHN AWG	THHN AWG	[A]
412A	250	4/0	4/0	200
412D	250	4/0	4/0	200
232A	400	2x2/0	2/0	320
LA	250	4/0	-	200
212W	250	4/0	-	200
412B	250	4/0	2/0	200
142T	250	2/0	-	156
IMPR 4L	150	3/0	-	120
142W	400	2x 1/0	-	272
LAMP 4L	150	3/0	-	120
NO IDENT	150	3/0	-	120
COMPR	400	10	-	32
111MA	125	6	6	60
NO IDENT	20	12	-	16
NO IDENT	20	12	-	16
121MR	100	6	6	60
NO IDENT	70	4	-	56
IT UPS	40	2	2	32
111MC	40	8	8	32
121MB	70	6	6	56

NO IDENT	20	12	-	16
NO IDENT	20	12	-	16
111 MF	70	4	4	56
141MA	250	300	1/0	200
211MA	250	2/0	2	156
ALIMENTADOR	1200	6x 4/0	-	960

(Elaboración propia, Excel 2016)

Tabla 9. Protecciones y calibres de conductores instalados para motores.

ELEMENTO	PROTECCIONES	CONDUCTOR	NEUTRO
	INSTALADAS	INSTALADO	INSTALADO
	[A]	THHN AWG	THHN AWG
222Z	1200	4x500	4x250
C53	250	1/0	-
C46	250	4/0	4
C47	250	4/0	4

(Elaboración propia, Excel 2016)

Tabla 10. Protecciones y calibres de conductores instalados para transformadores.

ELEMENTO	PROTECCIONES	CONDUCTOR	NEUTRO
	INSTALADAS	INSTALADO	INSTALADO
	[A]	THHN AWG	THHN AWG
T1	150	1/0	-
141A	630	2x1/0	-
T10	60	- ^a	-
71	-	3/0	-
T14	150	2/0	-
213A	225	2/0	2/0
T17	45	4	-
HORNO	-	4	6
T4	225	2/0	-
121MA	400	400	-

(Elaboración propia, Excel 2016)

Nota:

a: Posee un conductor RV-K fabricado con la norma IEC de calibre no identificado.

Al realizar la comparativa entre la tabla 2, en la cual se establecieron de los requerimientos mínimos para centros de carga y la tabla 8 que muestran los elementos que se encuentran instalados, se observa cómo la mayor parte de estos centros de carga se encuentran sobredimensionados. Esto implica que se puede aumentar la carga sin ningún riesgo.

Aunque existen elementos que salen de esta norma, entre esos un dispositivo no identificado en el panel monofásico que posee una protección de 20 A cuando, por las cargas instaladas, debería protegerse con uno de 30 A y aumentar el calibre del conductor a un #10 THHN AWG. Otra opción viable es determinar qué cargas alimenta y, mientras sea posible, trasladarlas a un panel ya instalado el cual admita el aumento de carga.

Al realizar este proyecto se hace evidente la necesidad de aumento de capacidad en el transformador y en los dispositivos de acometida. Se requiere de un transformador de 1,5 MVA, el cual necesita una protección en el secundario de 2000 A y cinco conductores en paralelo con calibre de 500 kcmil THHN AWG. Se entiende la causa por la cual este interruptor se dispara en reiteradas ocasiones: ya no da abasto.

La empresa ha crecido en tal medida que la capacidad de estos equipos se ha visto rebasada. Si se hubiese llevado control del crecimiento o se realizara una revisión periódica, se recomienda cada cinco años, de las condiciones en las que se encuentra la instalación, no se hubiesen presentados los problemas que alertaron la situación: el disparo de la protección principal y tiempos de paro de toda la planta a causa de esto.

A pesar del sobredimensionamiento de los equipos, no se puede afirmar que se encuentran exentos de riesgos, debido a que, como se mencionó anteriormente, existen dispositivos de seguridad que no protegen los conductores en casos de sobrecarga. Se debe prestar atención de no sobrepasar la demanda soportada que se reportó en la tabla 8.

El hecho de que los conductores y protecciones se encuentren sobredimensionados hace posible que se pueda hablar de una instalación eléctrica ecológica, ya que existe un ahorro de energía implícito, debido a disminución de generación de calor.

La reducción de pérdidas de energía que se logra a través de una disminución de la resistencia del conductor tiene otra consecuencia muy importante desde el punto de vista ambiental: la reducción de las emisiones de CO₂ y su impacto en el Efecto Invernadero que aqueja al planeta.

Esta ventaja ecológica, que no parece tan obvia a simple vista, se logra por la energía no generada en las plantas eléctricas, al disminuir las pérdidas con el uso de un conductor de mayor calibre (Laurent, 2018).

Esta corriente eléctrica no generada disminuye el uso de plantas termoeléctricas a base de combustibles fósiles, que originan emisiones de CO₂. Costa Rica cuenta con energía eléctrica bastante “limpia” por su origen hidroeléctrico, sin embargo, la energía térmica es un componente importante en la generación, que en los últimos años ha mantenido un importante promedio del 10 % (Laurent, 2018).

Cuando se refiere a una instalación eléctrica ecológica en comparación a una instalación estándar, donde se utilizan elementos al mínimo requerido, existen ciertos beneficios, entre los cuales es posible mencionar:

- Menor huella de carbono.
- Mayor eficiencia de operación.
- Mejor respuesta al cortocircuito y sobrecarga.
- Mayor vida útil de la instalación.
- Posibilidad de crecimiento futuro.

Sin embargo, tiene el inconveniente de que requiere una mayor inversión inicial.

Al analizar la máxima demanda soportada se observa que existe espacio para el crecimiento futuro. En un intento de cuantificación del mismo, se determina el porcentaje que actualmente se utiliza y de cuánta sería la carga que se podría adicionar sin comprometer la seguridad.

Tabla 11. Porcentaje de utilización y capacidad de crecimiento de los centros de carga.

ELEMENTO	CORRIENTE [A]	MÁXIMA	% UTILIZACIÓN	CARGA	CARGA
		DEMANDA SOPORTADA [A]		AMPLIACIÓN [A]	AMPLIACIÓN [KVA]
412A	21,3	200	10,7	160,8	133,7
412D	102,1	200	51,1	88,1	73,2
232A	250,0	320	78,1	63,0	52,4
LA	157,7	200	78,9	38,1	31,6
212W	86,2	200	43,1	102,4	85,1
412B	91,2	200	45,6	97,9	81,4
142T	20,1	156	12,9	122,3	101,7
IMPR 4L	41,7	120	34,8	70,5	58,6
142W	71,0	272	26,1	180,9	150,4
LAMP 4L	113,8	120	94,8	5,6	4,6
NO IDENT	2,2	120	1,8	106,0	88,1
COMPR	3,9	32	12,2	25,3	21,0
111MA	25,3	60	42,2	31,2	7,5
NO IDENT	19,8	16	123,8	-	-
NO IDENT	7,2	16	45,0	7,9	1,9
121MR	28,0	60	46,7	28,8	6,9
NO IDENT	9,6	56	17,1	41,8	10,0
IT UPS	13,8	32	43,1	16,4	3,9
111MC	5,5	32	17,2	23,8	5,7

121MB	4,5	56	8,0	46,3	11,1
NO IDENT	0,2	16	1,3	14,2	3,4
NO IDENT	1,9	16	11,9	12,7	3,0
111 MF	17,2	56	30,7	34,9	8,4
141MA	80,6	200	40,3	107,5	25,8
211MA	63,4	156	40,6	83,3	20,0
ALIMENTADOR	1500,4	960	156,3	-	-

(Elaboración propia, Excel 2016)

Las cargas de ampliación que se muestran en la tabla 11 hacen referencia a la carga adicional que es posible alimentar en cada centro de carga de forma individual, pero se debe realizar de forma controlada de modo que la sumatoria de las cargas adicionales no exceda el alimentador principal para cada caso.

Al analizar la instalación de motores, cuando se comparan las condiciones mínimas que establece el NEC, mostradas en la tabla 4, con respecto a la tabla 9 donde se muestra la realidad de la instalación, se observa que los criterios de diseño empleados para la instalación no son consistentes. En cuanto a los conductores, los de menor capacidad están sobredimensionados, mientras que el compresor de mayor capacidad no cumple con lo mínimo. Es aceptable entonces suponer que este último se instaló en un proyecto posterior de forma incorrecta.

Al observar la hoja de datos suministrada por el proveedor se comprende por qué las protecciones para los motores se instalaron de esa manera. Se cumple con las indicaciones del proveedor por un aspecto de garantía. Aunque se hace la indicación de que no cumple con los métodos del NEC, no representa un riesgo mayor, por el contrario, es mejor un dispositivo más ajustado, siempre y cuando no se dispare al arranque. Lo que no sería admisible sería en el caso que esta protección fuese de una ampacidad mayor.

Para el tablero de donde se alimentan estos motores, el conductor está por encima de lo que se requiere, pero el dispositivo de seguridad incumple con el NEC. Como se mencionó con anterioridad, según el artículo 430.62, debe ser una protección no superior a la calculada. Esto implica que la selección debe ser hacia el inmediato inferior, en este caso de un valor nominal de 1000 A.

Analizando la instalación de los transformadores es evidente que no se realizó con base en el NEC, ni al parecer ningún otro criterio de diseño, pues en muchos casos se encuentra el mismo calibre tanto en el primario como en el secundario. Asimismo, se encuentra que la instalación eléctrica no está escogida para la máxima capacidad del transformador.

Por lo general, se observa que el conductor en el secundario está por debajo de lo requerido, mientras en el primario está sobre lo requerido. Al examinar y consultar, esto se origina porque solo se contempló la carga que en ese momento se necesitaba alimentar. Como consecuencia, la capacidad del transformador no se puede aprovechar en su totalidad.

Si se desea alimentar una nueva carga, sería necesario modificar la instalación actual o, como la práctica que se ha seguido hasta el momento, adquirir otro transformador para la nueva carga, lo cual resulta ineficiente e innecesario en algunos casos.

Con respecto a las protecciones, en el diseño de la tabla 6 se consideraron únicamente en el primario y a la capacidad máxima del transformador. A pesar que en algunos casos al observar la tabla 10 parece ser necesario adquirir unos de mayor capacidad, no es necesario ya que en la práctica estos transformadores trabajan por debajo de su capacidad máxima. Es necesario comprobar esta afirmación a través de más mediciones a estos transformadores en específico.

Es importante señalar también que para el transformador monofásico T4 se hará una nueva instalación cuando se desarrolle el proyecto del nuevo cuarto eléctrico.

4. Evaluación de la reutilización de la planta de emergencia

Actualmente, la planta de Envases Comeca S. A. cuenta con dos plantas de emergencia de combustión interna. La primera se trata de una planta de emergencia de 220 V, 388 kVA, marca Delco A.C. que solía suplir a las cargas que operan a dicha tensión. Sin embargo, esta ya no se utiliza y a pesar de esto, se le continúa dando mantenimiento. Esto provoca que el costo de tenerla por conceptos de mantenimiento es mayor al beneficio que conlleva.

La segunda planta de emergencia es de 480 V, 750 kVA, marca Kohler. En este momento es la que respalda el suministro eléctrico en caso de algún fallo en la red eléctrica externa. En la sección de anexos se encuentran los expedientes de los equipos que aporta la empresa.

Ambas plantas reciben mantenimientos planificados, los cuales pueden ser semanales, mensuales, anuales o con otra periodicidad según corresponda según la intervención que se vaya a efectuar. El personal de la empresa se planifica y ejecuta estos planes de mantenimiento.



Figura 15. Planta generadora de emergencia marca Kohler.

(Elaboración propia)

En la planta existe un protocolo que se ha desarrollado para la situación especial de operación con la planta de emergencia. Al departamento de mantenimiento y, específicamente a los técnicos eléctricos de planta, les corresponde monitorizar que el arranque y transferencia se realiza apropiadamente. El departamento de producción detiene todos los equipos hasta que reciba la notificación de autorización de re arranque por parte de los supervisores de mantenimiento. Este es un protocolo implícito, pues, aunque los operarios, técnicos y supervisores están al tanto y saben cómo reaccionar frente a esta situación, no existe un documento o protocolo redactado que indique cómo actuar.

La razón subyacente del por qué existe dicho protocolo es que no hay un tablero para las cargas críticas, sino que la transferencia se realiza de forma que el total de los centros de carga quedan energizados.

Entre de los proyectos que se manejan se tiene que la fachada frontal de la empresa recibirá una remodelación para mejorar la estética del edificio, por lo que el cuarto donde se ubican las plantas generadoras de emergencia se eliminará. Se reubicará dicho cuarto en la parte posterior del terreno, cerca de la planta 3.

Con motivo de este cambio, además, de una cuestión del espacio físico disponible en el cuarto nuevo y que el equipo ya cumple con su vida útil, se realiza la propuesta de la venta de las plantas existentes actualmente, para financiar la compra y modernizar el equipo. Esto a pesar de que la planta existente se encuentra en buen estado gracias al mantenimiento correspondiente y, como se podrá observar más adelante, tiene la capacidad de alimentar las cargas establecidas.

Se realiza el cálculo para determinar la capacidad requerida de la planta generadora de emergencia, especificando cuáles son las cargas críticas que verdaderamente deben mantenerse energizadas. Entre estas, debe ser capaz de alimentar los dos hornos de planta 3, los cuales según mediciones realizadas consumen aproximadamente 60 A cada uno. Además, de una impresora que se instalará nueva en planta 3 de menor capacidad que las que están instaladas en la actualidad y al menos uno de los compresores de aire que, según la hoja de datos, el paquete consume alrededor de 158 A.

Tabla 12. Cargas críticas que suplir por la planta de emergencia.

Equipo	Consumo [A]	Potencia [kVA]
Horno 1L	60	50
Horno 2L	60	50
Compresor C46	158	130
Impresora Nueva	120	100
Impresora 4L	42	35
Lampara 4L	115	96
Total	555	461

(Elaboración propia, Excel 2016)

Se determina que se alimentarán estas cargas ya que en caso de que se corte el suministro eléctrico se necesitan al menos 10 minutos para concluir el proceso de las láminas dentro del horno, de lo contrario estas quedan inservibles y las pérdidas son millonarias.

Se estima una suma monetaria entre tres y cuatro mil colones por cada bulto que recibe el proceso térmico en el horno. Además, como operan dos hornos los cuales cada uno puede procesar hasta tres bultos de láminas, las pérdidas por el material dentro del equipo son muy importantes.

Asimismo, el proceso de arranque de estos hornos no se puede dejar de lado. El consumo de combustible para formar la llama en la secuencia de arranque de los hornos es extenso. Es por este motivo que el horno trabaja constantemente y, en tanto sea posible, solo se apaga en feriados extensos o por motivos de mantenimiento.

Se requiere también de aire comprimido para el funcionamiento de los hornos, por lo que es necesario mantener al menos un compresor en funcionamiento. Como se observó con anterioridad, los motores de estos compresores son de gran capacidad.

Por último, se seleccionan las impresoras para que los pedidos no se atrasen a pesar de la falta de suministro de energía.

De acuerdo con los requerimientos se determina que la capacidad de la planta de emergencia debe ser de al menos 500 kVA, para la cual se realiza una cotización con Corporación Font, la cual se adjunta en los anexos. A continuación, se muestran las características de este equipo.

Marca:	KOHLER SDMO
Modelo:	D500U-IV
Potencia en emergencia (Standby):	500 kW
Potencia en régimen principal (Prime):	452kW
Tensión sistema eléctrico:	208/240/480V
Capacidad del disyuntor de salida:	2000 Amp
Marca del motor:	Doosan
Tipo de motor:	Diesel
Tipo de enfriamiento:	Por refrigerante
Panel de control:	TELYS
Tipo de gabinete:	Intemperie-insonoro
Tipo de tanque:	Sub-base, pared sencilla
Volumen del tanque de combustible:	500 litros
Autonomía del tanque de combustible:	5.35horas @75 % de la carga
Calentador de agua de las camisas:	Incluye

Asimismo, en la sección de anexos se agrega la hoja de datos donde se pueden consultar tanto los datos del motor de combustión como las características del alternador, al igual que dimensiones y otras propiedades generales.

Tabla 13. Protecciones y calibres de conductores propuestos para la planta de emergencia.

<i>Elemento</i>	<i>Corriente [A]</i>	<i>Protecciones Propuestas [A]</i>	<i>Conductor Propuesto THHN AWG</i>	<i>Neutro Propuesto THHN AWG</i>
Planta Generadora	721,7	900	3x350 kcmil	3x350 kcmil

(Elaboración propia, Excel 2016)

En la tabla 13 se muestran los calibres de los conductores propuestos, así como las respectivas protecciones de estos conductores que se deben instalar. Mas adelante en la sección del sistema de puesta a tierra se especifica la manera correcta de hacer la conexión al sistema de tierras, la cual depende de si en la transferencia automática se transfiere el neutro o no lo hace.

Se debe señalar que para la transferencia automática existen módulos auxiliares dentro de la *switchboard*. Es por este motivo que en el unifilar se observa que tanto la acometida como la planta de emergencia, al igual que las cargas, se encuentran conectados a este equipo.

Por último, como se mencionó anteriormente, existe un protocolo implícito en caso de que se requiera utilizar la planta de emergencia, no obstante, este no se puede encontrar de forma textual en la planta.

A partir de esto se redacta una asignación de labores o manual de responsabilidades, para aclarar y que se mantenga de manera concisa y por escrito qué le corresponde a cada colaborador. Este manual se muestra en el siguiente esquema.



Operario

- Aprovechar el tiempo muerto realizando actividades de aseo.
- Encender la máquina o línea hasta que le sea indicado.



Técnico eléctrico

- Comprobar que la planta de emergencia entre en funcionamiento de manera adecuada autonomamente después de 30 segundos.
- Verificar que el interruptor de la transferencia se encuentre en modo 'Automático'.
- Si el interruptor está en modo 'manual' o 'off', hacer el arranque de la planta y hacer el cambio al modo 'automático'.
- Notificar a los supervisores cuándo se puede continuar con la producción.
- De ser necesario, contactar con el proveedor de energía eléctrica para establecer acciones con el fin de reestablecer el servicio.



Técnico de mantenimiento

- Realizar inspecciones de mantenimiento semanales para revisar las condiciones de la planta generadora de emergencia.
- Realizar las actividades de mantenimiento preventivo correspondientes.



Supervisor de mantenimiento

- Comprobar que la planta de emergencia entre en funcionamiento de manera adecuada.
- Comprobar que a la planta de emergencia se le da el mantenimiento adecuado.
- Informarse de la causa de la falta de suministro de energía eléctrica.
- De ser necesario, contactar con el proveedor de energía eléctrica para establecer acciones con el fin de reestablecer el servicio.



Jefe de mantenimiento

- Informarse de la causa de la falta de suministro de energía eléctrica.
- De ser necesario, contactar con el proveedor de energía eléctrica para establecer acciones con el fin de reestablecer el servicio.

5. Herramienta de tecnologías de la información

5.1 Tecnologías utilizadas actualmente

La planta de Envases Comeca S. A. es de grandes magnitudes, así como la instalación eléctrica. En la actualidad, se contabilizan aproximadamente 350 motores de inducción y alrededor de 150 centros de carga, excluyendo paneles de control.

Aunado a esto, se genera también información respecto a mantenimientos diarios, semanales, anuales y con otros periodos de revisión; información sobre dispositivos en líneas de producción como sensores y actuadores, controles de limpieza internos, manuales de ciertos equipos, bitácoras sobre Videojet, modificaciones en la lógica de los controles, proyectos en desarrollo, cotizaciones, administración del personal y muchos más.

En la era de la información actual se genera una extensa cantidad de datos que sin las herramientas adecuadas es difícil manejar y muy probable que se desordene, pierda, no se analice o simplemente no se aproveche de la mejor manera.

La tecnología avanza a un ritmo acelerado y está en un punto en el que se incorporan nuevas herramientas como los sistemas en la nube, el Internet, la inteligencia artificial o también conocido como *machine learning*. Sin embargo, estas son herramientas avanzadas que para la empresa se encuentran distantes.

La realidad en la planta o al menos en el departamento de mantenimiento, es que no se cuenta con ninguna herramienta para manipular toda esta información. Para los suministros únicamente se cuenta con una guía en Excel de los códigos con los cuales se solicitan en la bodega, sin embargo, estos se deben tramitar de forma manual, llenando formularios y con firmas de los encargados.

Las mismas computadoras se encuentran obsoletas. No son capaces de procesar de forma eficiente los programas actuales para las líneas más avanzadas o a las velocidades con las que se trabaja hoy en día.

Lo mismo sucede con los mantenimientos que realizan, para los cuales se registran de forma manual a partir de formularios elaborados con anterioridad. De igual forma el inspector de mantenimiento se ve en la obligación de procesar esta información por su propia cuenta, leyendo y revisando cada uno de los informes presentados. Las órdenes de trabajo generadas se llevan a cabo de la misma forma.

Como se mencionó previamente, existen máquinas y líneas de producción de las cuales se desconoce de qué centro de carga se alimenta. Cuando es necesario desenergizar ciertos equipos se debe hacer a base de prueba y error hasta encontrar el correcto y esto cuando se está en producción no es posible. De forma contraria sucede similar, se desconoce qué cargas están conectadas a ciertos ramales de los centros de carga.

En el área de gerencia de mantenimiento es donde se aprovechan en cierta medida las herramientas informáticas. Encargados de proyectos, supervisores y jefes utilizan herramientas como MS Excel y MS Project para la elaboración de cronogramas, control de gastos, cotizaciones, matrices de criticidad y para desempeñar de mejor forma sus funciones, entre otras.

Las herramientas anteriores, aunque son muy útiles y no se les debe restar mérito, se pueden catalogar como herramientas entre básicas a intermedias. Ahora en muchas de las compañías de manufactura en el país, se trabaja mediante *softwares* especializados que a través de distintos módulos pueden llevar control del área de contabilidad, de los Recursos Humanos, de mantenimiento, de materiales y muchos más, esto al integrar toda la misma compañía bajo un mismo sistema. Entre estos *softwares*, el más utilizado es SAP.

5.2 Diseño de la base de datos

Aunque se desea implementar un sistema similar, este requiere una inversión considerable, no solo financiera, sino también en tiempo para capacitación de los usuarios de la misma y la migración hacia esta tecnología. Otro aspecto a considerar es que se debe cambiar la mentalidad con la que se trabaja para alcanzar las nuevas oportunidades que propone el mercado.

Mientras tanto, se debe trabajar con lo que se tiene a disposición, por lo que se desarrolla una base de datos para la información que se maneja en el proyecto, lo cual corresponde a la instalación eléctrica.

Durante la elaboración del proyecto, se abre la fase de planeación para implementar un sistema llamado 'ProducTiVity' en los próximos meses. Esta herramienta recolecta la información desde los Controladores Lógicos Programables (PLC) u otros dispositivos de medición instalados en el área de producción, arrojando alertas, gráficos y otros informes según las variables que se monitoreen y se programe su funcionalidad.

Para la elaboración de la base de datos se requiere, en primera instancia, determinar los elementos que va a manipular, sus características o parámetros, la forma en que se relacionan los elementos y determinar una serie de objetivos o qué es lo que se espera alcanzar con la base de datos para diseñar las funcionalidades o acciones a ejecutar.

Para la base de datos del proyecto existen tres tipos distintos de elementos que se van a manipular. El primero son los **centros de carga**, para estos elementos se quiere almacenar y consultar los conductores, tanto las fases como el neutro y el conductor de tierra, de dónde se alimenta, ya sea de un transformador o de otro centro de carga, los dispositivos de protección, sus ramales, la ubicación, entre las cuales se puede mencionar las diferentes plantas o en el cuarto eléctrico, la tensión de sus barras. Además, se deja un espacio de comentarios para la parte de descripción para especificar algún otro detalle y una sección para temas relacionados con el mantenimiento, ya sea alguna modificación, limpieza o cierta información relevante en este ámbito.

También se plantean parámetros de consumo y de espacios, de forma tal que de manera automática sea capaz de indicar si se puede agregar cargas nuevas o si por el contrario se encuentra sobrecargado.

El siguiente elemento son los **transformadores** que tienen ciertos parámetros semejantes al anterior como los conductores, de dónde se alimentan, qué alimenta; al igual que los espacios para la ubicación, descripción y mantenimiento.

No obstante, por sus características de diferentes circuitos, un circuito primario y un secundario, se tienen más parámetros como las tensiones de ambos circuitos y las protecciones para cada uno de estos. Otro parámetro importante es la impedancia sub transitoria para el estudio de cortocircuito.

Se determina un último elemento correspondiente a los **equipos** que serán los usuarios finales en la instalación eléctrica. De este interesan parámetros semejantes a los ya mencionados. Entre estos, sus conductores de fase, neutro y tierra; sus protecciones, así como también de dónde se alimentan y dónde se ubican en el centro de carga. Además, de las ya mencionadas ubicación, descripción y mantenimiento.

En los registros de equipos se pueden agregar módulos u otras formas de controladores o equipos que controlan **líneas** de producción enteras, de los cuales los parámetros de interés son los mismos.

Esta representa una primera herramienta para la organización de la información, sin embargo, se planea mejorar y agregarle más capacidades, como adjuntar hojas de datos en formatos PDF en los campos de descripción, referencias a proyectos de modificación, estudios de cargas, de ingeniería, de calidad de la energía o algún otro, órdenes de trabajo en los campos asignados a mantenimiento para equipos, por ejemplo.

Para los elementos seleccionados se muestran las relaciones correspondientes en la figura 17. Se observa que los centros de carga es una relación retroalimentada, es decir, centros de carga de distribución que alimentan otros centros de carga de líneas o equipos.

Entre los centros de carga y los transformadores es bidireccional, ya que un transformador puede alimentar un centro de carga, pero también se puede dar en el sentido opuesto, que el transformador se alimente desde un centro de carga.

Por último, un equipo puede estar alimentado desde un centro de carga, pero también se tienen equipos que se suplen de energía desde un transformador, como es el caso del horno de láminas alimentado por T17.

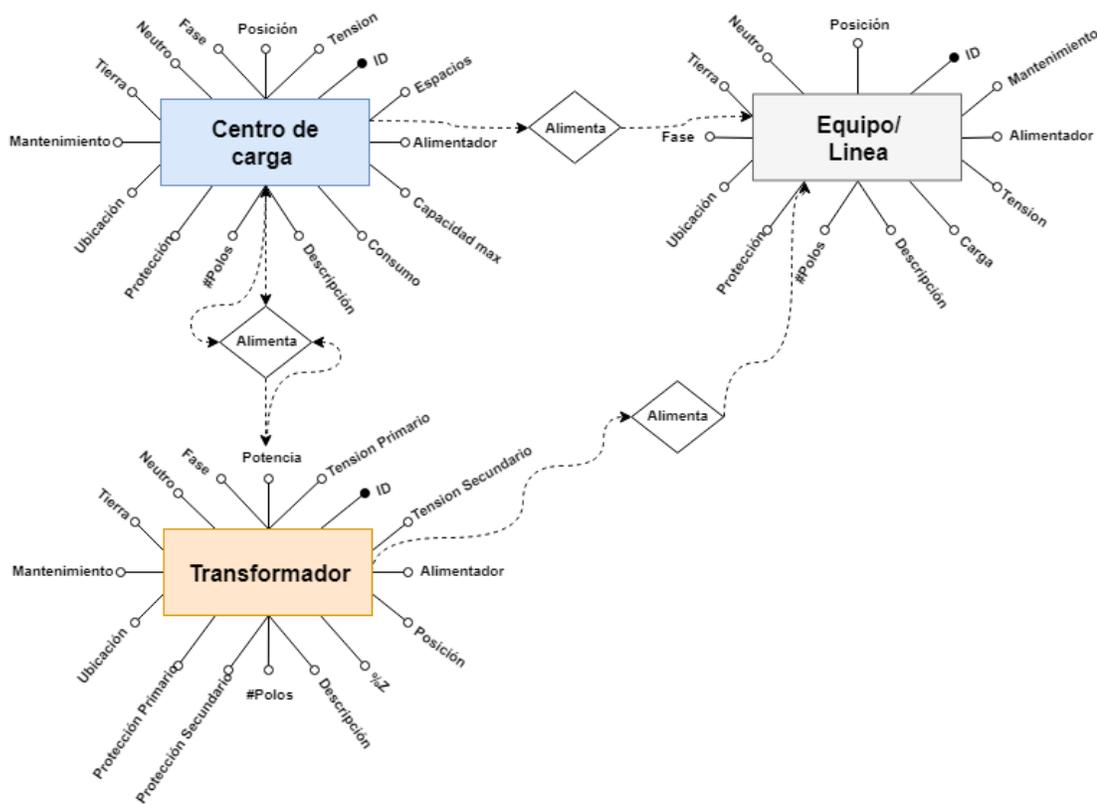


Figura 17. Diseño entidad-relación para la base de datos.

(Elaboración propia, DrawIO)

5.2.1 Tablas

A partir del esquema que se muestra en la figura 17 se diseña la base de datos. Para cada elemento se confecciona una tabla de registros, la cual va a tener como campos cada uno de los parámetros mostrados en el esquema.

Si se presta atención se observa que un parámetro está identificado con un enlace relleno mientras el resto son vacíos. Este parámetro corresponde a la llave principal y es importante señalarlo pues este debe ser único. Es el que identifica cada registro en la tabla y para todos los elementos corresponde al ID. Para ponerlo en perspectiva, cada centro de carga, cada transformador y cada equipo deben tener asignado un código, el cual debe estar etiquetado en el equipo físico para que sea de fácil acceso y para un manejo eficiente. Para los transformadores siempre el ID inicia con la letra 'T' por ejemplo, el T4, que corresponde al transformador monofásico. En la siguiente figura se muestra un ejemplo del etiquetado de los paneles.



Figura 18. Etiquetado de los centros de carga para la base de datos.

(Elaboración propia, Excel 2016)

A cada parámetro o campo de la tabla se le asigna una máscara. Esta tiene la función de darle formato a la información que se maneja. Por ejemplo, para la tensión de los equipos se manejan únicamente tres dígitos.

Para los datos de todas las tablas que se utilizan se muestran a continuación, el tipo de dato y su máscara correspondiente.

Tabla 14. Tipo de dato y máscara para los atributos en la base de datos.

Parámetro	Tipo de Dato	Máscara
Código (Centro de Carga)	Texto corto	>999AL0;; -
Código (Transformador)	Texto corto	>\T000;; -
Código (Equipo)	Texto corto	>&&&&&0;-
Alimentador (Centro de Carga/ Transformador)	Texto corto	>&&&&&0;-
Alimentador (Equipos)	Texto corto	>900AL0;; -
Número De Polos	Número	>00;; -
Posición	Número	>900;; -
Tensión	Número	990000;; -
Protección	Número	>9900" A";0;-
Fase	Texto corto	>0"#9&0"AWG";0;-
Neutro	Texto corto	>0"#9&0"AWG";0;-
Tierra	Texto corto	>0"#9&0"AWG";0;-
Consumo	Número	>9990" A";0;-
Capacidad Máxima	Número	>9990" KVA";0;-
Espacios	Número	>900;; -
Ubicación	Texto corto	>LL&0;-
Descripción	Texto largo	N.A.
Mantenimiento	Texto largo	N.A.
Potencia	Número	>999&9" KVA";0;-
%Z	Número	>9&00;; -
Carga	Número	>9900" KVA";0;-

(Elaboración propia, Word 2016)

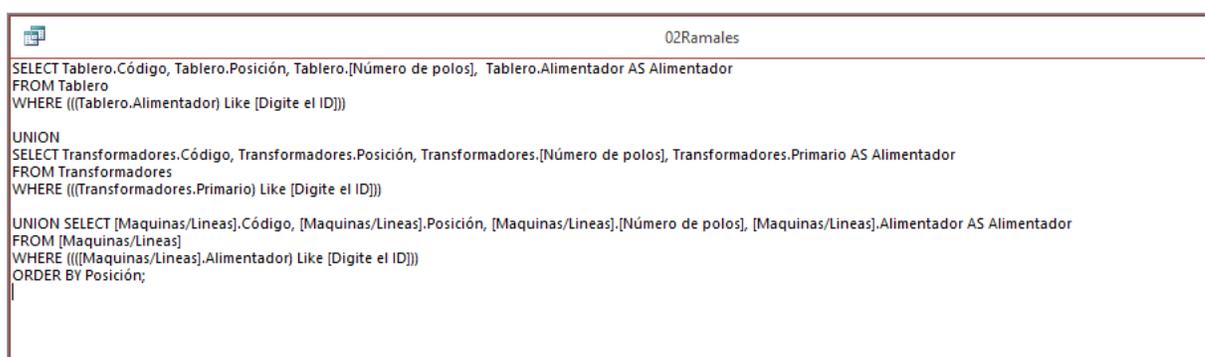
Con base en los criterios de diseño es necesario agregar tablas extra. Se adiciona la tabla de ubicación ya que son nombres que se repiten en las primeras tablas mencionadas por lo que, en lugar de colocar el nombre, se colocan códigos de la ubicación y se diseña una tabla extra.

Por ejemplo, PL1 corresponde a planta 1. Se agregan tablas intermedias cuando se presentan relaciones de tipo muchos-muchos.

5.2.2 Consultas

Una vez que se elaboran las tablas, el siguiente paso es definir qué consultas se requieren. Estas serán funcionalidades o capacidades de la base de datos. En primera instancia se requiere la organización de la información, ubicar de dónde se alimenta determinado elemento en caso de que se requiera desenergizar por trabajos de mantenimiento o reubicación de la maquinaria, etc. Para los centros de carga se desea saber qué circuitos *ramales* se conectan en cada una de sus posiciones. A partir de estas conexiones y conociendo la capacidad máxima es posible determinar la capacidad disponible, tanto físicamente tomando en cuenta los espacios del tablero, como la carga que se puede conectar. Por último, se busca que cuando se desarrolle un proyecto de ingreso de una nueva carga la base de datos indique cuáles son las mejores opciones de dónde suplir dicha carga.

Además, debe tener funciones básicas como agregar nuevos registros, modificar sobre lo que se almacena o eliminar elementos que se descartan en la planta.



```
02Ramales
SELECT Tablero.Código, Tablero.Posición, Tablero.[Número de polos], Tablero.Alimentador AS Alimentador
FROM Tablero
WHERE (((Tablero.Alimentador) Like [Digite el ID]))

UNION

SELECT Transformadores.Código, Transformadores.Posición, Transformadores.[Número de polos], Transformadores.Primario AS Alimentador
FROM Transformadores
WHERE (((Transformadores.Primario) Like [Digite el ID]))

UNION SELECT [Maquinas/Lineas].Código, [Maquinas/Lineas].Posición, [Maquinas/Lineas].[Número de polos], [Maquinas/Lineas].Alimentador AS Alimentador
FROM [Maquinas/Lineas]
WHERE ((([Maquinas/Lineas].Alimentador) Like [Digite el ID]))
ORDER BY Posición;
```

Figura 19. Programación en SQL para la consulta de los circuitos ramales en un centro de carga.

(Elaboración propia, Access 2016)

En la figura anterior se muestra un ejemplo de la programación de las consultas en lenguaje SQL. Las programaciones de las demás consultas se agregan en los anexos. Cabe mencionar que existen ciertos cálculos para los cuales se requieren varias consultas previas antes de mostrar un resultado.

5.2.3 Formularios

Para finalizar, se confeccionan los formularios y se ligan a través de macros, estos sirven de interfaz entre los usuarios y el sistema. Se busca una apariencia amigable y una interfaz intuitiva para obtener el máximo provecho de la herramienta y que al mismo tiempo sea sencilla.

The screenshot shows a Microsoft Access form window titled "Tablero". The form has a blue header bar with the title "Tablero". Below the header, there are several input fields and text areas arranged in a grid-like layout. The fields are as follows:

Código	121A	Alimentador	T44
Tensión	480	Número de polos	3
Protección	2000 A	Posición	0
Conductor	5#500AWG	Neutro	5#500AWG
		Tierra	1#1/0AWG
Consumo	1429 A	Espacios	50
Capacidad Maxima	1660 KVA	Ubicación	CEL
Mantenimiento	Plan de limpieza RR2,5,3RH. Semanal		
Descripción	Centro de carga de distribución. Alimenta las principales cargas de planta 1.		

Figura 20. Formulario para agregar un nuevo centro de carga.

(Elaboración propia, Access 2016)

Este corresponde a un primer paso en la evolución de las tecnologías de la información que se manejan en la planta de Envases Comeca S. A. En un futuro se propone agregar códigos de barras o QR's en cada elemento, de forma que con el dispositivo móvil y el servidor de la empresa sea posible tener a disposición toda la información relevante en la palma de la mano.

6. Estudio de falla por cortocircuito

Una de las principales razones de este proyecto recae en el estudio que se elabora en este apartado, correspondiente al estudio de cortocircuito, debido a que la capacidad de la instalación se aumentará, al igual que la disponibilidad de cortocircuito en el bus principal.

Es de suma importancia comprobar que los dispositivos de seguridad sean de una capacidad suficiente para la disponibilidad de cortocircuito que se instalará, de lo contrario se expone a un alto riesgo a los usuarios del sistema eléctrico, como se mencionó anteriormente en este documento.

Se analizan las corrientes de cortocircuito trifásica y la monofásica, que según la teoría la primera es la de mayor magnitud y la segunda sucede con mayor frecuencia. Ambas se determinan en condiciones de operación en conexión con la red eléctrica y con la planta generadora de emergencia.

Para obtener una mayor veracidad en los cálculos, se utilizan diferentes métodos. Se realiza el cálculo manualmente utilizando Excel y luego se comprueban los resultados a través de una programación en Matlab. En primer lugar, se realiza el cálculo empleando el método de kVA equivalentes y en segunda instancia se utiliza el método de impedancias.

Para iniciar se requiere tener definido el diagrama unifilar, la disponibilidad de cortocircuito de la red, las características de los equipos, los calibres y longitudes de los conductores, las tensiones en los buses e identificar los puntos críticos en el estudio.

De manera práctica para realizar el estudio se han hecho las siguientes suposiciones:

- Los niveles de tensión se mantienen constantes en todas las barras.
- Los motores de inducción podrán sumarse y ser modelados como un solo motor. Según se estable en ANSI/IEEE Std. C37.13.

6.1 Características de los equipos en estudio

A partir del plano eléctrico de la planta se dibuja el diagrama unifilar simplificado, en el cual únicamente se incluyen los elementos que influyen en la corriente de falla. En la siguiente figura se muestra el diagrama simplificado. Más adelante se explica qué significa cada uno de sus elementos y la forma de determinar su contribución.

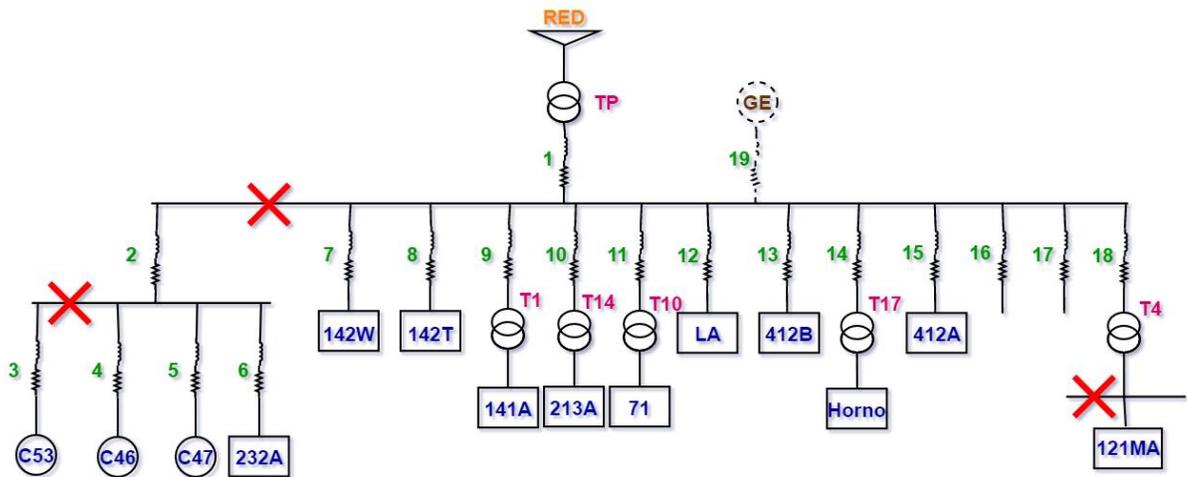


Figura 21. Diagrama unifilar simplificado para el estudio de cortocircuito.

(Elaboración propia, DrawIO)

Red. Identificada de color naranja en el esquema. Se consulta vía telefónica a la empresa de distribución, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. A., la disponibilidad de cortocircuito para el circuito ‘1001 Valencia’ en la subestación ‘Primer Amor’. Se indica que el valor para la corriente de cortocircuito trifásica es de 1600 kA a 34,5 kV.

Planta de emergencia. Se etiqueta con color café en la figura 21. Aunque se espera que la corriente de falla sea mucho menor con esta alimentación, es importante incluirlo dentro de los cálculos. En la hoja de datos que se puede consultar en los anexos de este documento se encuentra la capacidad y las reactancias sub transitorias negativa y cero del generador de este equipo.

Transformadores. Estos se identifican con el color morado en el esquema de la figura 21. Los transformadores atenúan la corriente de falla, por ejemplo, las características del transformador de acometida ‘TP’ tiene un gran impacto en el aporte de la red en el bus principal de la instalación eléctrica.

Para cada uno de estos se debe conocer la capacidad y la impedancia sub transitoria. Para los transformadores TP y T1 estos parámetros se obtienen consultando las placas, estas se adjuntan en los anexos. Para los demás, las placas no indican esta información o sencillamente no cuentan con placas, por lo que es necesario consultar literatura para estimarlos.

Se consultan diferentes fuentes y tablas de la literatura, agregadas a los anexos, al igual que se repasan datos técnicos de varios proveedores. Estas coinciden en un valor aproximado de 4 % para los transformadores en el proyecto que operan a tensiones estándar.

TYPICAL PERFORMANCE DATA - GENERAL PURPOSE-1966 DESIGNS,
1.2 KV CLASS, 60 HZ, 40°C AMBIENT

KVA & Phase	Core Loss (Watts) @ 25°C	Coil Loss (Watts)			Full Load Losses (Watts)	Impedance			Percent Efficiency				% Voltage Regulation		Avg Wind. Temp Rise °C	Max Case Surface Temp °C	Max KVA in 50°C Amb.	
		@ STD Base Temp.	@ 135°C	@ 170°C		% R	% X	% Z	Full Load	3/4 Load	1/2 Load	1/4 Load	Unity P.F.	P.F.				
PL-21B (All values given are at 135°C except coil loss which is also given at 25°C)																		
5-1Ø	44	103	147	191	2.94	1.68	3.4	96.3	96.75	96.8	95.9	3.4	2.95	102	52.9			
7-1/2-1Ø	56	127	181	237	2.42	1.84	3.04	96.95	97.25	97.35	96.5	3.1	2.45	100	55.2			
10-1Ø	68	142	204	272	2.04	1.92	2.75	97.35	97.6	97.65	96.8	2.8	2.05	112	62.5			
15-1Ø	95	167	239	334	1.60	2.02	2.58	97.8	98.0	98.0	97.2	2.5	1.65	104	58.3			
25-1Ø	160	246	352	512	1.41	2.29	2.7	98.0	98.1	98.0	97.1	2.5	1.48	109	63.7			
PL-23A (All values given are at 170°C except coil loss which is also given at 25°C)																		
37-1/2-1Ø	160	900	1405	1565	3.75	2.88	4.7	95.9	96.7	97.3	97.4	4.7	3.8	45	36			
50-1Ø	208	1040	1625	1833	3.25	3.0	4.4	96.4	97.0	97.6	97.5	4.4	3.3	48	50			
75-1Ø	218	1170	1825	2043	2.44	3.65	4.4	97.3	97.8	98.2	98.2	4.2	2.5	41	75			
100-1Ø	320	1425	2230	2550	2.24	3.44	4.1	97.5	97.9	98.2	98.1	3.9	2.3	41	100			
167-1Ø	520	1660	2590	3110	1.55	3.33	3.7	98.1	98.4	98.6	98.3	3.3	1.6	34	167			
PL-21A (All values given are at 135°C except coil loss which is also given at 25°C)																		
3-3Ø	45	79	113	158	3.76	1.0	3.9	95.0	95.1	95.3	93.5	3.6	3.75	114	62			
6-3Ø	83	114	163	246	2.72	1.72	3.2	96.1	96.3	96.0	94.2	3.2	2.74	112	62			
9-3Ø	120	120	172	292	2.31	1.16	2.6	96.9	96.9	96.5	94.6	2.6	2.32	112	64			
15-3Ø	140	220	315	455	2.10	1.82	2.8	97.1	97.3	97.2	96.0	2.7	2.14	110	65			
PL-23A (All values given are at 170°C except coil loss which is also given at 25°C)																		
30-3Ø	268	720	1125	1393	3.75	2.04	4.3	95.5	96.1	96.4	95.6	4.2	3.8	35	30			
45-3Ø	360	785	1225	1585	2.73	1.97	3.4	96.5	96.9	97.1	96.2	3.4	2.8	35.2	45			
75-3Ø	510	1160	1815	2325	2.42	2.1	3.2	97.0	97.3	97.4	96.7	3.2	2.5	41.5	75			
112.5-3Ø	415	1850	2890	3305	2.56	3.69	4.5	97.1	97.6	98.0	97.9	4.3	2.7	46	109			
150-3Ø	580	1860	2910	3490	1.94	4.07	4.5	97.7	98.0	98.2	98.0	4.0	2.1	38	150			
225-3Ø	770	2800	4370	5140	1.95	4.8	5.2	97.7	98.1	98.3	98.1	4.5	2.1	54.5	217			
300-3Ø	1200	3260	5090	6290	1.7	4.96	5.3	97.9	98.2	98.3	98.0	4.4	1.8	55	295			
500-3Ø	1900	4500	7030	8930	1.4	5.11	5.3	98.2	98.4	98.5	98.1	4.3	1.6	52	483			

Figura 22. Datos típicos para transformadores de propósito general.

(Laurent, 2018)

Sin embargo, para los transformadores que están fuera del estándar, como es el caso de los transformadores T10 y T14 que operan a una tensión de 380 V y con capacidades no estandarizadas, resulta especialmente difícil fundamentar una aproximación razonable.

Se consulta la página web del proveedor sin obtener información técnica importante, por lo que se toma la decisión de utilizar como referencia los datos de placa de un transformador especial que tiene propiedades semejantes, una tensión en el secundario de 380 V en conexión delta-estrella, aunque es de una capacidad distinta y no se puede asegurar que sea representativo de este tipo de equipo.

Tabla 15. Impedancia de los transformadores para el estudio de cortocircuito.

Transformador	Capacidad [kVA]	%IZ
TP	1 500,0	5,75
T1	112,5	4,50
T14	100,0	6,50
T10	40,0	6,50
T17	30,0	4,00
T4	150,0	4,00

(Elaboración propia, Excel 2016)

Motores. Estos se identifican de color azul en el esquema de la figura 21. Como se explicó en el capítulo 2, estos elementos funcionan como generadores en el momento de la falla aportando corriente. Las aproximaciones utilizadas se muestran a continuación:

- 1HP=1kVA
- $X_d = 0,17$, para motores mayores a 50HP

- $X_d = 0,20$. para motores menores a 50HP

En la planta se estima que la mayor parte de las cargas corresponde a motores de inducción relativamente pequeños, menores a 25 HP. Para obtener una mayor precisión en el cálculo se toma que del estudio de cargas, registradas en la tabla 1, un alto porcentaje de las cargas en los tableros recae en un agrupamiento de dichos motores.

Según la literatura, la contribución de motores de inducción en cargas industriales representa un 75 %, no obstante, para el proyecto en desarrollo se estima que corresponde a un mayor porcentaje, por lo que se toma un valor de 85 %.

Tabla 16. Reactancia sub transitoria de motores para el estudio de cortocircuito.

Elemento	Carga [kVA]	X_d
C-46	125	0,17
C-47	125	0,17
C-53	150	0,17
232A	218	0,20
142W	63	0,20
142T	18	0,20
141A	60	0,20
213A	50	0,20
71	25	0,20
LA	141	0,20
412B	64	0,20
412A	90	0,20
121MA	100	0,20

(Elaboración propia, Excel 2016)

Conductores. Identificados con color verde en el esquema, estos elementos se toman en cuenta con el fin de obtener un cálculo más preciso. Al igual que los transformadores, estos elementos disminuyen la magnitud de la corriente de falla, aunque en menor medida.

Es necesario conocer la longitud del conductor, la cantidad de conductores en paralelo y calibre a partir del cual se obtiene la resistencia e impedancia de la tabla 9 del NEC.

Tabla 17. Propiedades de los conductores para el estudio de cortocircuito.

ETIQUETA	CANTIDAD DE CONDUCTORES	DISTANCIA [M]	R+JX [Ω/Km]
1	5	19,1	0,095+0,157j
2	3	93,4	0,148+0,167j
3	1	27,0	0,207+0,167j
4	1	31,6	0,259+0,171j
5	1	29,3	0,259+0,171j
6	2	70,4	0,330+0,177j
7	1	102,9	0,660+0,187j
8	1	1,0	0,660+0,187j
9	1	59,2	0,330+0,177j
10	1	40,5	0,660+0,187j
11	1	58,5	1,610+0,210j
12	1	56,6	0,390+0,180j
13	1	107,5	0,660+0,187j
14	1	107,5	0,390+0,180j
15	1	120,2	2,560+0,213j
16	1	54,6	1,610+0,210j

17	1	50,0	0,390+0,180j
18	1	4,3	0,095+0,157j
19	3	80,0	0,128+0,164j

(Elaboración propia, Excel 2016)

6.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se seguirán de forma paralela los dos métodos mostrados en el capítulo 2 de forma manual utilizando únicamente una hoja de cálculo. Luego se realizará el cálculo con ayuda de una programación ejecutada en el *software* Matlab. Por último, se realizará una comparación entre ambos métodos verificando los resultados con el *software*.

Cabe recordar que se realiza el cálculo para buses distintos, ambos en conexión con la red y con el sistema de respaldo.

Antes de iniciar se establecerán las variables base para ambos métodos. Se toma como potencia base la capacidad del transformador de acometida correspondiente a 1 500 kVA. El voltaje base corresponde a 480 V. La corriente e impedancia base se determinan a partir de las ecuaciones 5 y 6.

$$I_B = \frac{1500000}{\sqrt{3} \times 480} = 1804,2$$

$$Z_B = \frac{480^2}{1500000} = 0,1536$$

Red. De acuerdo con los datos mostrados en sección previa, se tiene una potencia aproximada de 95 609 204,6 kVA. Para determinar la impedancia equivalente se divide la potencia base entre la potencia de la red.

Tabla 18. Impedancia y potencia equivalente para la red.

Elemento	Potencia [kVA]	Impedancia Equivalente [Ω]	kVA Equivalentes [kVA]
RED	95609204,6	0,00001569j	95609204,6

(Elaboración propia, Excel 2016)

Planta de emergencia. De acuerdo con los datos mostrados en la hoja de datos de la planta de emergencia y mediante las ecuaciones 2 y 8 se determinan la impedancia y potencia equivalentes. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los mismos.

Tabla 19. Impedancia y potencia equivalente para la planta de emergencia.

Elemento	Potencia [kVA]	X_D "	Impedancia Equivalente [Ω]	kVA Equivalentes [kVA]
GE	500	0,144	0,432j	3472,2

(Elaboración propia, Excel 2016)

Motores. De acuerdo con la información descrita en la sección anterior en la tabla 16 y mediante las ecuaciones 1 y 7 se determinan la impedancia y potencia equivalentes.

Tabla 20. Impedancia y potencia equivalente para motores.

Elemento	Potencia [kVA]	X_D"	Impedancia Equivalente [Ω]	kVA Equivalentes [kVA]
C-46	125	0,17	2,040j	735,3
C-47	125	0,17	2,040j	735,3
C-53	150	0,17	1,700j	882,4
232A	218	0,20	1,373j	1092,2
142W	63	0,20	4,784j	313,6
142T	18	0,20	16,895j	88,8
141A	60	0,20	5,000j	300,0
213A	50	0,20	6,000j	250,0
71	25	0,20	12,000j	125,0
LA	141	0,20	2,128j	705,0
412B	64	0,20	4,655j	322,2
412A	90	0,20	3,326j	451,0
111MA	100	0,20	3,000j	500,0

(Elaboración propia, Excel 2016)

Transformadores. Según la información que se mostró previamente en la tabla 15 y mediante las ecuaciones 3 y 9 se determinan la impedancia y potencia equivalente.

Tabla 21. Impedancia y potencia equivalente para transformadores.

Elemento	Potencia [kVA]	%Z	Impedancia	kVA
			Equivalente [Ω]	Equivalentes [kVA]
TP	1500,0	0,0575	0,0575j	26087,0
T1	112,5	0,0450	0,6000j	2500,0
T10	40,0	0,0650	2,4375j	615,4
T14	100,0	0,0650	0,9750j	1538,5
T17	30,0	0,0400	2,0000j	750,0
T4	150,0	0,0400	0,4000j	3750,0

(Elaboración propia, Excel 2016)

Conductores. Con la tabla 17 como insumo inicial y aplicando las ecuaciones 4 y 10 se determinan la impedancia y potencia equivalente. Se debe tomar en cuenta la cantidad de conductores en paralelo para los conductores 1, 2, 6 y 19.

Tabla 22. Impedancia y potencia equivalente para conductores.

Elemento	DISTANCIA [M]	R+JX [Ω/Km]	Impedancia	kVA
			Equivalente [Ω]	Equivalentes [kVA]
1	19,1	0,095+0,157j	0,0024+0,0039j	634885,6
2	93,4	0,148+0,167j	0,0299+0,0338j	50002,9
3	27,0	0,207+0,167j	0,0364+0,0294j	41223,8
4	31,6	0,259+0,171j	0,0533+0,0352j	28151,1
5	29,3	0,259+0,171j	0,0494+0,0326j	30360,9
6	70,4	0,330+0,177j	0,0756+0,0406j	19834,7
7	102,9	0,660+0,187j	0,4421+0,1253j	3392,5
8	1,0	0,660+0,187j	0,0043+0,0012j	349090,9
9	59,2	0,330+0,177j	0,1272+0,0682j	11793,6
10	40,5	0,660+0,187j	0,1740+0,0493j	8619,5
11	58,5	1,610+0,210j	0,6131+0,0799j	2446,2
12	56,6	0,390+0,180j	0,1437+0,0663j	10437,6
13	107,5	0,660+0,187j	0,4619+0,1309j	3247,4
14	107,5	0,390+0,180j	0,2729+0,1260j	5495,5
15	120,2	2,560+0,213j	2,0025+0,1666j	749,1
16	54,6	1,610+0,210j	0,5723+0,0746j	2621,0
17	50,0	0,390+0,180j	0,1270+0,0586j	11815,4
18	4,3	0,095+0,157j	0,0027+0,0044j	564014,7
19	80,0	0,128+0,164j	0,0222+0,0285	67500,0

(Elaboración propia, Excel 2016)

Finalmente, para el método de kVA's equivalentes se combinan los kVA's de los elementos descritos. En un nodo la suma de ambos flujos siempre es la misma. Los elementos que atenúan el cortocircuito se encuentran en serie y deben sumarse como el recíproco de la suma de los recíprocos.

Para el método de impedancias se determina la impedancia equivalente de Thevenin en el punto de análisis. Las impedancias en serie se suman entre sí, mientras las impedancias en paralelo deben sumarse como el recíproco de la suma de los recíprocos.

Tabla 23. Resultados de impedancia y potencia equivalentes en conexión con la red y la planta de emergencia.

MÉTODO	BUS 1: SWITCHBOARD	BUS 2: 222Z	BUS 3: 121MA
kVA RED [kVA]	31459,1	21419,3	3825,8
Impedancia RED [Ω]	0,0025+0,0484j	0,0230+0,0744j	0,0040+0,3939j
kVA GE [kVA]	9050,7	8631,2	3100,2
Impedancia GE [kVA]	0,0135+0,1640j	0,0205+0,1738j	0,0124+0,4837j

(Elaboración propia, Excel 2016)

Por último, para determinar la corriente de cortocircuito simétrica por el método de kVA equivalentes se divide la potencia obtenida entre el voltaje base. Por otro lado, para el método de impedancias al resultado de la división entre una unidad de voltaje entre la impedancia equivalente se le multiplica por la corriente base para obtener la corriente de falla. Al multiplicar esta corriente por un factor se obtiene la corriente de cortocircuito asimétrica.

Tabla 24. Corrientes simétricas de cortocircuito trifásico.

MÉTODO	BUS 1: SWITCHBOARD	BUS 2: 222Z	BUS 3: 121MA
kVA RED [kA]	37,84	25,76	9,20
Impedancia RED [kA]	37,24	23,17	9,16
kVA GE [kA]	10,89	10,38	7,46
Impedancia GE [kA]	10,97	10,31	7,46

(Elaboración propia, Excel 2016)

Tabla 25. Corrientes asimétricas de cortocircuito trifásico con un factor de 1,25.

MÉTODO	BUS 1: SWITCHBOARD	BUS 2: 222Z	BUS 3: 121MA
kVA RED [kA]	47,30	32,20	11,50
Impedancia RED [kA]	46,55	28,97	11,45
kVA GE [kA]	13,61	12,98	9,32
Impedancia GE [kA]	13,71	12,88	9,32

(Elaboración propia, Excel 2016)

6.3 Programación para el estudio de cortocircuito

Para verificar los resultados manuales obtenidos se desarrolla una programación en el *software* Matlab. Esta consiste fundamentalmente en el desarrollo del mismo procedimiento realizado hasta el momento. Inicialmente se determinan las variables bases y se introducen las características de los equipos.

A continuación, aplicando las mismas ecuaciones se determinan las impedancias y potencias equivalentes. Luego, se determinan las corrientes de falla trifásica por cortocircuito.

Cabe mencionar que los resultados obtenidos corresponden a la corriente simétrica. Si se desea la asimétrica solo se debe multiplicar este valor por un factor de 1,25.

Además, en este cálculo por *software* se determinan las corrientes de falla monofásicas, que únicamente se calculan en esta sección. Para más información consultar la programación presentada en los anexos y el documento “Medición de impedancia de secuencia cero en transformadores de potencia”.

Por último, se elabora un formato para presentar los resultados.

Estudio de cortocircuito para Envases Comeca S. A.

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Practica Ing. Mantenimiento Industrial

I Semestre 2018

Kevin Elizondo Picado

Corriente simétrica de falla trifásica/monofásica en conexión con la red.

Switchboard

Método de impedancias: 37.24 kA.

Método de KVAs equivalentes: 37.84 kA.

Falla monofásica: 14.90 kA.

Centro de carga de los compresores (222Z)

Método de impedancias: 23.17 kA.

Método de KVAs equivalentes: 25.76 kA.

Falla monofásica: 12.81 kA.

Centro de carga monofásico (121MA)

Método de impedancias: 9.16 kA.

Método de KVAs equivalentes: 9.20 kA.

Falla monofásica: 8.00 kA.

Corriente simétrica de falla trifásica/monofásica en conexión con la planta.

Switchboard

Método de impedancias: 11.36 kA.

Método de KVAs equivalentes: 11.33 kA.

Falla monofásica: 9.26 kA.

Centro de carga de los compresores (222z)

Método de impedancias: 10.56 kA.

Método de KVAs equivalentes: 10.73 kA.

Falla monofásica: 8.89 kA.

Centro de carga monofásico (121MA)

Método de impedancias: 7.53 kA.

Método de KVAs equivalentes: 7.54 kA.

Falla monofásica: 7.10 kA.

6.4 Análisis de los resultados obtenidos.

Al realizar una comparación entre las mecánicas para determinar la corriente de cortocircuito tanto entre ambos métodos como entre el cálculo realizado de manera manual y el cálculo mediante *software*, se determina que los resultados son consistentes.

Como se muestra en la siguiente tabla en ninguno el porcentaje de error se escapa de un valor aceptable de 10 %, por el contrario, la mayoría ronda un porcentaje de error de 3 %.

Tabla 26. Porcentajes de error de los resultados obtenidos.

%ERROR	RED			GE		
	Bus 1: Switchboard	Bus 2: 222Z	Bus 3: 121MA	Bus 1: Switchboard	Bus 2: 222Z	Bus 3: 121MA
KVA-IMPEDANCIAS	2	10	0	1	1	0
MANUAL-SOFTWARE	0	0	0	4	3	1

(Elaboración propia, Excel 2016)

Es importante mencionar que, para fines prácticos, la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección se encuentran en el mercado en valores estándar. Por lo que en realidad se toma un valor superior al estimado que da un margen al momento de seleccionar.

Para la selección de los dispositivos se debe tomar la corriente trifásica asimétrica en conexión con la red eléctrica mostrada en la tabla 25. El dispositivo de seguridad debe tener esta capacidad que corresponde al mayor valor.

A pesar de ser de menor magnitud se determinan las corrientes de falla en conexión con la planta de emergencia y la corriente de falla monofásica para garantizar la seguridad de los usuarios de la instalación eléctrica.

7. Sistema de puesta a tierra

En el tema del sistema de puesta a tierra a un nivel macro se percibe desconocimiento por parte de técnicos e ingenieros, sin distinción de centros de enseñanza ni experiencia. Es fundamental comprender los significados de cada parte y qué normativas aplican.

En primer lugar, se debe dejar claro que para Costa Rica las reglamentaciones que rigen son aquellas establecidas en el NEC 2008 para edificaciones fijas. Existen otras normativas que aplican para subestaciones, otras que aplican para instalaciones eléctricas europeas bajo la norma IEC y existen modificaciones en diferentes países, dependiendo de las condiciones del terreno.

No obstante, para este proyecto y para las instalaciones eléctricas en Costa Rica en general, se debe apegar a lo establecido en el NEC.

Se debe tener siempre presente que el objetivo de un sistema de este tipo es contrarrestar los efectos de las descargas atmosféricas o electrostáticas. Aunque existen malas percepciones o mitos de que sirve también como complemento del neutro o para los cortocircuitos por falla a tierra, siempre y cuando se realice una conexión correcta y desde la concepción de las edificaciones fijas.

Con base en lo establecido anteriormente en el capítulo 2, se pueden realizar subdivisiones para inspeccionar con mayor detalle cada elemento, entre ellas: la línea de vida en los equipos y centros de carga, el aterrizaje en el equipo de acometida, el aterrizaje en los sistemas derivados separados y la conexión a tierra del sistema de respaldo, el cual puede que sea aterrizado o no.

Se señala que también en el NEC se establecen las regulaciones para otras condiciones, por ejemplo, para edificios separados o instalaciones no fijas. Así también, es importante detallar que desde la perspectiva de subestaciones se manejan conceptos distintos.

7.1 Conexión a tierra de equipos

Para la conexión a tierra de equipos se debe aplicar el artículo del NEC 250.122. De acuerdo con la tabla 250.122 el conductor se determina únicamente a partir del dispositivo de protección, pero nunca mayor a los conductores no puestos a tierra.

Cada centro de carga debe tener una barra de neutro y una barra de tierra a la cual se realizará la conexión de los equipos. El neutro de estos elementos se mantendrá siempre aislado. También se debe conectar un puente de unión, entre la barra a tierra y la armadura del centro de carga o entre el conector de tierra de motores u otra maquinaria y sus carcazas, del mismo calibre indicado por la tabla 250.122. En la tabla 27 se muestra el conductor seleccionado para los equipos en estudio.

Aunque la determinación de este calibre y las conexiones a realizar en teoría no representan mayor reto, en la práctica es difícil encontrar una implementación de forma correcta. No por su dificultad sino por el desconocimiento y la falta de interés. También el instalar un conductor más, 5 conductores en lugar de 4, implica una incomodidad en la parte logística por la que muchos prefieren ignorar este conductor.

En la planta se observa, como se indica en la tabla 27, que existen muchos equipos que no cuentan con el sistema de conexión a tierra. Aunado a esto, en muchas ocasiones se encuentra que los centros de carga no cuentan con barras de tierra.

Como se mencionó al inicio del capítulo 3, existen sitios dentro de la planta en donde, debido a que no se encontraba una alimentación de 120 V cercana para alimentar cargas en esta tensión, se realiza una conexión entre una fase y tierra. Estas conexiones se deben eliminar sin aceptar excusa alguna, pues implican riesgos concretos para los usuarios de la instalación eléctrica.

Tabla 27. Conductores de equipo para el sistema de puesta a tierra.

ELEMENTO	PROTECCIONES	PROTECCIONES	TIERRA ACTUAL	TIERRA PROPUESTA
	ACTUALES	PROPUESTAS	THHN AWG	THHN AWG
	[A]	[A]		
412A	250	30	2	8
412D	250	150	3/0	6
IT22C	1200	1000	250	3/0
C53	250	450	-	2
C46	250	400	4	2
C47	250	400	4	2
232A	400	350	4	2
LA	250	200	-	6
212W	250	90	2	8
412B	250	100	2/0	8
142T	250	30	-	10
IMPR 4L	150	60	-	10
142W	400	90	3/0	8
LAMP 4L	150	150	-	6
NO IDENT	150	20	-	12
COMPR	400	20	-	12
111MA	125	30	6	10
NO IDENT	20	30	-	10
NO IDENT	20	20	-	12
121MR	100	40	8	10

NO IDENT	70	20	-	12
IT UPS	40	20	2	12
111MC	40	20	8	12
121MB	70	20	6	12
NO IDENT	20	20	-	12
NO IDENT	20	20	-	12
111 MF	70	30	4	10
141MA	250	100	2	8
211MA	250	80	6	8

(Elaboración propia, Excel 2016)

7.2 Conexión a tierra de los equipos de acometida

Para los equipos de acometida se debe seguir la conexión que se muestra en la figura 6, en el capítulo 2. Aun en la *switchboard* se mantiene el neutro aislado. Según la tabla 250.122 se determina el calibre del conductor de tierra y del puente de unión de acuerdo con la capacidad del dispositivo de seguridad.

Dentro de la bóveda, en el transformador se realiza el aterrizaje del sistema. Debe existir un punto de unión principal, un puente de unión y un conductor del electrodo. El calibre de los puentes es el mismo que se determinó anteriormente. Para el conductor del electrodo se debe utilizar la tabla 250.66 a partir de los conductores de alimentación de la empresa.

El transformador es el único punto donde se une el neutro con la tierra. Una forma práctica sencilla para determinar si el sistema a tierra es el adecuado es desconectar el conductor de tierra y medir continuidad entre este y el neutro. Si existe continuidad el sistema de puesta a tierra está mal implementado.

Según el NEC existen muchas formas de realizar las conexiones a tierra, pero la forma más común es mediante un electrodo. Este debe medir una resistencia menor a 25Ω . Si es mayor, el NEC indica que se instale únicamente un electrodo más, sin volver a medir. No obstante, son los proveedores de servicio quienes solicitan que se instalen electrodos hasta que la medición no sea mayor a dicho valor.

El aterrizaje del sistema se encuentra dentro de la bóveda, a la cual por diferentes razones no se cuenta con acceso, por lo que no fue posible realizar mediciones para comprobar el estado de la puesta a tierra. Además, tanto la instalación de los nuevos equipos de acometida como la verificación que de que el electrodo arroje una medición aceptable se tercerizó, por lo que se hace responsable a la empresa subcontratada de las conexiones e instalaciones correctas.

Tabla 28. Conductores de puesta a tierra para los equipos de acometida.

PROTECCIONES PROPUESTAS [A]	CONDUCTOR PROPUESTO KCMIL THHN AWG	TIERRA PROPUESTO KCMIL THHN AWG	CONDUCTOR ELECTRODO THHN AWG
2000	5x 500	250	3/0

(Elaboración propia, Excel 2016)

7.3 Conexión a tierra de sistemas derivados separados

Corresponde a sistemas derivados separados todos aquellos transformadores que no son de acometida pues los neutros no se encuentran unidos. Para el proyecto en estudio correspondería a los transformadores T1, T14, T10, T17 y T4.

Para la conexión de estos equipos se debe seguir el esquema que se muestra en la figura 7. Para determinar el calibre de los conductores de tierra y el puente de unión se utiliza la tabla 250.122.

Para los sistemas derivados separados se permite el aterrizaje con la estructura metálica de la edificación siempre que se utilicen los conectores adecuados. El calibre de este conductor se determina según la tabla 250.66.

Tabla 29. Conductores de puesta a tierra para sistemas derivados separados.

ELEMENTO	PROTECCIÓN	CONDUCTOR	CONDUCTOR	CONDUCTOR	CONDUCTOR
	PRIMARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	TIERRA	ELECTRODO
	[A]	THHN AWG	THHN AWG	THHN AWG	THHN AWG
T1	175	2/0	400	6	4
T10	60	6	4	10	8
T14	150	1/0	3/0	6	6
T17	50	8	2	10	8
T4	400	500	2x500	2	1/0

(Elaboración propia, Excel 2016)

7.4 Conexión a tierra de la planta de emergencia

Como se explicó en el capítulo 2, la conexión a tierra de este equipo depende principalmente de si el sistema de transferencia automático transfiere el neutro o no. Si no lo hace, del lado de la acometida ya existe un electrodo que cumple la función, sin embargo, si efectivamente se transfiere el neutro se debe tratar como un sistema derivado separado y realizar la instalación como se describió en la sección anterior.

Por motivo de que la planta generadora de emergencia y el sistema de transferencia automático se instalaran nuevos existe la posibilidad de seleccionar la forma en que se conectará. Se toma la decisión de que **no** se transfiera el neutro.

La conexión se debe realizar siguiendo la figura 8, en el sistema de transferencia se unen los conductores de neutro del equipo de acometida y de la planta de emergencia. En el generador se selecciona un conductor a tierra y un puente de unión según la tabla 250.122 con base en la protección. Este tipo de conexión no requiere que se instale un electrodo extra.

Tabla 30. Conductores de puesta a tierra para la planta de emergencia.

ELEMENTO	PROTECCIÓN CONDUCTOR	
	PRIMARIO [A]	TIERRA THHN AWG
GE	1000	2/0

(Elaboración propia, Excel 2016)

Hay muchos equipos y conexiones que no existen o no se realizaron de la forma adecuada, por lo que es más recomendable implementar el sistema de cero, es decir, que deben realizar todas las conexiones nuevamente de acuerdo con el estudio realizado.

8. Estimación de inversión

El proyecto del rediseño eléctrico de la empresa es más grande que lo que se ha estudiado hasta el momento, pues se abarca principalmente los equipos de acometida y de distribución principales.

El proyecto como tal implica un gran esfuerzo e inversión, más allá del contexto eléctrico. Se han involucrado también áreas arquitectónicas en la construcción de las estructuras que deben soportar el transformador y en un cuarto eléctrico nuevo con mayor espacio, aire acondicionado y totalmente modernizado.

Sin embargo, se debe continuar en las etapas posteriores en la revisión y mejora de las diferentes plantas, diagnosticar la instalación de sus equipos y maquinaria en específico y corregir las situaciones inseguras que se presenten.

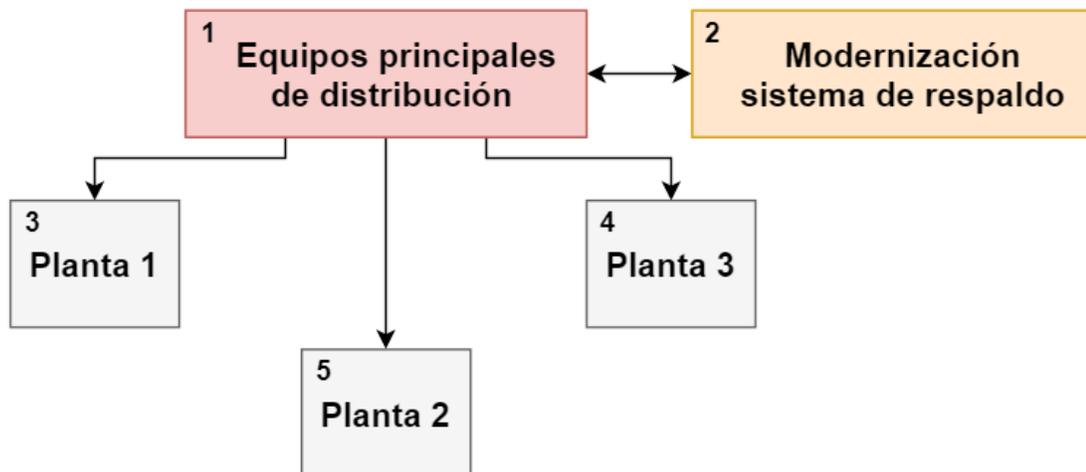


Figura 23. Etapas en el rediseño eléctrico.

(Elaboración propia, DrawIO)

Envases Comeca S. A. trabaja bajo la siguiente política, los encargados de proyecto dan las indicaciones técnicas de los materiales y servicios que se requieren para desarrollar un proyecto, sin embargo, ellos no manejan directamente las compras. Para esto, existe el departamento de compras, los cuales, según las especificaciones, se encargan de realizar al menos tres cotizaciones de diferentes proveedores para determinar la mejor opción. Las cotizaciones y estimaciones que se muestran a continuación ya se sometieron a dicho procedimiento.

Para este proyecto de rediseño de la instalación eléctrica se inició desde antes con los temas estructurales y de obra gris. Fue necesaria la construcción de losas de concreto, trincheras, reforzar las bases y la construcción de la bóveda. En la siguiente figura se muestra la cotización elaborada por la empresa Actividades Electroindustriales S. A.

Tabla de Descripción de servicio:

1	Construcción de una bóveda para albergar transformadores (3*333 KVA). Dimensiones internas de 3*5*2.5 m. Salidas de tubería tanto primarias como secundarias. Incrustación de malla de tierras. De acuerdo al Manual de Redes Subterráneas a 34.5 KV del CFIA-CNFL	9 250.00
2	Construcción de dado para soporte estructural de postes y reorientación de tubería desde pie de poste, hasta canal de trinchera.	2 250.00
3	Construcción de planchee con trinchera para la colocación de transformador de pedestal. Se incluye el mejoramiento estructural del piso para que el peso del transformador no produzca ninguna afectación al piso.	6 500.00
4	Construcción de soporte estructural para la losa de concreto sobre la cual se sentará el transformador de 1.5 MVA. Estará compuesta por un envigad de 3*6" en los largueros y tendrá una altura de 0.6m de acuerdo al existente.	8 200.00
Costo total		\$26 200.00

Veintiseis mil doscientos dólares con 00/100

Figura 24. Cotización para la construcción de trinchera, bóveda y refuerzo estructural.

(Departamento de Mantenimiento)

También se contrataron servicios profesionales para el trámite de permisos y estudios de ingeniería. En la siguiente cotización se incluyen los estudios para reubicar el banco de transformadores con el que cuenta actualmente, sin embargo, esto es parte de un proyecto aparte al que se presenta en este documento.

Tabla de Descripción de servicio:

1	<p>Solicitud, trámites y ejecución de dos estudios de ingeniería ante la CNFL, para la colocación de un transformador de pedestal de 1 500 KVA en la parte Central – Oeste y la reubicación del banco de transformadores de 3*333 KVA en la esquina noreste de la planta. Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Memoria de cálculo de ambos sistemas en la parte de media tensión para justificar operación. - Memoria de cálculo en la parte de baja tensión para justificar carga. - Diseño Civil para acondicionar ambos sitios de conexión - Diseño Eléctrico para la construcción del sistema primario - Determinación de protecciones. - Corridas de cálculo para determinar curvas de disparo en las protecciones. - Visado de Planos en el CFIA - Aprobación de Estudios por parte de la CNFL - Emisión de boletas para instalación de medición por parte de la CNFL. 	2 250.00
Costo total		\$2 250.00

Dos mil doscientos cincuenta dólares con 00/100

Figura 25. Cotización para la ejecución de dos estudios de ingeniería ante la CNFL.

(Departamento de Mantenimiento)

Seguidamente, se muestra una cotización para adquirir la *switchboard* que incluye la transferencia automática. Este monto incluye el montaje del equipo en el cuarto eléctrico mas no la reconexión de las cargas. Se incluyen también los dispositivos de protección, el transformador monofásico nuevo, supresor de transientes y equipos de medición con capacidad para conexión en red.

Fecha: 07-12-17		CUADRO DE PRECIOS PROYECTO: SUBESTACION COMECA		Nuestra Referencia: 12-18-1044	
Item	Cantidad	Descripción	Proveedor	Precio Total USD	
SUBESTACION					
1.1	1	SB3 SWITCHBOARD 2000 A TRANSFERENCIA AUTOMATICA	SIEMENS	\$77.133,20	
1.2	1	INTERRUPTOR EN CAJA ACOMETIDA BANCO TRAFOS 75 KVA / 13,8KV CAPACIDAD: 300 A (JXD63B300). CAJA NEMA 1	SIEMENS		
1.3	1	SUPRESOR TRANSIENTES 250 KA TIPO 1; CERTIFICADO UL1449	SIEMENS		
1.4	2	MEDIDORES DE VARIABLES SENTRON PAC3200 PARA MONITOREAR INTERRUPTOR PRINCIPAL Y EMERGENCIA SE INCLUYEN LOS 6 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 2000/5 A, NUCLEO PARTIDO	SIEMENS		
				SUBTOTAL SIN IV	\$77.133,20
				IV	\$10.027,32
				TOTAL IVI (USD)	\$87.160,52

Nuestro Precio Total, DDP, INSTALACIONES COMECA, según Incoterms 2010, es de Ochenta y siete mil ciento sesenta Dólares Estadounidenses con 52/100.

Figura 26. Cotización de switchboard con trasferencia automática, supresores de transientes y dispositivos de medición.

(Departamento de Mantenimiento)

Con las cotizaciones anteriores se concluiría la primera etapa del rediseño eléctrico por una suma total de **115 610 USD**. A pesar de que se trata de una suma considerable, las implicaciones de no realizar los cambios serían desastrosos, pues la energía eléctrica es un insumo crítico que afecta la planta en su totalidad.

Simplemente, si no se realiza el cambio de estos equipos, no es posible operar.

Por último, para la segunda parte del proyecto correspondiente a la renovación del sistema de respaldo se realiza una cotización para adquirir una planta generadora nueva. No obstante, se debe acotar que la inversión será menor ya que se costeará con la venta de las plantas de emergencia con las que se cuenta actualmente.

Estimado (a) (s) Señor (a) (es):

Tenemos el agrado de presentar para su evaluación nuestra cotización por el siguiente concepto:

Código	Descripción	Cant.	Precio/Unit.	Total
15843	PLANTA ELECTRICA 500 KW, CON GABINETE Planta eléctrica KOHLER-SDMO, completamente nueva, equipada de acuerdo a las hojas de especificación adjuntas y las siguientes características: Marca: KOHLER SDMO Modelo: D500U-IV Potencia en emergencia (Standby): 500 kW Potencia en régimen principal (Prime): 452kW Tensión sistema eléctrico: 208/240/480V Capacidad del disyuntor de salida: 2000 Amp Marca del motor: Doosan Tipo de motor: Diesel Tipo de enfriamiento: Por refrigerante Panel de control: TELYS Tipo de gabinete: Intemperie-insonoro Tipo de silenciador: Residencial Tipo de tanque: Sub-base, pared sencilla Volúmen del tanque de combustible: 500 litros Autonomía del tanque de combustible: 5.35horas @75% de la carga Calentador de agua de las camisas: Incluye	1.00	59,000.00	59,000.00
13768	TRANSFERENCIA AUTOMATICA, 800AMP 480V 3F Transferencia Automática Trifásica De 800 amperios a 480V Gabinete para interiores	1.00	6,300.00	6,300.00
(*) Artículo exonerado del impuesto de ventas				
			SUBTOTAL.....	65,300.00
			(+) Impuestos de Ventas.....	8,489.00
			PRECIO TOTAL (DOLARES)	73,789.00

Figura 27. Cotización de una planta generadora de emergencia.

(Departamento de Mantenimiento)

9. Conclusiones y recomendaciones

9.1 Conclusiones

Se actualizan los estudios de cargas y planos eléctricos para los tableros de distribución principal de la planta de Envases Comeca S. A. La información que se recibe se encuentra desactualizada debido al constante cambio y ampliaciones de las que no se lleva registro. Al verificar si las mediciones responden a un dato veraz mediante la comparación con la facturación eléctrica se obtiene una carga continua promedio de aproximadamente 960 A.

A partir del estudio de cargas se diagnostica que la instalación eléctrica cumpla con lo establecido en el NEC 2008 y se concluye que se debe aumentar la capacidad de los equipos de acometida a 1,5 MW. Sin embargo, para el resto de equipos en la red se determina que se encuentran por encima del mínimo requerido, lo que da cabida a mencionar una instalación eléctrica ecológica, que pierde menos energía por calor y que da un amplio margen para ampliaciones futuras.

Se establecen las capacidades de ampliación para los centros de carga, indicando el porcentaje que se utiliza actualmente y se cuantifica la carga adicional que permite conectar sin que esto implique un riesgo a la seguridad.

Se determinan los conductores, protecciones y equipos que se permiten instalar en la acometida de forma que se adecue la instalación eléctrica al cambio en la capacidad y tensión que efectuará la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Se determina que la planta de emergencia se encuentra en condiciones para continuar operando, pues es capaz de alimentar las cargas críticas en caso de falta de suministro eléctrico. No obstante, se desea modernizar este sistema, por lo que se establece una capacidad mínima de 500 kW para las cargas críticas. Además, se seleccionan los conductores y protecciones para una instalación correcta de este nuevo equipo.

Se diseña una base de datos para optimizar el manejo de la información: se organiza, ordenando, clasifica y hace más accesible la información generada de una forma sencilla y amigable. Esta se toma como un primer paso en la implementación de nuevas y mejores herramientas en las tecnologías de la información.

Se determinan las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas utilizando diferentes métodos y formas de solución. Se comparan las diferentes mecánicas utilizadas y se obtienen diferencias en los resultados muy bajas, menores a un 10 %.

Se concluye que los dispositivos de protección en la *switchboard* deben tener una capacidad interruptiva de al menos 50 kA a 480 V. Las protecciones en el panel 222Z, donde se encuentran los compresores, deben tener una capacidad interruptiva de al menos 32 kA a 480 V. Las protecciones en el panel 121MA, donde se encuentran las cargas monofásicas, deben tener una capacidad interruptiva de al menos 15 kA a 480 V.

Se determinan los calibres de conductores de puesta a tierra y de los conductores de electrodo, así como las maneras apropiadas de realizar las conexiones, verificando el cumplimiento del NEC 2008.

Se estima la inversión económica a realizar para las primeras dos fases en el proyecto del rediseño de la instalación eléctrica. El costo de no llevar a cabo una transición correcta asciende a cifras millonarias.

9.2 Recomendaciones

Es importante continuar con el diagnóstico de las instalaciones en las diferentes plantas donde existen problemas puntuales y no concluir con el rediseño en este punto. En reiteradas ocasiones se toma por un hecho que solamente porque los equipos operan entonces la instalación eléctrica es correcta y esto es erróneo. A pesar de que sea funcional, la instalación puede ocultar muchos riesgos potenciales que solo se observaran sus consecuencias en casos críticos cuando ya es demasiado tarde.

Se recomienda realizar un estudio de coordinación de protecciones para complementar los estudios de ingeniería realizados hasta el momento. Al ajustar los tiempos de disparo en la instalación se pueden evitar tiempos de paro por motivos de disparo en protecciones no deseables. Por ejemplo, actualmente, la primera protección en dispararse es el interruptor principal, la cual paraliza toda la empresa.

Se recomienda utilizar y modernizar el manejo de la información. En la actualidad hay muchos procesos que se realizan de forma manual, lo cual se vuelve tedioso. Al incluir las herramientas correctas y con las capacitaciones adecuadas se pueden agilizar procesos, disminuir tiempos de paro en la búsqueda de información de manuales, búsqueda de repuestos, solicitudes de herramientas, aperturas de órdenes de trabajo, mantenimientos preventivos, por mencionar algunos.

Una vez que se mejore el sistema de puesta a tierra y se instalen los nuevos equipos se recomienda un estudio de calidad de la energía. La planta cuenta con una gran cantidad de variadores de frecuencia y existen evidencias que equipos electrónicos duran un tiempo menor a su vida útil, por lo que se sospechan problemas de distorsión armónica.

Para la continuación del diagnóstico de la instalación eléctrica, es recomendable determinar factores de demanda propios para la empresa con base en historiales de mediciones.

Referencias bibliográficas

- Acima. (2004). *Reglamento para el trámite de planos y la conexión de los servicios eléctricos, telecomunicaciones y de otros en edificios*. Obtenido de http://www.acimacr.com/images/reglamento_conexiones.pdf
- Aguilar, J. (2010). *Cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones en edificios residenciales verticales*. San José: Universidad de Costa Rica.
- Autoridad Reguladora de los Servicios. (2014). *AR-NT-SUCAL: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión*. San José: ARESEP.
- Barrantes, J. (2014). *Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA*. San José: Universidad de Costa Rica.
- Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica. (2016). *Estadísticas*. Obtenido de <http://www.bomberos.go.cr/wp-content/uploads/2017/11/11-Estadísticas-2016.pdf>
- Eaton. (2014). *SPD Electrical protection handbook*. Obtenido de [http://editiondigital.net/publication/?i=207400#{"issue_id":207400,"page":0}](http://editiondigital.net/publication/?i=207400#{)
- Fallas Cordero, D. A. (2016). *Remodelación de la Red de Distribución Eléctrica de Media Tensión para el Servicio de Urgencias del Hospital Dr. Fernando Escalante Pradilla*. Cartago: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Gómez, G. (2015). *Medición de impedancia de secuencia cero en transformadores de potencia*. Cartago: Tecnológico de Costa Rica.
- Gómez, G. (2015). *Medición de impedancia de secuencia cero en transformadores de potencia*. San José.

Google. (2017). Obtenido de Google Maps

<https://www.google.co.cr/maps/place/Envases+Comeca,+San+Jos%C3%A9/@9.9541086,-84.113258,16.6z/data=!4m5!3m4!1s0x8fa0fb48c25ad665:0x58f3135c7854f3e4!8m2!3d9.9572723!4d-84.1101959?hl=es-419>

Grainger, J., & Stevenson, W. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: Mc Graw Hill.

Grupo Comeca. (2017). *Sobre nosotros*. Obtenido de Grupo Comeca:

<http://www.grupocomeca.com/sobre-nosotros/>

Guang Dong Xuri Electrical Equipment CO. (2018). *Product list*. Obtenido de Guang Dong

Xuri Electrical Equipment CO. Web site: <http://www.xrdq.cn//productshow.asp?i d=167>

IEEE. (2007). *Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

Kohler SDMO. (2018). *D500U*. Obtenido de Kohler SDMO: [https://www.kohler-](https://www.kohler-sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/D500U)

[sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/D500U](https://www.kohler-sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/D500U)

Laurent, E. G. (2018). *Aplicando el NEC 2008 en la industria*. San José, San José, Costa Rica:

ADE-CIEMI.

Macdowell, J. S. (2006). *IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit in*

Industrial and Commercial Power Systems.

Mata, S. (2016). *Diseño de Bases de Datos*. Cartago, Costa Rica: Tecnológico de Costa Rica.

Metz Noblat, B. D. (2000). *Cálculo de corrientes de cortocircuito*. España: Schneider Electric.

National Fire Protection Association. (2014). *Código Eléctrico Nacional*.

Núñez, D. A. (2016). *Estudio de cortocircuito en el rediseño de la instalación eléctrica de Laboratorios STEIN, Costa Rica*. Cartago: Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Sanabria, R. (2016). *Rediseño de la Instalación Eléctrica de la Oficina del Banco de Costa Rica del Barrio el Carmen, San José*. Cartago: Tecnológico de Costa Rica.

Schneider Electric. (2008). *Guía de diseño de instalaciones eléctricas*. Barcelona.

Téllez Ramírez, E. (s. f.). *Distorsión armónica*. Puebla.

U.S. Forest Service. (2018). Obtenido de Short circuit fault calculations:

https://www.fs.fed.us/database/acad/elec/greenbook/10_shortcalc.pdf

Anexos

Anexo 1: Fotografías

Las siguientes corresponden a fotografías tomadas en el campo por elaboración propia.



Figura 28. Interruptor en caja del transformador T1.



Figura 29. Interruptor sin uso en panel 122V.



Figura 31. Interruptor mal etiquetado.



Figura 30. Interruptor de 'Líneas Automáticas'.



Figura 32. Condiciones de etiquetado.



Figura 33. Etiquetado en paneles.

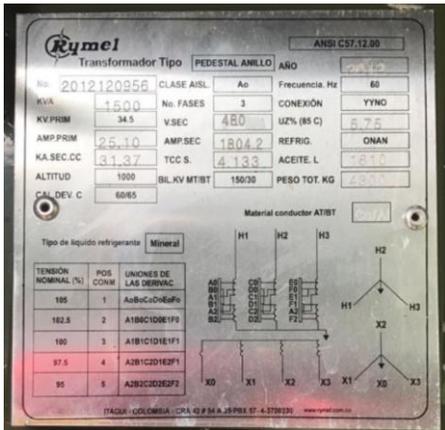


Figura 34. Etiqueta transformador TP.

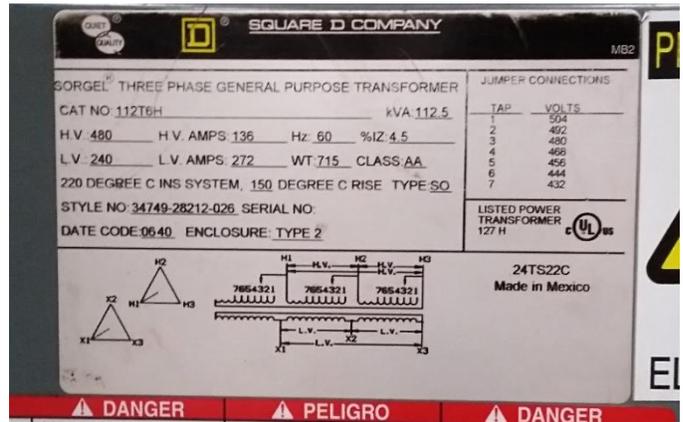


Figura 35. Etiqueta transformador T1.



Figura 37. Transformador T10

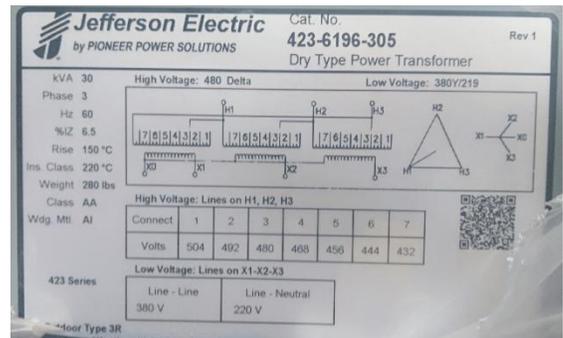


Figura 36. Etiqueta transformador de 380 V.



Figura 39. Transformador T17 sin datos de placa.



Figura 38. Placa horno de láminas.

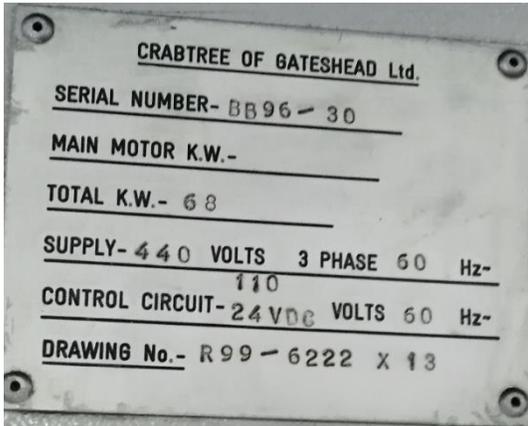


Figura 40. Placa impresora 4L.

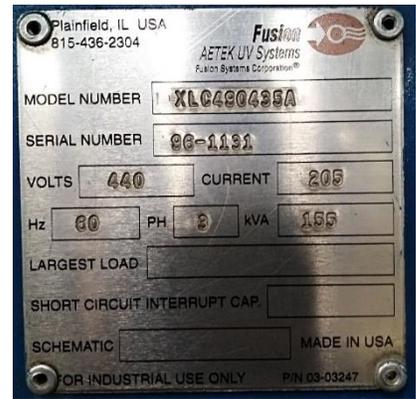


Figura 41. Placa lamparas 4L.

Anexo 2: Reporte de mediciones

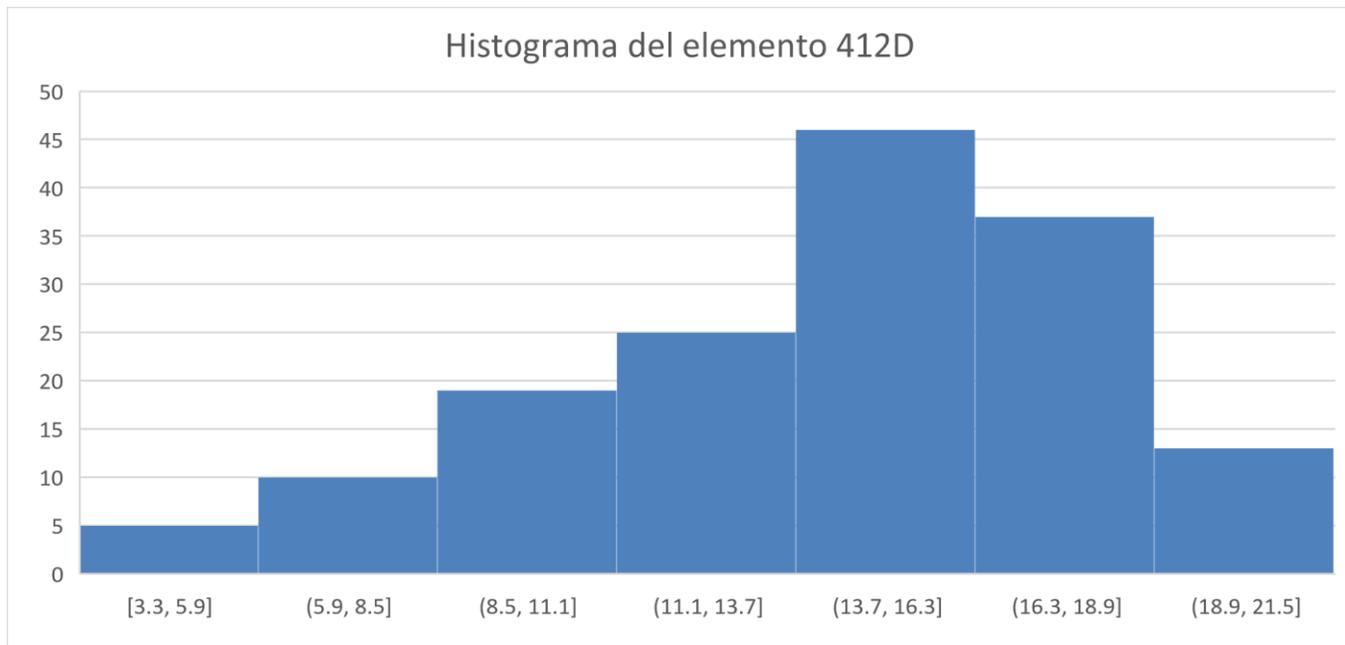
Se adjuntan los histogramas generados para las mediciones realizadas por elaboración propia.

Tabla 31. Resumen de los valores obtenidos de las mediciones de consumo realizadas en los tableros de la subestación de Planta de Envases Comeca entre el 31 de enero 2018 y 7 febrero 2018.

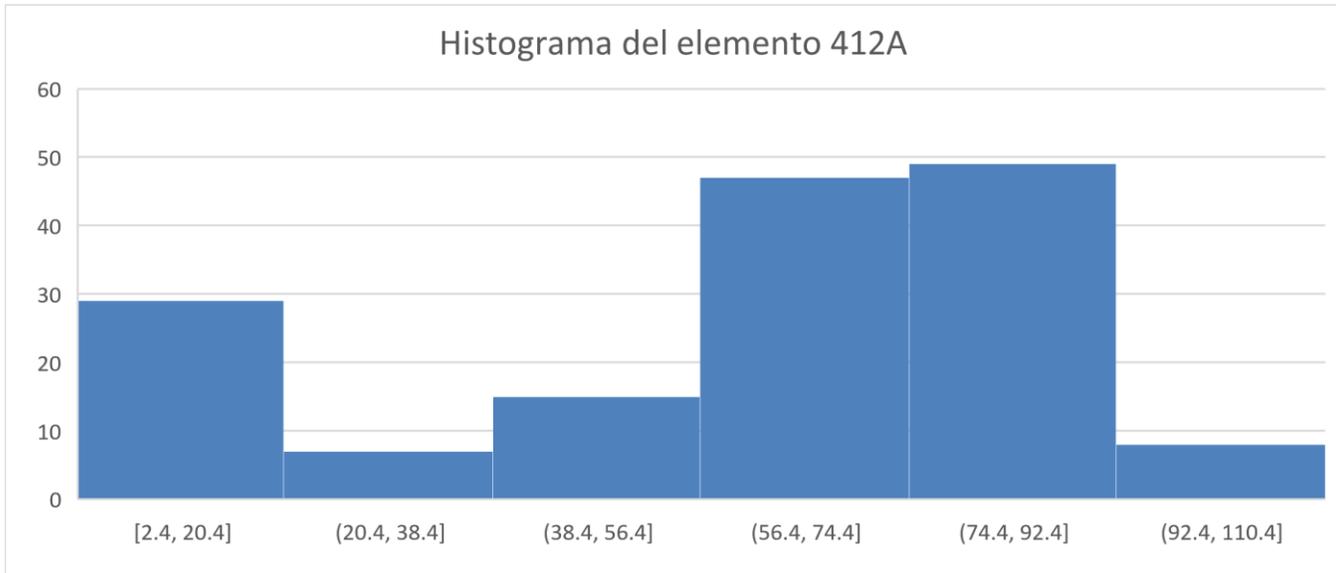
<i>Elemento</i>	<i>N</i>	<i>I MAX</i> <i>[A]</i>	<i>I Prom</i> <i>[A]</i>	<i>I MIN</i> <i>[A]</i>	<i>S</i>
412D	155	21.3	14.22	3.3	3.956
412A	155	102.1	59.28	2.4	27.854
IT22C	155	570.0	392.07	238.0	63.927
LÍNEAS AUTO	155	157.7	100.12	25.4	27.170
T4	155	143.7	115.45	87.6	9.829
212W	155	86.2	34.01	5.1	16.153
412B	155	91.2	67.70	28.5	18.026
142T	155	20.1	2.61	0.2	4.871
IMPR 4L	155	41.7	10.93	1.7	10.497
142W	155	71.0	26.96	4.9	12.436
LAMP 4L	155	113.8	38.52	0.0	40.174
NO IDENT	155	2.2	0.75	0.0	1.005
COMPR VIEJO	155	3.9	2.54	0.0	1.481
IT T1	155	75.5	44.26	20.0	11.565
111MA	155	25.3	7.38	2.3	2.648
NO IDENT	155	19.8	3.70	0.9	3.407
NO IDENT	155	7.2	6.52	6.1	0.170

121MR	155	28.0	17.55	9.4	3.479
NO IDENT	155	9.6	6.72	5.9	0.591
IT UPS	155	13.8	7.96	3.2	1.231
111MC	155	5.5	3.36	3.2	0.302
121MB	155	4.5	3.70	0.3	1.170
NO IDENT	155	0.2	0.00	0.0	0.016
NO IDENT	155	1.9	1.38	0.4	0.281
111 MF	155	17.2	7.86	3.2	2.660
141MA	154	80.6	30.17	5.6	19.031
211MA	154	63.4	41.72	6.0	7.364
Total	-	1186.1	909.5	495.2	118.340

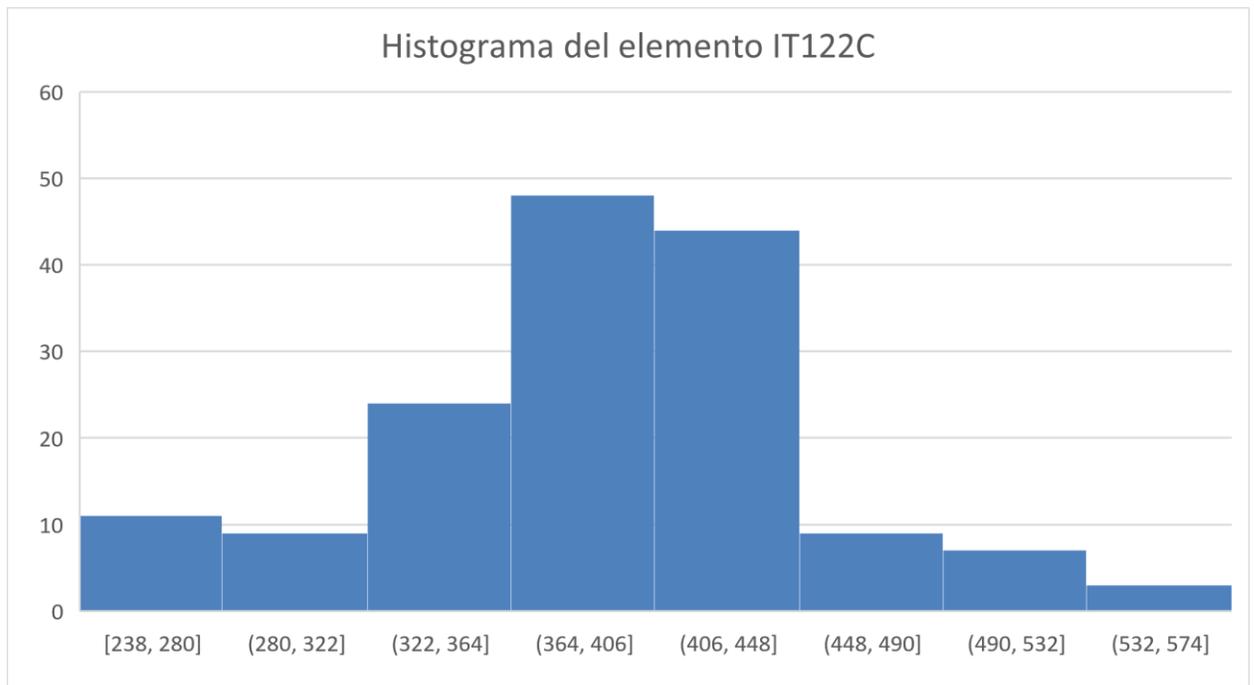
Elemento: 412D



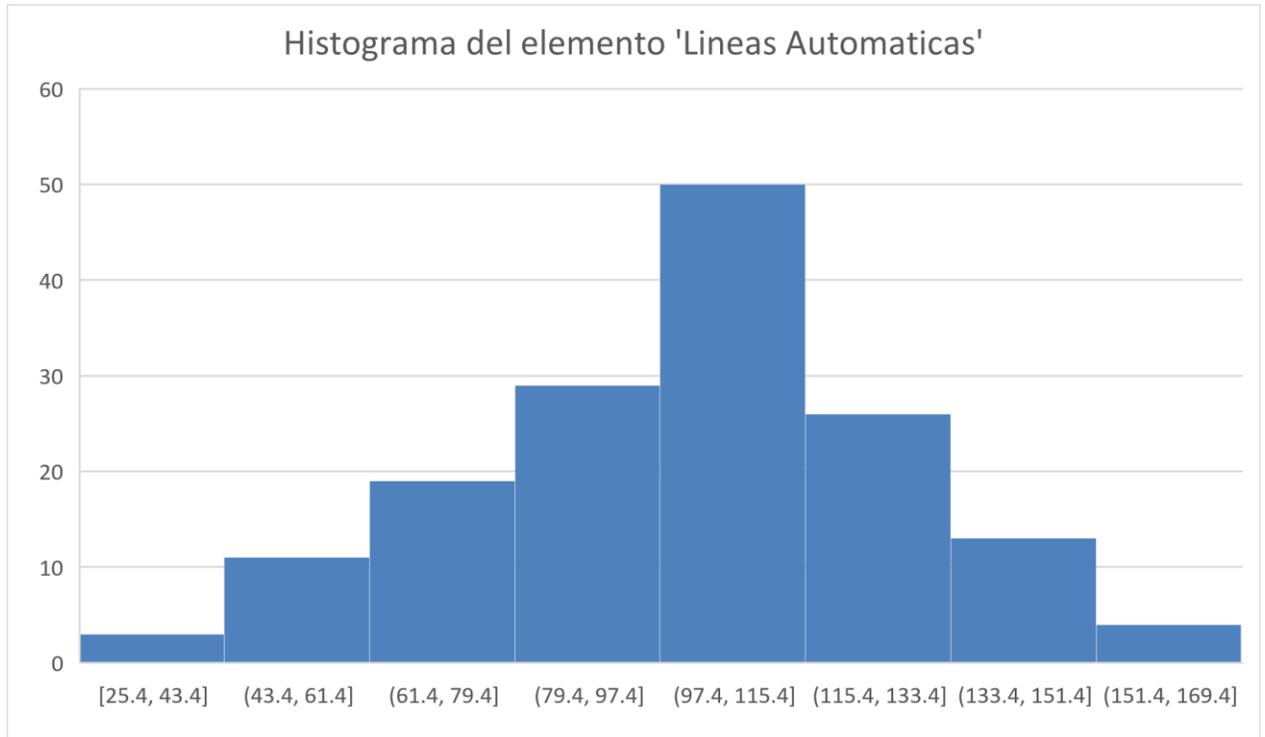
Elemento: 412A



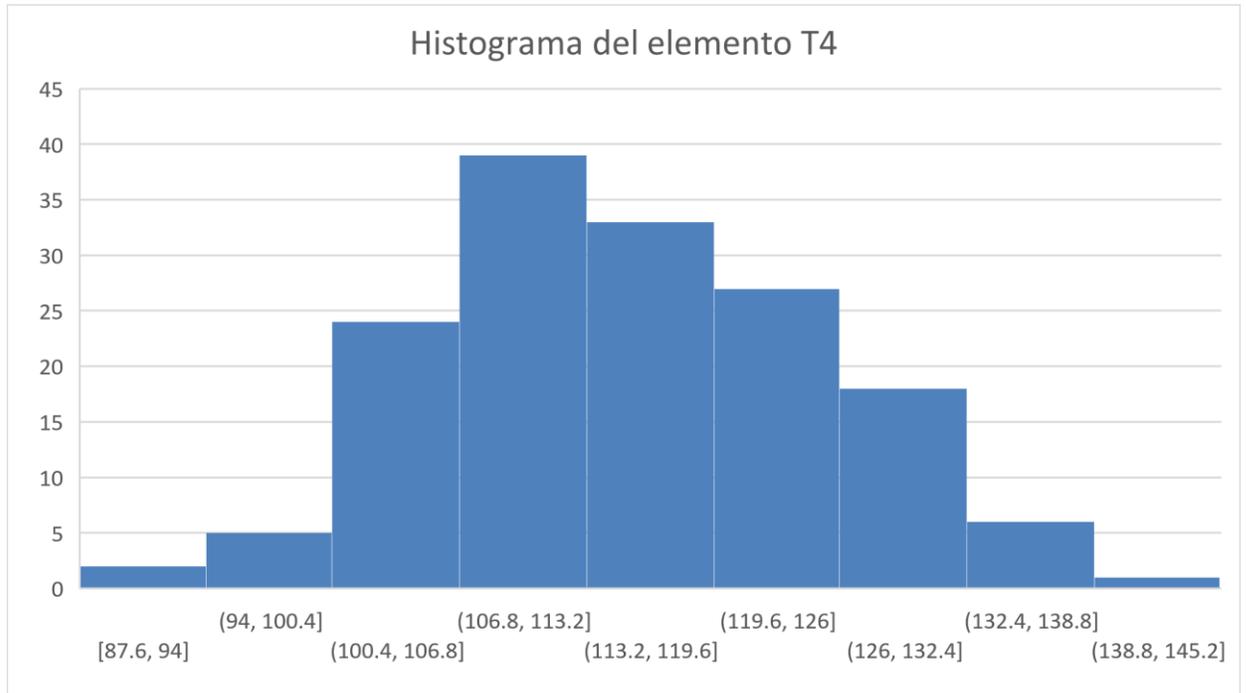
Elemento: IT122C



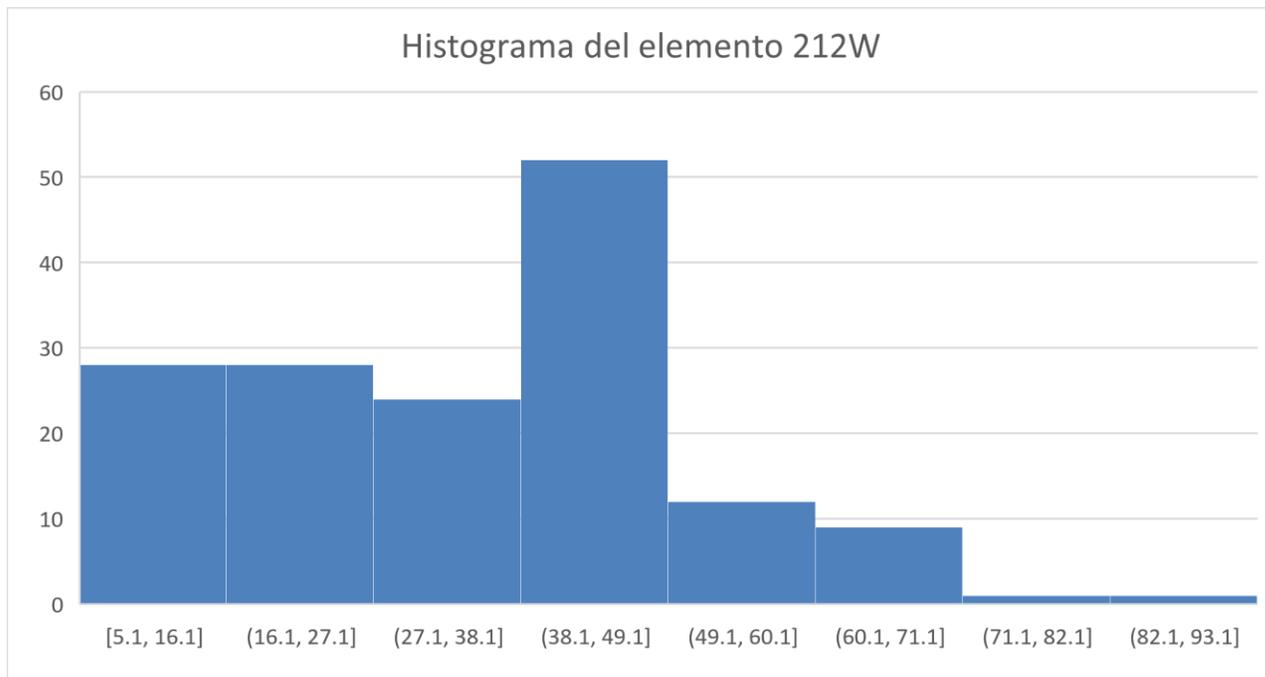
Elemento: Líneas Automáticas



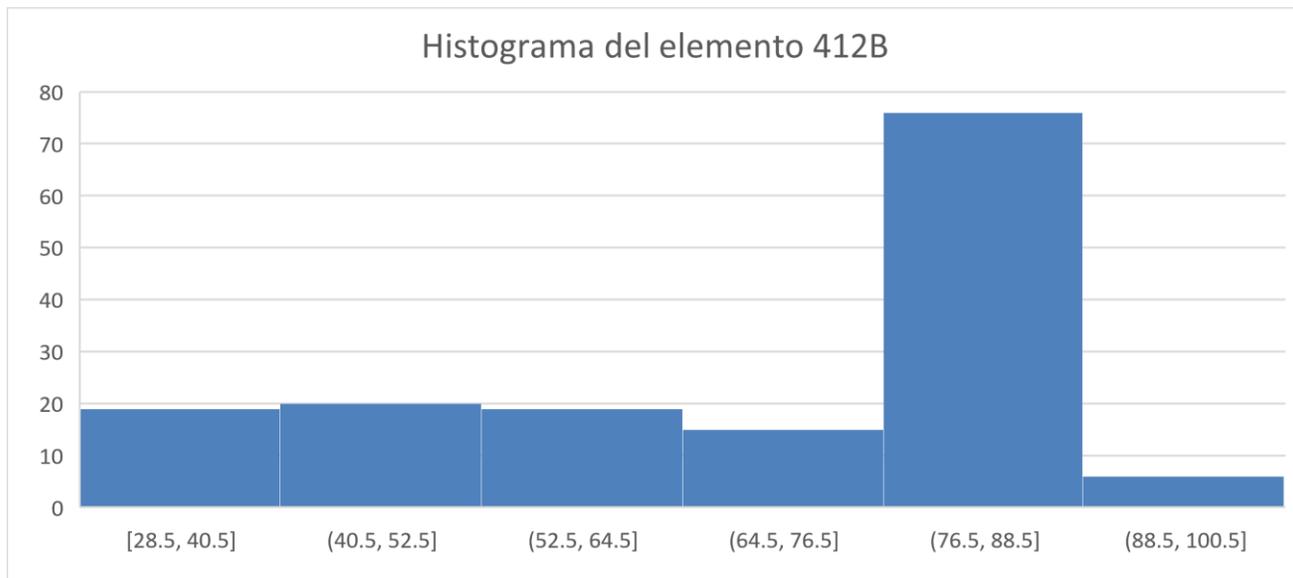
Elemento: T4



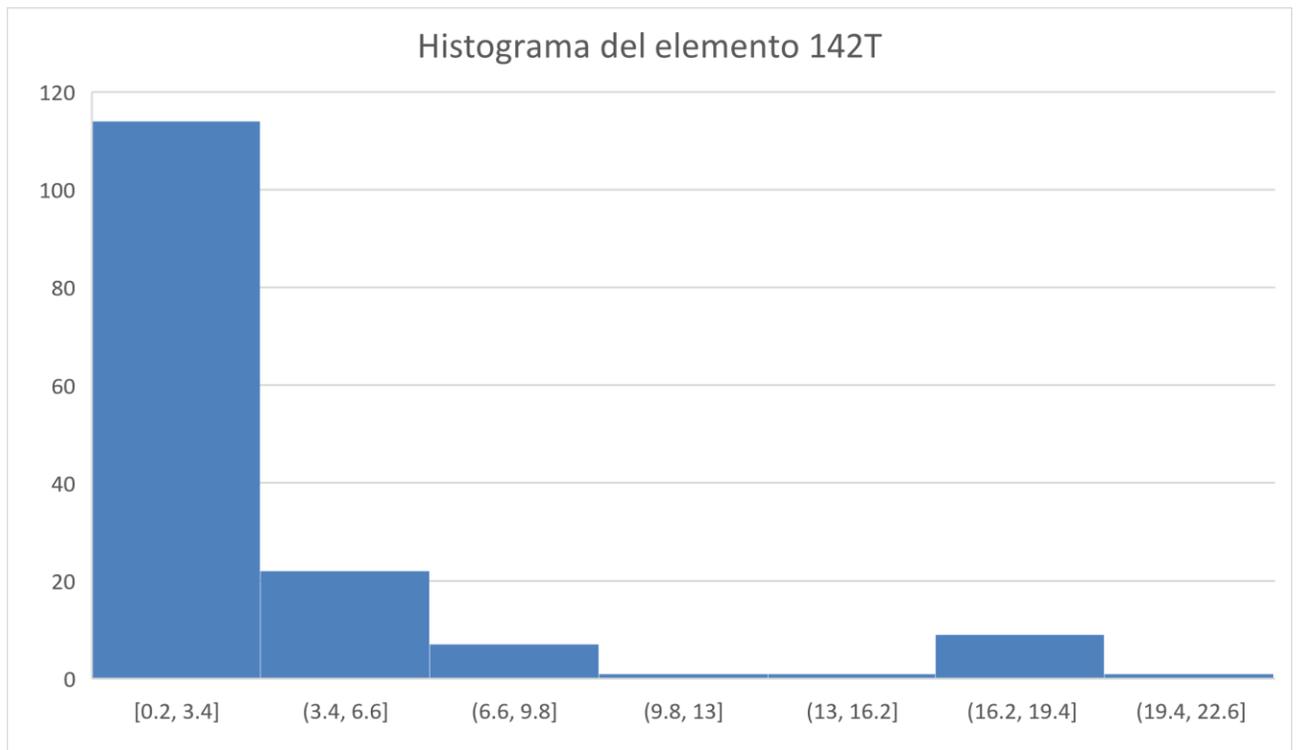
Elemento: 212W



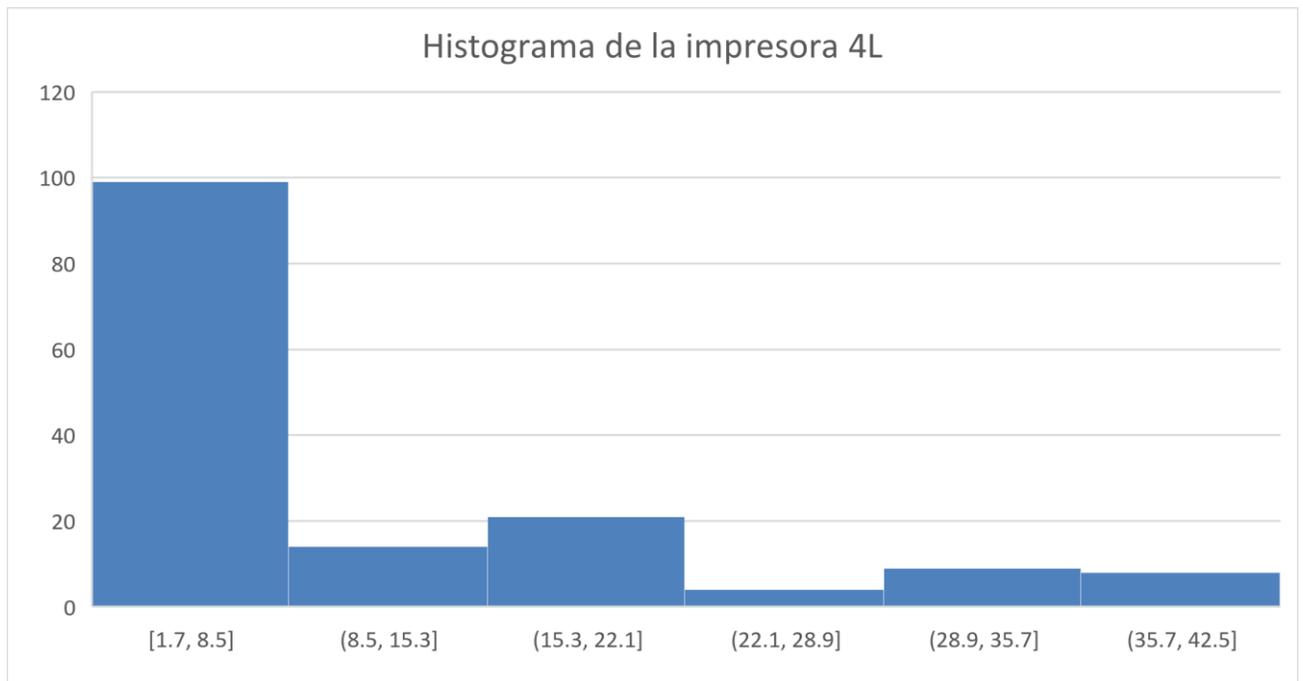
Elemento: 412B



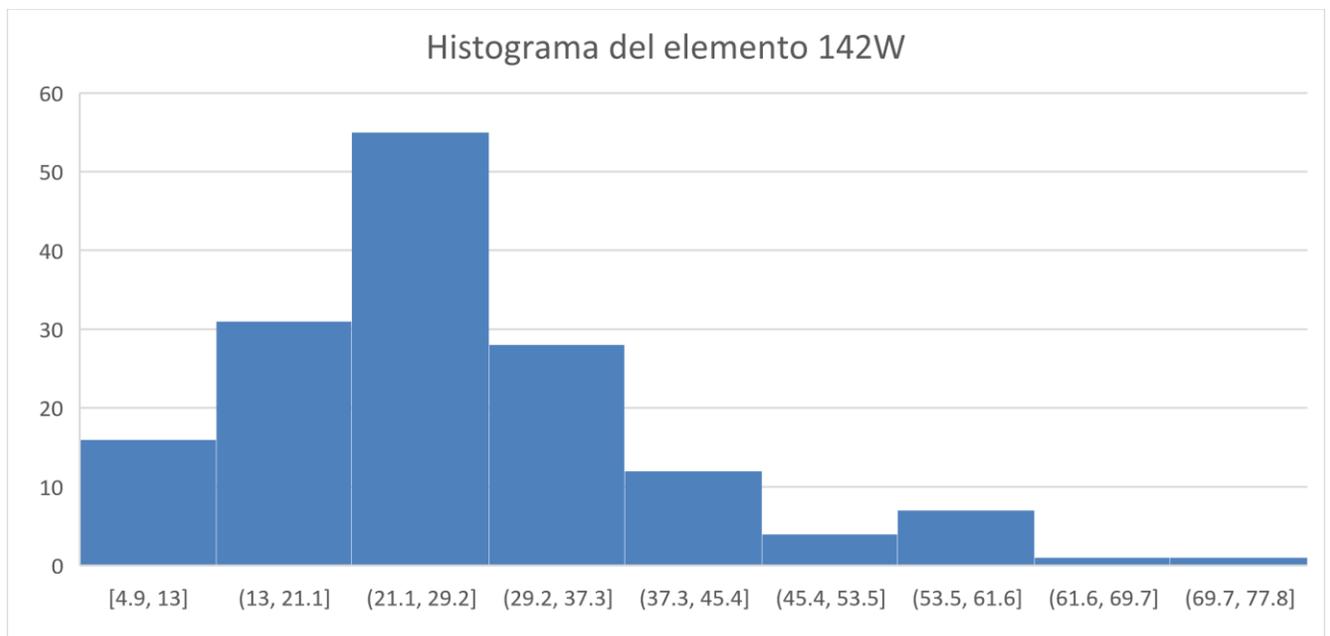
Elemento: 142T



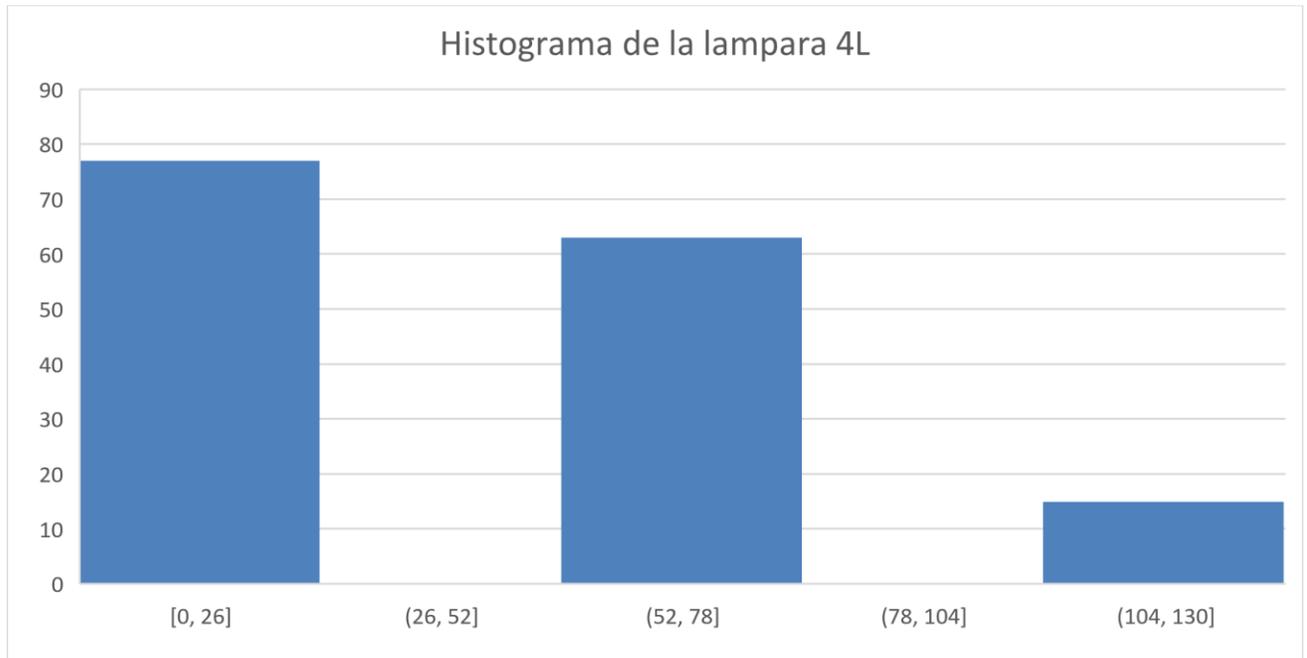
Elemento: IMPR 4L



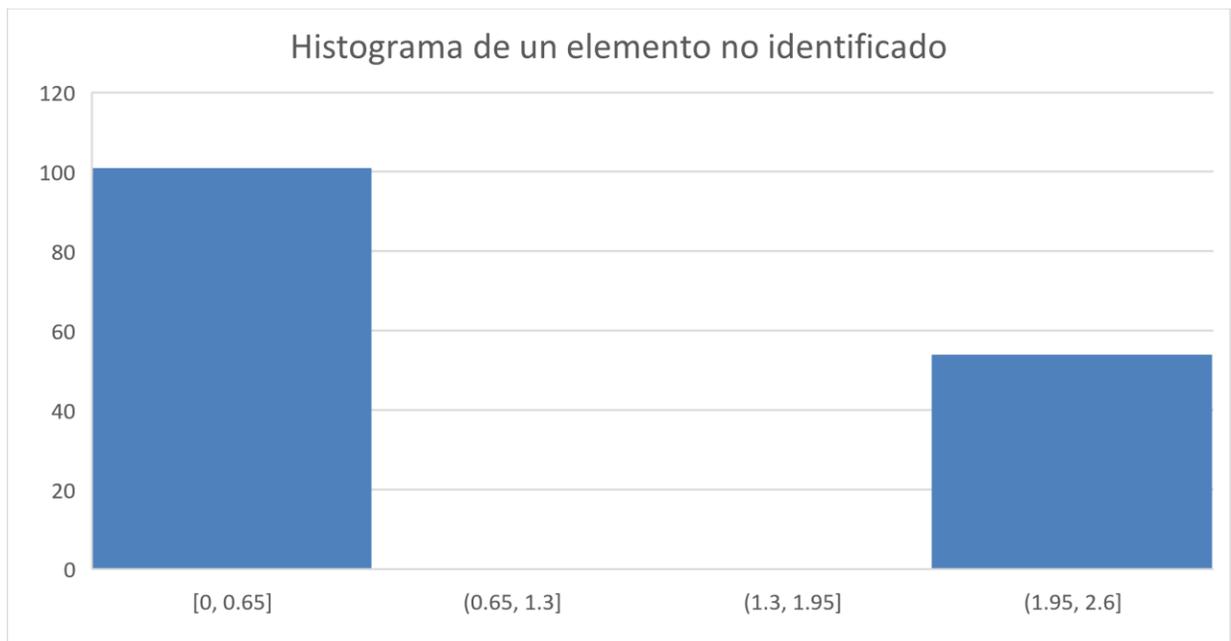
Elemento: 142W



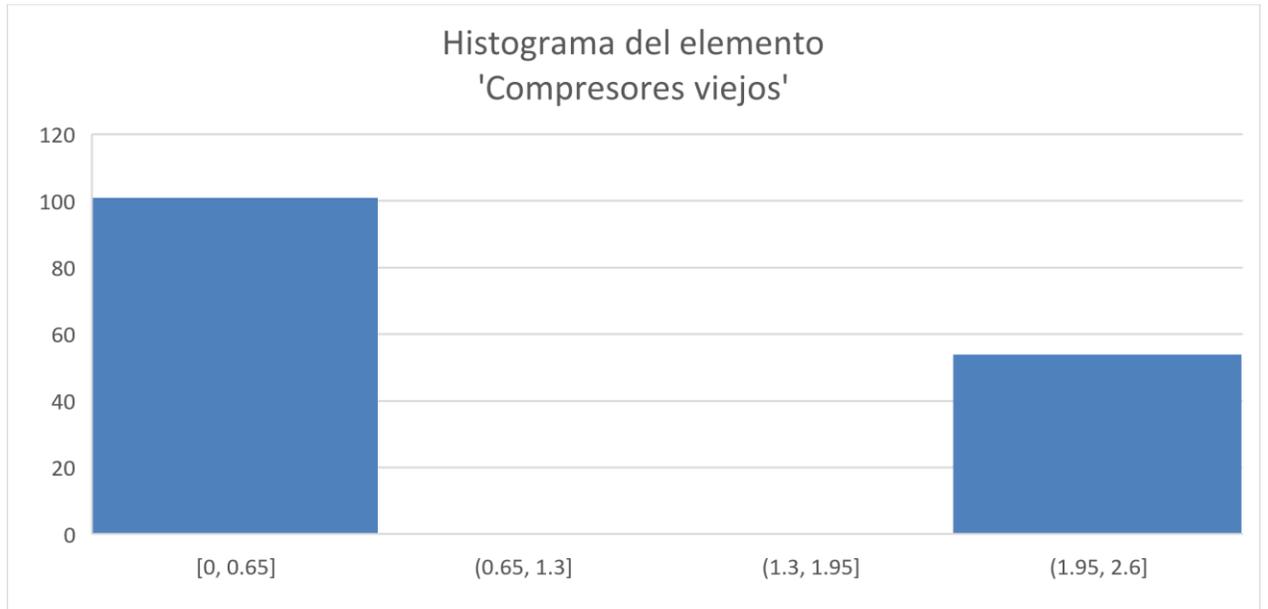
Elemento: LAMP 4L



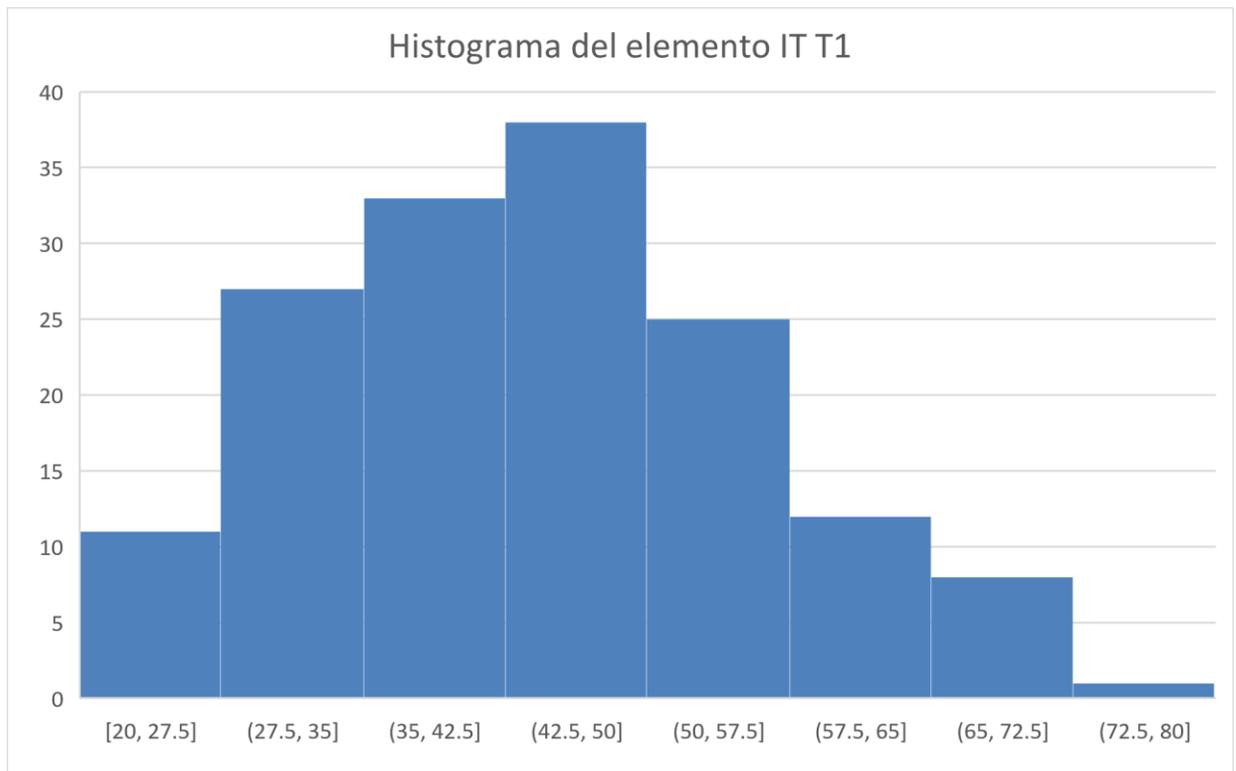
Elemento: NO ID



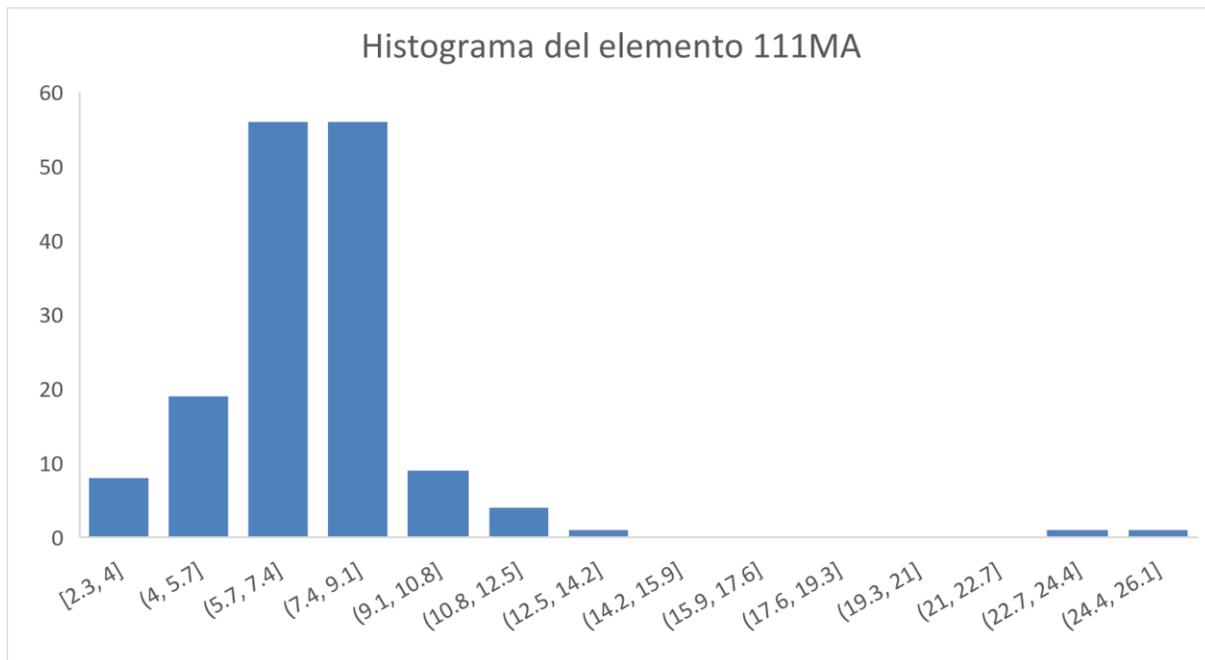
Elemento: COMPR VIEJO



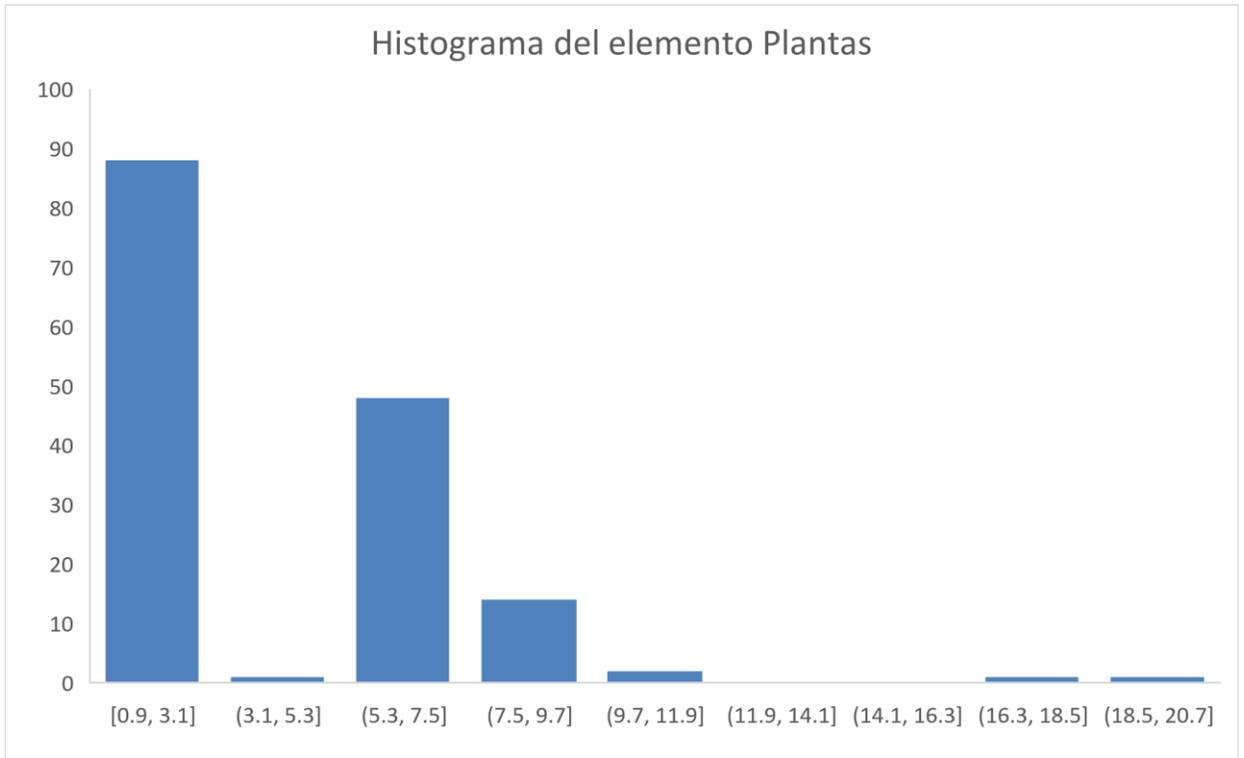
Elemento: IT T1



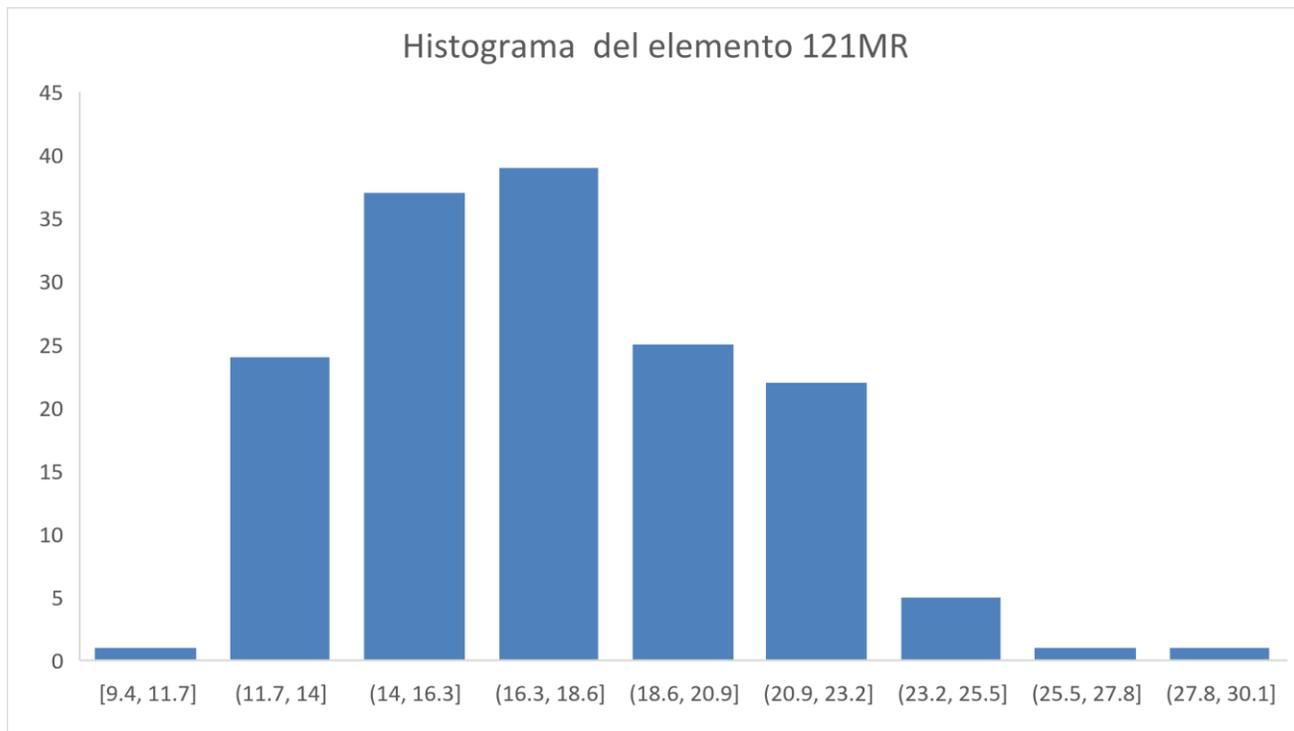
Elemento: 111MA



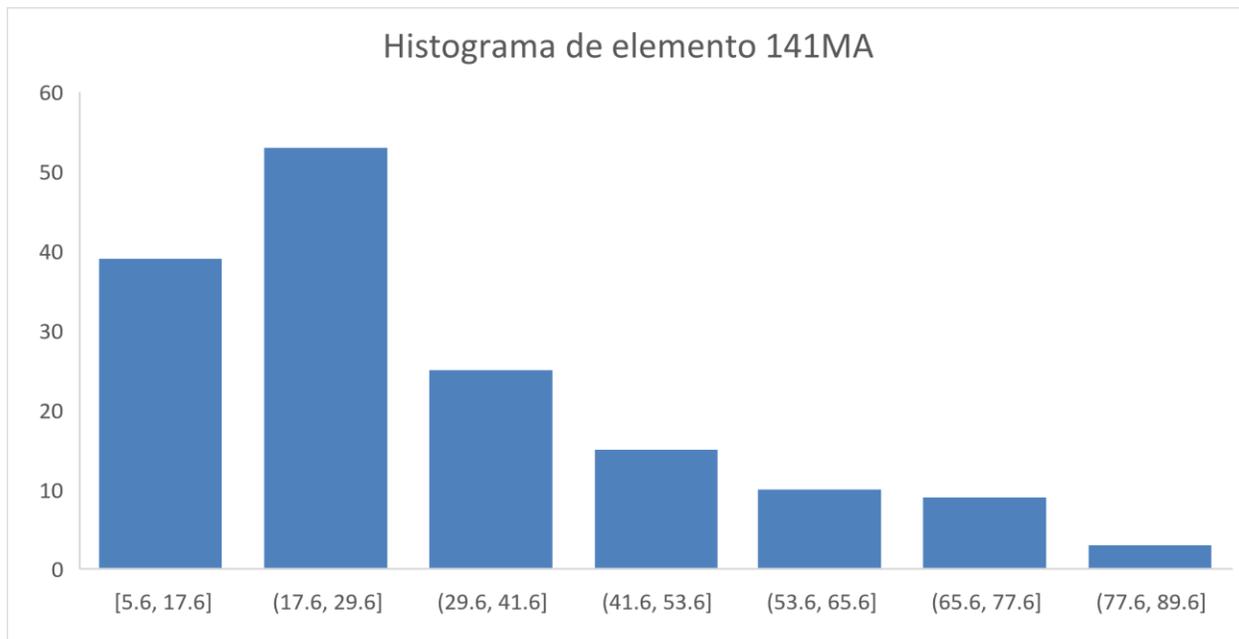
Elemento: Plantas



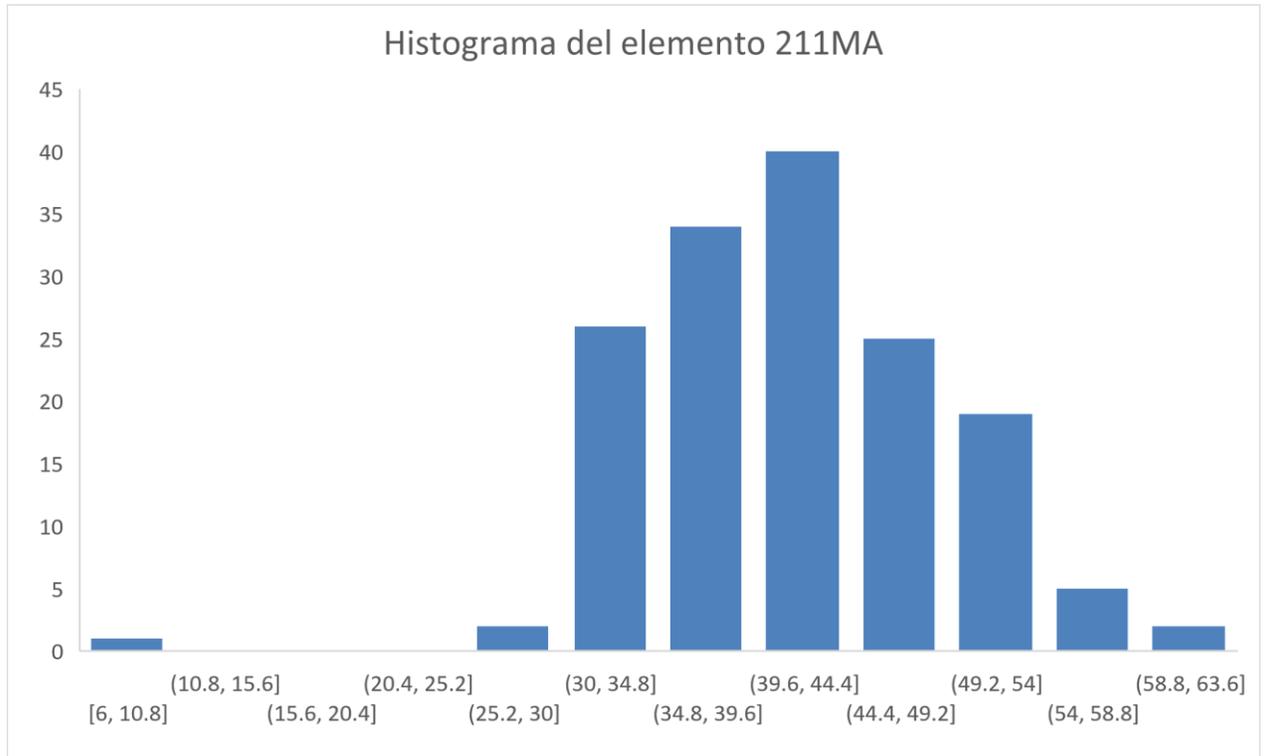
Elemento: 121MR



Elemento: 141MA



Elemento: 211MA



Total

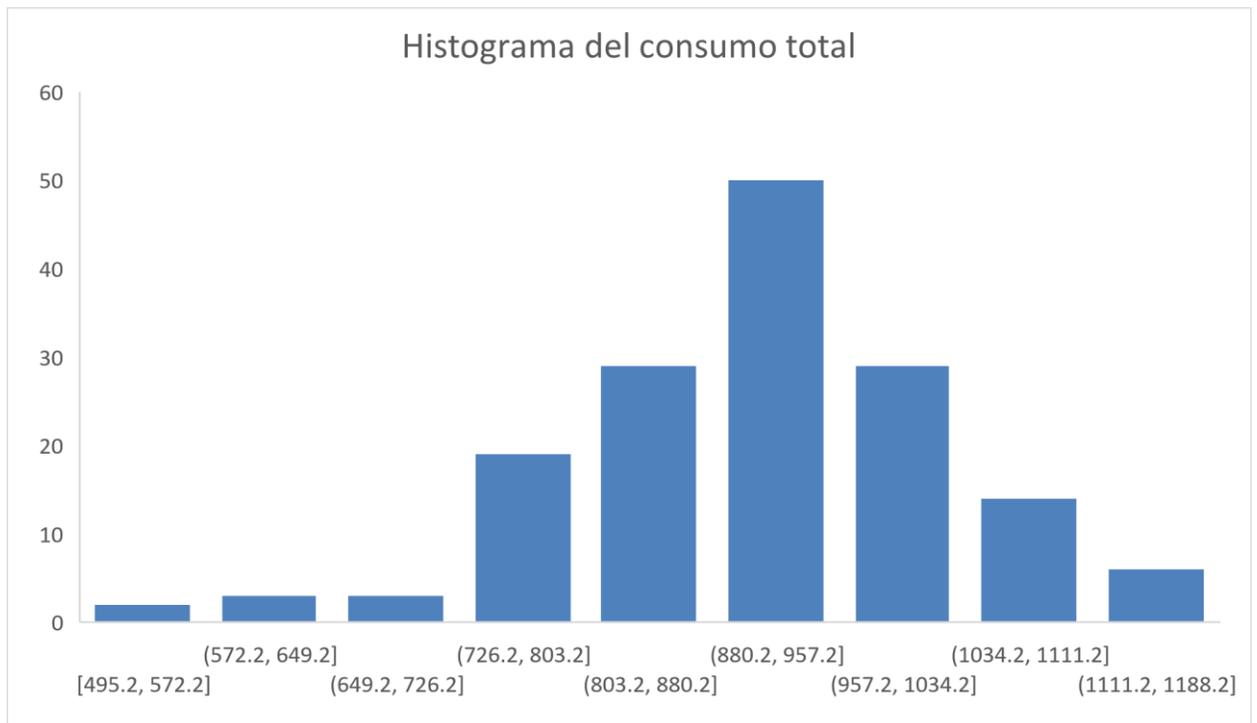
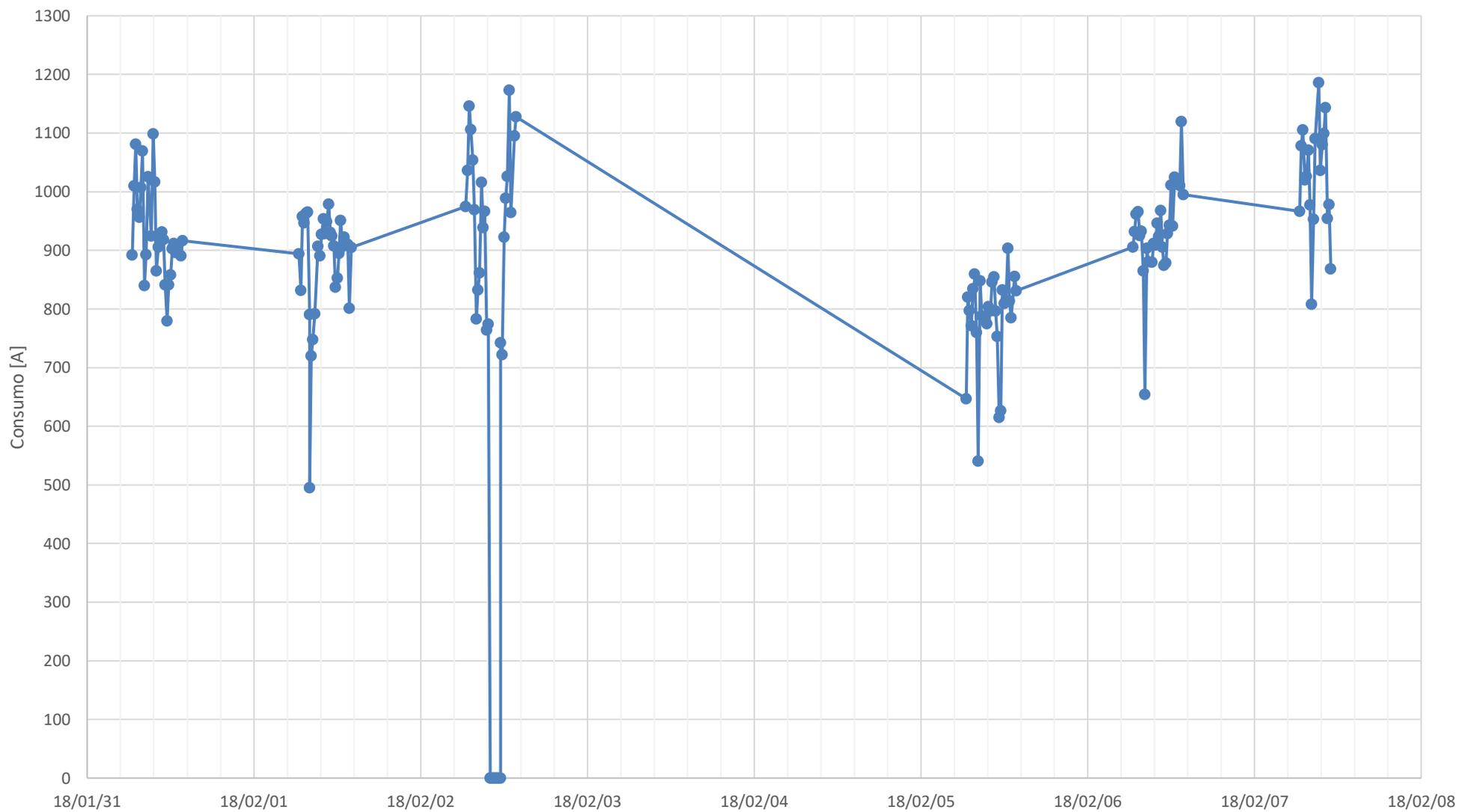


Gráfico 2: Consumo total



Anexo 3: Tablas

A continuación, se muestran las tablas utilizadas para el rediseño eléctrico.

Tabla 250.66 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo ^a (AWG/kcmil)		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre ^b
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1 100	Más de 900 hasta 1 750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1 750	3/0	250

Notas:

1. Cuando se usan conjuntos múltiples de conductores para la entrada de la acometida como se permite en la sección 230.40, Excepción No. 2, el calibre equivalente del conductor más grande de entrada de la acometida se debe determinar por la mayor suma de las áreas de los conductores correspondientes de cada conjunto.

2. Cuando no hay conductores de entrada de la acometida, el calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra se debe determinar por el calibre equivalente del mayor conductor de entrada de la acometida exigido para la carga que se va a alimentar.

^a Esta Tabla también se aplica a los conductores derivados de sistemas de c.a. derivados separadamente.

^b Véanse las restricciones de la instalación, en la Sección 250.64(A).

Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Nota: Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.

*Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120.

Tabla 310.16 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

Continúa

Tabla 310.16. *Continúa*

		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]							
		60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)		
Calibre AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FCPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Calibre AWG o kcmil		
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE					
600	355	420	475	285	340	385	600		
700	385	460	520	310	375	420	700		
750	400	475	535	320	385	435	750		
800	410	490	555	330	395	450	800		
900	435	520	585	355	425	480	900		
1000	455	545	615	375	445	500	1000		
1250	495	590	665	405	485	545	1250		
1500	520	625	705	435	520	585	1500		
1750	545	650	735	455	545	615	1750		
2000	560	665	750	470	560	630	2000		

FACTORES DE CORRECCIÓN

Temp. ambiente (° C)	Para temperaturas ambiente distintas de 30° C (86° F), multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:						Temp. ambiente (° F)
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	—	0.58	0.71	—	0.58	0.71	132-140
61-70	—	0.33	0.58	—	0.33	0.58	141-158
71-80	—	—	0.41	—	—	0.41	159-176

Tabla 310.17 Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F).

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	18	—	—	—	—
16	—	—	24	—	—	—	—
14*	25	30	35	—	—	—	—
12*	30	35	40	25	30	35	12*
10*	40	50	55	35	40	40	10*
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	80	6
4	105	125	140	80	100	110	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	275	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0
250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	505	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	540	615	600
700	630	755	855	500	595	675	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	920	535	645	725	800
900	730	870	985	580	700	785	900
1000	780	935	1055	625	750	845	1000
1250	890	1065	1200	710	855	960	1250
1500	980	1175	1325	785	950	1075	1500
1750	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
2000	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000

FACTORES DE CORRECCIÓN

Temp. ambiente (° C)	Para temperaturas ambiente distintas de 30° C (86° F), multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:						Temp. ambiente (° F)
21-25	1.03	1.05	1.04	1.03	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87-95

Continúa

Tabla 430.52 Valor nominal o ajuste máximos de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos ramales de motores

Tipo de motor	En porcentaje de la corriente de plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo ¹	Fusible de elemento dual ¹ (de acción retardada)	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso ²
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores polifásicos de c. a. distintos a los de rotor devanado	300	175	800	250
De jaula de ardilla: diferentes de los de diseño B energéticamente eficientes	300	175	800	250
De diseño B energéticamente eficientes	300	175	1100	250
Sincrónicos ³	300	175	800	250
Con rotor devanado	150	150	800	150
De corriente continua (tensión constante)	150	150	250	150

Tabla 430.250 Corriente de plena carga de motores trifásicos de corriente alterna

Los siguientes valores de corrientes de plena carga son típicos para motores que funcionan a las velocidades usuales de motores con bandas y motores con características normales de par.

Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de de 110 a 120 volts, 220 a 240 volts, 440 a 480 volts y 550 a 600 volts.

Caballos de fuerza	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado. (amperes)							Tipo sincrónico de factor de potencia unitario* (amperes)			
	115 volts	200 volts	208 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2 300 volts
½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	—	—	—	—	—
¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	—	—	—	—	—
1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	—	—	—	—	—
1½	12.0	6.9	6.6	6.0	3.0	2.4	—	—	—	—	—
2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	—	—	—	—	—
3	—	11.0	10.6	9.6	4.8	3.9	—	—	—	—	—
5	—	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	—	—	—	—	—
7½	—	25.3	24.2	22	11	9	—	—	—	—	—
10	—	32.3	30.8	28	14	11	—	—	—	—	—
15	—	48.3	46.2	42	21	17	—	—	—	—	—
20	—	62.1	59.4	54	27	22	—	—	—	—	—
25	—	78.2	74.8	68	34	27	—	53	26	21	—
30	—	92	88	80	40	32	—	63	32	26	—
40	—	120	114	104	52	41	—	83	41	33	—
50	—	150	143	130	65	52	—	104	52	42	—
60	—	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
75	—	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
100	—	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
125	—	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
150	—	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
200	—	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
250	—	—	—	—	302	242	60	—	—	—	—
300	—	—	—	—	361	289	72	—	—	—	—
350	—	—	—	—	414	336	83	—	—	—	—
400	—	—	—	—	477	382	95	—	—	—	—
450	—	—	—	—	515	412	103	—	—	—	—
500	—	—	—	—	590	472	118	—	—	—	—

*Para factores de potencia de 90 por ciento y 80 por ciento, las cifras anteriores se deben multiplicar respectivamente por 1.1 y 1.25.

Tabla 450.3(A) Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador).

Limitaciones sobre el lugar	Impedancia nominal del transformador	Protección del secundario (véase la Nota 2)					
		Protección del primario, más de 600 volts			Protección del secundario (véase la Nota 2)		Valor nominal del interruptor automático o fusible
		Interruptor automático (véase la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Interruptor automático (véase la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Más de 600 volts	
Cualquier lugar	No más del 6%	600% (véase la Nota 1)	300% (véase la Nota 1)	300% (véase la Nota 1)	250% (véase la Nota 1)	125% (véase la Nota 1)	
	Más del 6%, pero máximo el 10%	400% (véase la Nota 1)	300% (véase la Nota 1)	250% (véase la Nota 1)	225% (véase la Nota 1)	25% (véase la Nota 1)	
Lugares supervisados únicamente (véase la Nota 3).	Cualquiera	300% (véase la Nota 1)	250% (véase la Nota 1)	No se exige	No se exige	No se exige	
	No más del 6%	600%	300%	300% (véase la Nota 5)	250% (véase la Nota 5)	250% (véase la Nota 5)	
	Más del 6% pero máximo el 10%	400%	300%	250% (véase la Nota 5)	250% (véase la Nota 5)	250% (véase la Nota 5)	

Notas:

1. Cuando el valor nominal del fusible o el ajuste del interruptor automático exigido no correspondan a un valor nominal o ajuste estándares, se permitirá tomar el valor nominal o ajuste estándar inmediatamente superior.
2. Cuando se exija protección contra sobrecorriente del secundario, se permitirá que el dispositivo de protección contra sobrecorriente del secundario esté compuesto por un máximo de seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de los valores nominales de los dispositivos no debe exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente. Si como dispositivo de protección contra sobrecorriente se utilizan tanto interruptores como fusibles, el total de los valores nominales del dispositivo no debe exceder el permitido para los fusibles.
3. Un lugar supervisado es aquel en que las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que solamente personal calificado supervisará y prestará servicio a la instalación de transformadores.
4. Los fusibles accionados electrónicamente que se puedan ajustar para abrir a una corriente específica se deben ajustar de acuerdo con los ajustes para interruptores automáticos.
5. Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga no tenga protección independiente del secundario.

Tabla 450.3(B). Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para los transformadores de 600 volts y menos (como un porcentaje de la corriente nominal del transformador)

Método de protección	Protección del primario			Protección del secundario (véase la Nota 2)	
	Corrientes de 9 amperes o más	Corrientes de menos de 9 amperes	Corrientes de menos de 2 amperes	Corrientes de 9 amperes o más	Corrientes de menos de 9 amperes
Protección del primario solamente	125% (véase la Nota 1)	167%	300%	No se exige	No se exige
Protección del primario y del secundario	250% (véase la Nota 3)	250% (véase la Nota 3)	250% (véase la Nota 3)	125% (véase la Nota 1)	167%

Notas:

1. Cuando el 125 por ciento de la corriente no corresponde a un valor estándar de un fusible o interruptor automático no ajustable, se permitirá elegir el valor nominal estándar inmediatamente superior.
2. Cuando se exija protección contra sobrecorriente en el secundario, se permitirá que el dispositivo de sobrecorriente del secundario esté compuesto por máximo seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de todos los valores nominales de los dispositivos no deben exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente.
3. Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga y dispuesta para interrumpir la corriente del primario, tenga protección contra sobrecorriente en el primario con valor nominal o ajuste a un valor de corriente que no sea más de seis veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que no tienen una impedancia de más del 6 por ciento y no más de cuatro veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que tienen una impedancia de más del 6 por ciento pero no más del 10 por ciento.

Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75 ° C (167° F). Tres conductores individuales en un conduit.

Calibre (AWG o kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro Ohms al neutro por 1000 pies															Calibre (AWG o kcmil)
	X_L (Reactancia) para todos los alambres		Resistencia en corriente alterna para alambres de cobre sin recubrir			Resistencia en corriente alterna para alambres de aluminio			Z eficaz a $FP = 0.85$ para alambres de cobre sin recubrir			Z eficaz a $FP = 0.85$ para alambres de aluminio				
	Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero		
14	0.190 0.058	0.240 0.073	10.2 3.1	10.2 3.1	10.2 3.1	— —	— —	— —	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	— —	— —	— —	14	
12	0.177 0.068	0.223 0.068	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12	
10	0.164 0.050	0.207 0.063	3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10	
8	0.171 0.052	0.213 0.065	2.56 0.78	2.56 0.78	2.56 0.78	4.3 1.3	4.3 1.3	4.3 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.30 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8	
6	0.167 0.051	0.210 0.064	1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.36 0.72	2.36 0.72	6	
4	0.157 0.048	0.197 0.060	1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.46	1.51 0.46	1.51 0.46	4	
3	0.154 0.047	0.194 0.059	0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.75 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.21 0.37	3	
2	0.148 0.045	0.187 0.057	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.62 0.19	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2	
1	0.151 0.046	0.187 0.057	0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.79 0.24	0.79 0.24	0.82 0.25	1	
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055	0.39 0.12	0.43 0.13	0.39 0.12	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0	
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054	0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0	
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052	0.253 0.077	0.269 0.082	0.259 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0	
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051	0.203 0.062	0.220 0.067	0.207 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0	
250	0.135 0.041	0.171 0.052	0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.066	0.230 0.070	0.240 0.073	0.308 0.094	0.322 0.098	0.33 0.10	250	
300	0.135 0.041	0.167 0.051	0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.233 0.071	0.249 0.076	0.236 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300	
350	0.131 0.040	0.164 0.050	0.125 0.038	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.058	0.197 0.060	0.240 0.073	0.253 0.077	0.262 0.080	350	
400	0.131 0.040	0.161 0.049	0.108 0.033	0.125 0.038	0.115 0.035	0.177 0.054	0.194 0.059	0.180 0.055	0.161 0.049	0.174 0.053	0.184 0.056	0.217 0.066	0.233 0.071	0.240 0.073	400	

Tabla 9. Continúa

Calibre (AWG o kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro Ohms al neutro por 1000 pies														Calibre (AWG o kcmil)
	X_L (Reactancia) para todos los alambres		Resistencia en corriente alterna para alambres de cobre sin recubrir			Resistencia en corriente alterna para alambres de aluminio			Z eficaz a $FP = 0.85$ para alambres de cobre sin recubrir			Z eficaz a $FP = 0.85$ para alambres de aluminio			
	Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	
500	0.128 0.039	0.157 0.048	0.089 0.027	0.105 0.032	0.095 0.029	0.141 0.043	0.157 0.048	0.148 0.045	0.141 0.043	0.157 0.048	0.164 0.050	0.187 0.057	0.200 0.061	0.210 0.064	500
600	0.128 0.039	0.157 0.048	0.075 0.023	0.092 0.028	0.082 0.025	0.118 0.036	0.135 0.041	0.125 0.038	0.131 0.040	0.144 0.044	0.154 0.047	0.167 0.051	0.180 0.055	0.190 0.058	600
750	0.125 0.038	0.157 0.048	0.062 0.019	0.079 0.024	0.069 0.021	0.095 0.029	0.112 0.034	0.102 0.031	0.118 0.036	0.131 0.040	0.141 0.043	0.148 0.045	0.161 0.049	0.171 0.052	750
1000	0.121 0.037	0.151 0.046	0.049 0.015	0.062 0.019	0.059 0.018	0.075 0.023	0.089 0.027	0.082 0.025	0.105 0.032	0.118 0.036	0.131 0.040	0.128 0.039	0.138 0.042	0.151 0.046	1000

Notas:

1. Estos valores se basan en las siguientes constantes: alambres del tipo RHH del UL con trenzado de Clase B, en configuración acunada. La conductividad de los alambres es del 100 por ciento IACS para cobre y del 61 por ciento IACS para aluminio; la del conduit de aluminio es del 45 por ciento IACS. No se tiene en cuenta la reactancia capacitiva, que es insignificante a estas tensiones. Estos valores de resistencia sólo son válidos a 75° C (167° F) y para los parámetros dados, pero son representativos para los tipos de alambres para 600 volts que operen a 60 Hz.

2. La impedancia (Z) eficaz se define como $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, en donde θ es el ángulo del factor de potencia del circuito. Al multiplicar la corriente por la impedancia eficaz se obtiene una buena aproximación de la caída de tensión de línea a neutro. Los valores de impedancia eficaz de esta tabla sólo son válidos con un factor de potencia de 0.85. Para cualquier otro factor de potencia (FP) del circuito, la impedancia eficaz (Z_e) se puede calcular a partir de los valores de R y X_L dados en esta tabla, como sigue: $Z_e = R \times FP + X_L \sin[\arccos(FP)]$.



DESCRIPTIVE

- ➔ Electronic governor
- ➔ Mechanically welded chassis with antivibration suspension
- ➔ Main line circuit breaker
- ➔ Radiator for core temperature of 48/50°C max with mechanical fan
- ➔ Protective grille for fan and rotating parts (CE option)
- ➔ 9 dB(A) silencer supplied separately
- ➔ Charger DC starting battery with electrolyte
- ➔ 24 V charge alternator and starter
- ➔ Delivered with oil and coolant -30°C
- ➔ Manual for use and installation

POWER DEFINITION

PRP : Prime Power is available for an unlimited number of annual operating hours in variable load applications, in accordance with ISO 8528-1. ESP : The standby power rating is applicable for supplying emergency power in variable load applications in accordance with ISO 8528-1. Overload is not allowed.

TERMS OF USE

According to the standard, the nominal power assigned by the genset is given for 25°C Air Inlet Temperature, of a barometric pressure of 100 kPa (100 m A.S.L.), and 30 % relative humidity. For particular conditions in your installation, refer to the derating table.

ASSOCIATED UNCERTAINTY

For the generating sets used indoor, where the acoustic pressure levels depends on the installation conditions, it is not possible to specify the ambient noise level in the exploitation and maintenance instructions . You will also find in our exploitation and maintenance instructions a warning concerning the air noise dangers and the need to implement appropriated preventive measures.

D500U

Engine ref.	DP158LDS
Alternator ref.	KH01982T
Performance class	G2

GENERAL CHARACTERISTICS

Frequency (Hz)	60 Hz
Voltage (V)	480/277
Standard Control Panel	APM403
Optional control panel	APM802
Optional Control Panel	M80
Optional control panel	TELYS

POWER

Voltage	ESP		PRP		Standby Amps
	kWe	kVA	kWe	kVA	
480/277	500	625	454	568	752

DIMENSIONS COMPACT VERSION

Length (mm)	3470
Width (mm)	1500
Height (mm)	1815
Dry weight (kg)	3220
Tank capacity (L)	500

DIMENSIONS SOUNDPROOFED VERSION

Type soundproofing	M229
Length (mm)	5031
Width (mm)	1560
Height (mm)	2435
Dry weight (kg)	4257
Tank capacity (L)	500
Acoustic pressure level @1m in dB(A)	90
Guaranteed acoustic power level (Lwa)	
Acoustic pressure level @7m in dB(A)	80

Anexo 5: Base de datos

Se presentan las relaciones entre las tablas realizadas por elaboración propia.

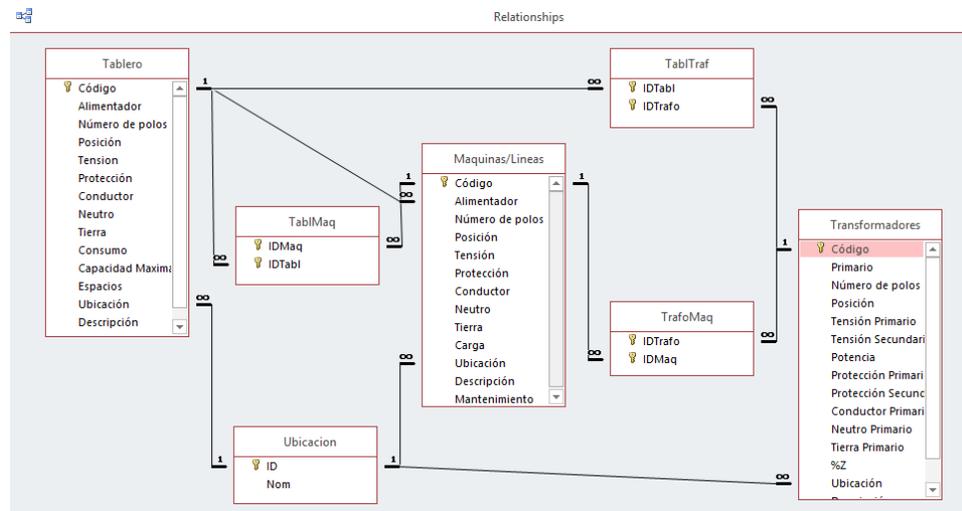


Figura 42. Relaciones para la base de datos.

Se muestra parte de las consultas realizadas para la base de datos en MS Access 2016 por elaboración propia.

```

01Ubicar
SELECT Tablero.Código, Tablero.Alimentador, Tablero.Posición, Tablero.Protección, Tablero.[Número de polos], Ubicacion.Nom
FROM Ubicacion INNER JOIN Tablero ON Ubicacion.ID = Tablero.Ubicación
WHERE (((Tablero.Código) Like [Digite el ID]))

UNION
SELECT Transformadores.Código, Transformadores.Primario, Transformadores.Posición, Transformadores.[Protección Primario], Transformadores.[Número de polos], Ubicacion.Nom
FROM Ubicacion INNER JOIN Transformadores ON Ubicacion.ID = Transformadores.Ubicación
WHERE (((Transformadores.Código) Like [Digite el ID]))

UNION SELECT [Maquinas/Lineas].Código, [Maquinas/Lineas].Alimentador, [Maquinas/Lineas].Posición, [Maquinas/Lineas].Protección, [Maquinas/Lineas].[Número de polos], Ubicacion.Nom
FROM Ubicacion INNER JOIN [Maquinas/Lineas] ON Ubicacion.ID = [Maquinas/Lineas].Ubicación
WHERE ((([Maquinas/Lineas].Código) Like [Digite el ID]));
    
```

Figura 43. Consulta para conocer la ubicación de un elemento.

```

02Ramales
SELECT Tablero.Código, Tablero.Posición, Tablero.[Número de polos], Tablero.Alimentador AS Alimentador
FROM Tablero
WHERE (((Tablero.Alimentador) Like [Digite el ID]))

UNION
SELECT Transformadores.Código, Transformadores.Posición, Transformadores.[Número de polos], Transformadores.Primario AS Alimentador
FROM Transformadores
WHERE (((Transformadores.Primario) Like [Digite el ID]))

UNION SELECT [Maquinas/Lineas].Código, [Maquinas/Lineas].Posición, [Maquinas/Lineas].[Número de polos], [Maquinas/Lineas].Alimentador AS Alimentador
FROM [Maquinas/Lineas]
WHERE ((([Maquinas/Lineas].Alimentador) Like [Digite el ID]))
ORDER BY Posición;
    
```

Figura 44. Consulta para conocer los circuitos ramales.

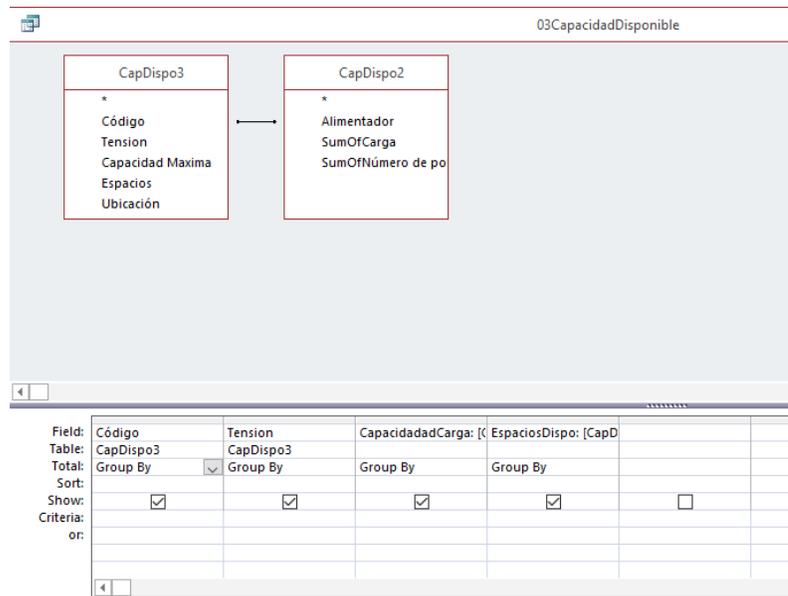


Figura 45. Consulta la capacidad disponible.

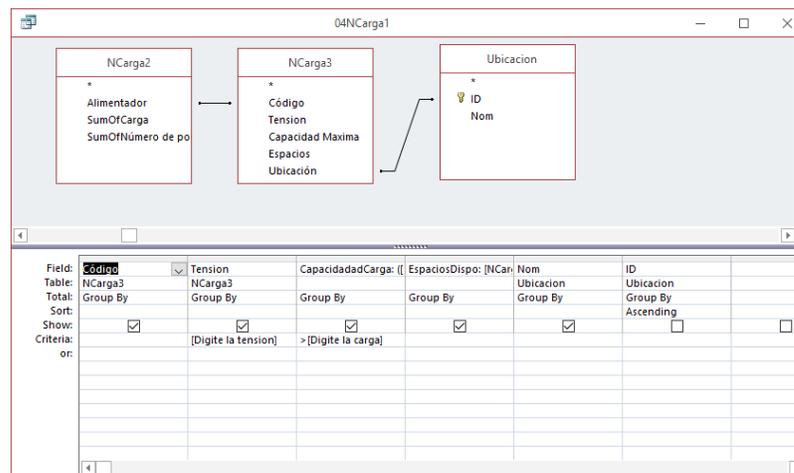


Figura 46. Consulta para colocar una nueva carga.

Anexo 6: Programación en Matlab.

Se realiza una función para las conexiones en paralelo por elaboración propia.

```
function [Zeq] = ll(varargin)

Suma = 0;

for k=1:1:length(varargin)

Suma = Suma+(1/varargin{k});

end

Zeq = 1/Suma;

end
```

A continuación, se presenta la programación realizada por elaboración propia.

```
%Estudio de corto circuito Envases Comeca

clc

format long

clear all

R = zeros(9,2);

%Valores base

Pb = 1500000; VCalle = 34500; Vb = 480;

Zb = Vb^2/Pb; Ib = Pb/(Vb*sqrt(3));

%Valores de los equipos

Equipos = zeros(21,2);

Equipos(1,1) = 1600000*34500*sqrt(3); Equipos(1,2) = 1; %RED

Equipos(2,1) = 500000; Equipos(2,2) = 0.144; %GE

Equipos(3,1) = 1500000; Equipos(3,2) = 0.0575; %TP
```

```

Equipos (4,1) = 112500; Equipos (4,2) = 0.045; %T1
Equipos (5,1) = 40000; Equipos (5,2) = 0.065; %T10
Equipos (6,1) = 100000; Equipos (6,2) = 0.065; %T14
Equipos (7,1) = 30000; Equipos (7,2) = 0.04; %T17
Equipos (8,1) = 150000; Equipos (8,2) = 0.04; %T4
Equipos (9,1) = 125000; Equipos (9,2) = 0.17; %C46
Equipos (10,1) = 125000; Equipos (10,2) = 0.17; %C47
Equipos (11,1) = 150000; Equipos (11,2) = 0.17; %C53
Equipos (12,1) = 257000*0.85; Equipos (12,2) = 0.20; %232A
Equipos (13,1) = 73780*0.85; Equipos (13,2) = 0.20; %142W
Equipos (14,1) = 20890*0.85; Equipos (14,2) = 0.20; %142T
Equipos (15,1) = 60000; Equipos (15,2) = 0.20; %141A
Equipos (16,1) = 50000; Equipos (16,2) = 0.20; %213A
Equipos (17,1) = 25000; Equipos (17,2) = 0.20; %71
Equipos (18,1) = 165890*0.85; Equipos (18,2) = 0.20; %IA
Equipos (19,1) = 75820*0.85; Equipos (19,2) = 0.20; %412B
Equipos (20,1) = 106110*0.85; Equipos (20,2) = 0.20; %412A
Equipos (21,1) = 100000; Equipos (21,2) = 0.20; %111MA

```

%Valores de los conductores

```

Conductores = zeros(19,2);
Conductores (1,1) = 19.1; Conductores (1,2) = 0.095+0.157j; %1
Conductores (2,1) = 93.4; Conductores (2,2) = 0.148+0.167j; %2
Conductores (3,1) = 27; Conductores (3,2) = 0.207+0.167j; %3
Conductores (4,1) = 31.6; Conductores (4,2) = 0.259+0.171j; %4
Conductores (5,1) = 29.3; Conductores (5,2) = 0.259+0.171j; %5
Conductores (6,1) = 70.4; Conductores (6,2) = 0.33+0.177j; %6

```

```

Conductores(7,1) = 102.9; Conductores(7,2) = 0.66+0.187j; %7
Conductores(8,1) = 1; Conductores(8,2) = 0.66+0.187j; %8
Conductores(9,1) = 59.2; Conductores(9,2) = 0.33+0.177j; %9
Conductores(10,1) = 40.5; Conductores(10,2) = 0.66+0.187j; %10
Conductores(11,1) = 37.8; Conductores(11,2) = 1.61+0.213j; %11
Conductores(12,1) = 56.6; Conductores(12,2) = 0.39+0.18j; %12
Conductores(13,1) = 107.5; Conductores(13,2) = 0.66+0.187j; %13
Conductores(14,1) = 107.5; Conductores(14,2) = 0.39+0.18j; %14
Conductores(15,1) = 120.2; Conductores(15,2) = 2.56+0.213j; %15
Conductores(16,1) = 54.6; Conductores(16,2) = 1.61+0.21j; %16
Conductores(17,1) = 50; Conductores(17,2) = 0.39+0.18j; %17
Conductores(18,1) = 4.3; Conductores(18,2) = 0.095+0.157j; %18
Conductores(19,1) = 80; Conductores(19,2) = 0.128+0.164j; %19

```

```

%-----RED-----%

```

```

%-----Método de impedancias-----%

```

```

Imp = zeros(40);
for i = 1:1:21
    Imp(i) = (Equipos(i,2)*Pb)*1j/Equipos(i,1);
end
for i = 1:1:19
    Imp(i+21) = ((Conductores(i,1)/1000)*Conductores(i,2))/Zb;
end
%Se agrega los que tienen mas de un conductor por fase
Imp(22) = ((Conductores(1,1)/1000)*Conductores(1,2))/(5*Zb); %1

```

```

Imp(23) = ((Conductores(2,1)/1000)*Conductores(2,2))/(3*Zb); %2
Imp(27) = ((Conductores(6,1)/1000)*Conductores(6,2))/(2*Zb); %6
Imp(40) = ((Conductores(19,1)/1000)*Conductores(19,2))/(3*Zb);%19

```

```

IRED = Imp(1); I1 = Imp(22);
IGE = Imp(2); I2 = Imp(23);
ITP = Imp(3); I3 = Imp(24);
IT1 = Imp(4); I4 = Imp(25);
IT10 = Imp(5); I5 = Imp(26);
IT14 = Imp(6); I6 = Imp(27);
IT17 = Imp(7); I7 = Imp(28);
IT4 = Imp(8); I8 = Imp(29);
IC46 = Imp(9); I9 = Imp(30);
IC47 = Imp(10); I10 = Imp(31);
IC53 = Imp(11); I11 = Imp(32);
I232A = Imp(12); I12 = Imp(33);
I142W = Imp(13); I13 = Imp(34);
I142T = Imp(14); I14 = Imp(35);
I141A = Imp(15); I15 = Imp(36);
I213A = Imp(16); I16 = Imp(37);
I71 = Imp(17); I17 = Imp(38);
ILA = Imp(18); I18 = Imp(39);
I412B = Imp(19); I19 = Imp(40);
I412A = Imp(20);
I111MA = Imp(21);

```

```
%Impedancias equivalentes
```

```

ZA = ll (IC53+I3, IC46+I4, IC47+I5, I232A+I6) +I2;

RIZICC1 =

ll (ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IRED+ITP+I1) ;

ZB =

I2+ll (I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IRED+ITP+I1) ;

RIZICC2 = ll (ZB, ll (IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6) ) ;

ZC =

IT4+I18+ll (ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, IL
A+I12, I412B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IRED+ITP+I1) ;

RIZICC3 = ll (ZC, I111MA) ;

%Corrientes de cortocircuito mediante el método de impedancias

R(1,1) = ((1/abs (RIZICC1)) *Ib) /1000;
R(2,1) = ((1/abs (RIZICC2)) *Ib) /1000;
R(3,1) = ((1/abs (RIZICC3)) * (Pb/ (240*sqrt (3)))) /1000;

%-----Método de KVA's-----%

KVA = zeros (40,1) ;

for i = 1:1:21

    KVA(i) = Equipos (i,1) /Equipos (i,2) ;

end

for i = 1:1:19

    KVA(i+21) = ((Vb^2) / ((Conductores (i,1) /1000) *real (Conductores (i,2)))) ;

```

end

%Se agrega los que tienen mas de un conductor por fase

KVA(22) = KVA(22)*5; %1

KVA(23) = KVA(23)*3; %2

KVA(27) = KVA(27)*2; %6

IREL = KVA(1); I1 = KVA(22);

IGE = KVA(2); I2 = KVA(23);

ITP = KVA(3); I3 = KVA(24);

IT1 = KVA(4); I4 = KVA(25);

IT10 = KVA(5); I5 = KVA(26);

IT14 = KVA(6); I6 = KVA(27);

IT17 = KVA(7); I7 = KVA(28);

IT4 = KVA(8); I8 = KVA(29);

IC46 = KVA(9); I9 = KVA(30);

IC47 = KVA(10); I10 = KVA(31);

IC53 = KVA(11); I11 = KVA(32);

I232A = KVA(12); I12 = KVA(33);

I142W = KVA(13); I13 = KVA(34);

I142T = KVA(14); I14 = KVA(35);

I141A = KVA(15); I15 = KVA(36);

I213A = KVA(16); I16 = KVA(37);

I71 = KVA(17); I17 = KVA(38);

ILA = KVA(18); I18 = KVA(39);

I412B = KVA(19); I19 = KVA(40);

I412A = KVA(20);

I111MA = KVA(21);

```
%Potencias Equivalentes
```

```
PA = ll(ll(IC53,I3) + ll(IC46,I4) + ll(IC47,I5) + ll(I232A,I6),I2);  
RKICC1 = PA + ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +  
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +  
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15) + ll(IT4,I18,I111MA) + ll(IRED,ITP,I1);  
  
PB = ll(I2,ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +  
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +  
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15) + ll(IT4,I18,I111MA) + ll(IRED,ITP,I1));  
RKICC2 = PB + ll(IC53,I3) + ll(IC46,I4) + ll(IC47,I5) + ll(I232A,I6);  
  
PC = ll(IT4,I18,PA + ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +  
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +  
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15)+ ll(IRED,ITP,I1));  
RKICC3 = PC + I111MA;
```

```
%Corrientes de cortocircuito mediante el método de KVA's equivalentes
```

```
R(1,2) = RKICC1/(1000*Vb*sqrt(3));  
R(2,2) = RKICC2/(1000*Vb*sqrt(3));  
R(3,2) = RKICC3/(1000*240*sqrt(3));
```

```
%-----GE-----%
```

```
%-----Método de impedancias-----%
```

```
Imp = zeros(40);
```

```
for i = 1:1:21
```

```
Imp(i) = (Equipos(i,2)*Pb)*1j/Equipos(i,1);
```

```

end

for i = 1:1:19

    Imp(i+21) = ((Conductores(i,1)/1000)*Conductores(i,2))/Zb;

end

%Se agrega los que tienen mas de un conductor por fase

Imp(22) = ((Conductores(1,1)/1000)*Conductores(1,2))/(5*Zb); %1
Imp(23) = ((Conductores(2,1)/1000)*Conductores(2,2))/(3*Zb); %2
Imp(27) = ((Conductores(6,1)/1000)*Conductores(6,2))/(2*Zb); %6

IRED = Imp(1); I1 = Imp(22);
IGE = Imp(2); I2 = Imp(23);
ITP = Imp(3); I3 = Imp(24);
IT1 = Imp(4); I4 = Imp(25);
IT10 = Imp(5); I5 = Imp(26);
IT14 = Imp(6); I6 = Imp(27);
IT17 = Imp(7); I7 = Imp(28);
IT4 = Imp(8); I8 = Imp(29);
IC46 = Imp(9); I9 = Imp(30);
IC47 = Imp(10); I10 = Imp(31);
IC53 = Imp(11); I11 = Imp(32);
I232A = Imp(12); I12 = Imp(33);
I142W = Imp(13); I13 = Imp(34);
I142T = Imp(14); I14 = Imp(35);
I141A = Imp(15); I15 = Imp(36);
I213A = Imp(16); I16 = Imp(37);
I71 = Imp(17); I17 = Imp(38);
ILLA = Imp(18); I18 = Imp(39);

```

```
I412B = Imp(19); I19 = Imp(40);
```

```
I412A = Imp(20);
```

```
I111MA = Imp(21);
```

```
%Impedancias equivalentes
```

```
ZA = ll(IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6)+I2;
```

```
GIZICC1 =
```

```
ll(ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4  
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IGE+I19);
```

```
ZB =
```

```
I2+ll(I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4  
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IGE+I19);
```

```
GIZICC2 = ll(ZB, ll(IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6));
```

```
ZC =
```

```
IT4+I18+ll(ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, IL  
A+I12, I412B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IGE+I19);
```

```
GIZICC3 = ll(ZC, I111MA);
```

```
%Corrientes de cortocircuito mediante el método de impedancias
```

```
R(4,1) = ((1/abs(GIZICC1))*Ib)/1000;
```

```
R(5,1) = ((1/abs(GIZICC2))*Ib)/1000;
```

```
R(6,1) = ((1/abs(GIZICC3))*(Pb/(240*sqrt(3))))/1000;
```

```
%-----Método de KVA's-----%
```

```
KVA = zeros(40,1);
```

```

for i = 1:1:21

    KVA(i) = Equipos(i,1)/Equipos(i,2);

end

for i = 1:1:19

    KVA(i+21) = ((Vb^2)/((Conductores(i,1)/1000)*real(Conductores(i,2))));

end

%Se agrega los que tienen mas de un conductor por fase

KVA(22) = KVA(22)*5; %1
KVA(23) = KVA(23)*3; %2
KVA(27) = KVA(27)*2; %6

IRED = KVA(1); I1 = KVA(22);
IGE = KVA(2); I2 = KVA(23);
ITP = KVA(3); I3 = KVA(24);
IT1 = KVA(4); I4 = KVA(25);
IT10 = KVA(5); I5 = KVA(26);
IT14 = KVA(6); I6 = KVA(27);
IT17 = KVA(7); I7 = KVA(28);
IT4 = KVA(8); I8 = KVA(29);
IC46 = KVA(9); I9 = KVA(30);
IC47 = KVA(10); I10 = KVA(31);
IC53 = KVA(11); I11 = KVA(32);
I232A = KVA(12); I12 = KVA(33);
I142W = KVA(13); I13 = KVA(34);
I142T = KVA(14); I14 = KVA(35);
I141A = KVA(15); I15 = KVA(36);
I213A = KVA(16); I16 = KVA(37);

```

```

I71 = KVA(17); I17 = KVA(38);
ILA = KVA(18); I18 = KVA(39);
I412B = KVA(19); I19 = KVA(40);
I412A = KVA(20);
I111MA = KVA(21);

```

%Potencias Equivalentes

```

PA = ll(ll(IC53,I3) + ll(IC46,I4) + ll(IC47,I5) + ll(I232A,I6),I2);
GKICC1 = PA + ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15) + ll(IT4,I18,I111MA) + ll(IGE,I19);

```

```

PB = ll(I2,ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15) + ll(IT4,I18,I111MA) + ll(IGE,I19));
GKICC2 = PB + ll(IC53,I3) + ll(IC46,I4) + ll(IC47,I5) + ll(I232A,I6);

```

```

PC = ll(IT4,I18,PA + ll(I142W,I7) + ll(I142T,I8) + ll(IT1,I9,I141A) +
ll(IT14,I10,I213A) + ll(IT10,I11,I71) + ll(ILA,I12) + ll(I412B,I13) +
ll(IT17,I14) + ll(I412A,I15)+ ll(IGE,I19));
GKICC3 = PC + I111MA;

```

%Corrientes de cortocircuito mediante el método de KVA's equivalentes

```

R(4,2) = GKICC1/(1000*Vb*sqrt(3));
R(5,2) = GKICC2/(1000*Vb*sqrt(3));
R(6,2) = GKICC3/(1000*240*sqrt(3));

```

```

%-----Monofasico-----%

Sec0 = zeros(40);

for i = 1:1:21

    Sec0(i) = (Equipos(i,2)*Pb)*1j/Equipos(i,1);

end

for i = 1:1:19

    Sec0(i+21) = ((Conductores(i,1)/1000)*Conductores(i,2))/Zb;

end

%Se agrega los que tienen mas de un conductor por fase

Sec0(22) = ((Conductores(1,1)/1000)*Conductores(1,2))/(5*Zb); %1
Sec0(23) = ((Conductores(2,1)/1000)*Conductores(2,2))/(3*Zb); %2
Sec0(27) = ((Conductores(6,1)/1000)*Conductores(6,2))/(2*Zb); %6
Sec0(40) = ((Conductores(19,1)/1000)*Conductores(19,2))/(3*Zb); %6

IRED = 4600000*13800*sqrt(3); I1 = 3*Sec0(22);
IGE = (Equipos(2,2)*Pb)*1j/0.031; I2 = 3*Sec0(23);
ITP = Sec0(3); I3 = 3*Sec0(24);
IT1 = Sec0(4); I4 = 3*Sec0(25);
IT10 = Sec0(5); I5 = 3*Sec0(26);
IT14 = Sec0(6); I6 = 3*Sec0(27);
IT17 = Sec0(7); I7 = 3*Sec0(28);
IT4 = Sec0(8); I8 = 3*Sec0(29);
IC46 = Sec0(9); I9 = 3*Sec0(30);
IC47 = Sec0(10); I10 = 3*Sec0(31);
IC53 = Sec0(11); I11 = 3*Sec0(32);
I232A = Sec0(12); I12 = 3*Sec0(33);

```

```

I142W = Sec0(13); I13 = 3*Sec0(34);
I142T = Sec0(14); I14 = 3*Sec0(35);
I141A = Sec0(15); I15 = 3*Sec0(36);
I213A = Sec0(16); I16 = 3*Sec0(37);
I71 = Sec0(17); I17 = 3*Sec0(38);
ILA = Sec0(18); I18 = 3*Sec0(39);
I412B = Sec0(19); I19 = 3*Sec0(40);
I412A = Sec0(20);
I111MA = Sec0(21);

```

```

%Impedancias equivalentes RED

```

```

ZA = ll(IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6)+I2;

```

```

MRICC1 =

```

```

ll(ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IRED+ITP+I1);

```

```

ZB =

```

```

I2+ll(I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IRED+ITP+I1);

```

```

MRICC2 = ll(ZB, ll(IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6));

```

```

ZC =

```

```

IT4+I18+ll(ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, IL
A+I12, I412B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IRED+ITP+I1);

```

```

MRICC3 = ll(ZC, I111MA);

```

```

%Impedancias equivalentes GE

```

```

ZA = ll (IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6) +I2;

MGICC1 =

ll (ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IGE+I19) ;

ZB =

I2+ll (I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, ILA+I12, I4
12B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IT4+I18+I111MA, IGE+I19) ;

MGICC2 = ll (ZB, ll (IC53+I3, IC46+I4, +IC47+I5, I232A+I6) ) ;

ZC =

IT4+I18+ll (ZA, I142W+I7, I142T+I8, IT1+I9+I141A, IT14+I10+I213A, IT10+I11+I71, IL
A+I12, I412B+I13, IT17+I14, I412A+I15, IGE+I19) ;

MGICC3 = ll (ZC, I111MA) ;

R (7, 1) = abs (3*Ib/ (RIZICC1+RIZICC1+MRICC1) ) /1000;
R (7, 2) = abs (3*Ib/ (GIZICC1+GIZICC1+MGICC1) ) /1000;
R (8, 1) = abs (3*Ib/ (RIZICC2+RIZICC2+MRICC2) ) /1000;
R (8, 2) = abs (3*Ib/ (GIZICC2+GIZICC2+MGICC2) ) /1000;
R (9, 1) = abs (3* (Pb/ (240*sqrt (3) ) ) / (RIZICC3+RIZICC3+MRICC3) ) /1000;
R (9, 2) = abs (3* (Pb/ (240*sqrt (3) ) ) / (GIZICC3+GIZICC3+MGICC3) ) /1000;

%-----Resultados-----%

disp ('-----
-----')

disp ('Estudio de cortocircuito para Envases Comeca S. A. ')

```

```

disp('Instituto Tecnológico de Costa Rica')
disp('Practica Ing. Mantenimiento Industrial')
disp('I Semestre 2018')
disp('Kevin Elizondo Picado')
disp('-----')
disp('-----')
disp('Corriente simétrica de falla trifásica/monofásica en conexión con la
red.')
disp(' ')
disp('Switchboard')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(1,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(1,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(7,1))
disp(' ')
disp('Centro de carga de los compresores (222Z)')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(2,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(2,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(8,1))
disp(' ')
disp('Centro de carga monofásico (111MA)')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(3,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(3,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(9,1))
disp(' ')
disp('-----')
disp('-----')

```

```
disp('Corriente simétrica de falla trifásica/monofásica en conexión con la
planta.')
disp(' ')
disp('Switchboard')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(4,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(4,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(7,2))
disp(' ')
disp('Centro de carga de los compresores (222Z)')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(5,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(5,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(8,2))
disp(' ')
disp('Centro de carga monofásico (111MA)')
fprintf('Método de impedancias: %.2f kA.\n',R(6,1))
fprintf('Método de KVAs equivalentes: %.2f kA.\n',R(6,2))
fprintf('Falla monofásica: %.2f kA.\n',R(9,2))
```

Anexo 7: Facturación eléctrica

F-00 FACTURA 56790280		Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. Ced. Jur. 3-101-000046	NISE 472001
COPIA COMPROBANTE DEL CLIENTE NOMBRE COMECA S A		MEDIA TENSION (TMT)	NÚMERO CÉDULA 0102830000
DIRECCIÓN EXACTA CTRO COLON	PROVINCIA SAN JOSÉ	CANTÓN SAN JOSÉ	DISTRITO URUCA

DATOS DEL SERVICIO					
TIPO DE SERVICIO	CONSTANTE	SUB ESTACIÓN	CIRCUITO	LOCALIZACIÓN	NÚMERO DE MEDIDOR
ENERGÍA	600	PRIMER AMOR	1001 VALENCIA	4212460170	999694

DEPOSITO DE GARANTIA	CONSUMO LEIDO (kWh)	COSTO POR kWh DEL ALUMBRADO PÚBLICO	FECHA FACTURACIÓN ACTUAL	FECHA FACTURACIÓN ANTERIOR	FECHA DE PRÓXIMA FACTURACIÓN	FECHA DE EMISIÓN-PUSTA AL COBRO
€ 24,810.00	324180	€ 3.51	30-11-2017	01-11-2017	01-12-2017	05-12-2017

CONSUMO DE ENERGIA -kWh-			MÁXIMA DEMANDA -kW-				
PERÍODO	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)	COSTO DEL kWh	IMPORTE FACTURADO	PERÍODO	DEMANDA MÁXIMA FACTURA kW	COSTO DEL kW	IMPORTE FACTURADO
PUNTA	74,633	€ 60.35	€ 4,504,100.00	PUNTA	830.01	€ 10,582.96	€ 8,783,965.00
VALLE	146,022	€ 30.19	€ 4,408,405.00	VALLE	993.55	€ 7,530.11	€ 7,481,535.00
NOCTURNO	103,525	€ 21.73	€ 2,249,600.00	NOCTURNO	637.17	€ 4,780.26	€ 3,045,820.00
Sub Total	324,180		€ 11,162,105.00	Sub Total			€ 19,311,320.00

FACTOR DE POTENCIA (%)					
PERÍODO	DEMANDA MÁXIMA FACTURADA	kVA MÁXIMOS	FP	MÍNIMO REQUERIDO	RECARGO BAJO FP
PUNTA	830.01	0	94.90	90	€ 0.00
VALLE	993.55	0	92.98	90	€ 0.00
NOCTURNO	637.17	0	96.82	90	€ 0.00

HISTÓRICO DEL CONSUMO											
MES / AÑO	PUNTA			VALLE			NOCTURNO			DÍAS FACT.	IMPORTE FACTURADO
	ENERGÍA	DEMANDA	FACTOR DE POTENCIA (%)	ENERGÍA	DEMANDA	FACTOR DE POTENCIA (%)	ENERGÍA	DEMANDA	FACTOR DE POTENCIA (%)		
12-2016	66,956	809.56	94.16	131,163	832.54	94.04	101,151	624.65	95.22	48.32	€ 33,525,995.00
1-2017	81,234	857.61	94.51	158,369	869.10	94.30	120,940	661.91	95.54	55.76	€ 31,435,190.00
2-2017	75,695	827.46	94.80	150,287	851.30	94.51	114,779	637.51	94.83	59.57	€ 30,146,695.00
3-2017	84,340	880.88	94.57	165,411	896.62	95.10	119,786	798.86	95.06	55.40	€ 32,926,140.00
4-2017	63,078	859.60	95.59	123,987	862.64	94.61	77,836	615.68	94.95	42.65	€ 28,099,070.00
5-2017	78,177	922.26	92.49	155,553	934.25	92.63	91,061	651.59	95.36	46.73	€ 31,643,160.00
6-2017	71,410	879.06	94.91	141,029	862.04	94.61	77,029	607.63	95.59	45.74	€ 29,267,880.00
7-2017	72,567	823.31	93.17	140,446	918.81	94.82	105,390	627.98	94.96	46.58	€ 30,108,600.00
8-2017	72,282	826.50	95.05	141,101	858.55	93.78	95,830	539.03	94.10	48.41	€ 29,044,360.00
9-2017	72,275	806.90	94.29	143,886	881.55	94.22	98,342	519.52	93.94	49.55	€ 29,055,150.00
10-2017	76,982	981.16	90.47	152,354	967.96	92.66	100,902	641.61	95.64	45.24	€ 36,537,150.00
11-2017	74,633	830.01	94.90	146,022	993.55	92.98	103,525	637.17	96.82	45.32	€ 34,611,525.00
PROMEDIO MENSUAL	74,136	858.69	94.08	145,801	894.08	94.02	100,548	630.26	95.17	49.11	€ 31,366,742.92

FACTURACIÓN			MES AL COBRO	SUBTOTAL POR PAGAR
COD.	DETALLE	IMPORTE	NOVIEMBRE	€ 30,649,980.00
1	ENERGÍA	€ 11,162,105.00		
2	DEMANDA	€ 19,311,320.00		
6	ALUMBRADO PÚBLICO	€ 175,500.00		
24	IMPUESTO DE VENTAS.	€ 3,961,545.00		
TRB	TRIBUTOS BOMBEROS	€ 1,055.00		
	VALOR EMISIÓN	€ 34,611,525.00		
	SALDO ACTUAL	€ 34,611,525.00		

FECHA DE VENCIMIENTO	IMPUESTO DE VENTAS	TOTAL POR PAGAR
21-12-2017	€ 3,961,545.00	€ 34,611,525.00
MES (ES) PENDIENTE (S)		
1		
A la fecha de emisión de la factura		€ 919,470.00
CARGA POR CANCELACIÓN TARDÍA		€ 919,470.00

¡EVITEMOS ACCIDENTES! RECUERDE REVISAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE SU CASA, ASÍ PODRÁ COMPROBAR EL ESTADO DE LA MISMA Y PREVENIR POSIBLES INCENDIOS.

Si tiene alguna consulta, sugerencia o queja sobre su servicio eléctrico o facturación puede comunicarse al:

800-ENERGÍA (800-363-7442) | whatsapp 8319-5273 | 800energia@cnfl.go.cr | www.cnfl.go.cr | Agencia Virtual https://agenciavirtual.cnfl.go.cr

Averías Eléctricas y de Alumbrado Público | Descargue nuestra APP CNFL en su celular | Redes Sociales: facebook.com/cnfl, twitter.com/cnfl, instagram/cnflcr

1026 | Google play | App Store

