



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

**ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA
SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS PARA
SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE EMBOTELLADO DE AGUA
PURA.**

David Ricardo Martínez Leonardo.

Asesorado por el Ing. Julio César Solares Peñate

Guatemala, abril de 2010.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos.
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria.
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López.
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón.
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortiz de León.
VOCAL V	Br. José Alfredo Ortiz Herincx.
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Veliz Vargas.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos.
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López.
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Veliz Vargas.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA
SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS PARA
SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE EMBOTELLADO DE AGUA
PURA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 13 de agosto del 2009.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'David Ricardo Martínez Leonardo', is written over a horizontal line.

David Ricardo Martínez Leonardo

Guatemala, 12 de Enero de 2010

INGENIERO

Otto Fernando Andrino Gonzáles.
Coordinador de Área de Electrotecnia.
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Facultad de Ingeniería.
USAC.

Señor Coordinador:

Cumpliendo con lo resuelto por la dirección de escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de tesis titulado ***“ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS PARA SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE EMBOTELLADO DE AGUA PURA.”***, desarrollado por el estudiante universitario David Ricardo Martínez Leonardo, previo a optar al título de Ingeniero Mecánico Electricista.

El trabajo presentado por el estudiante Martínez, ha sido desarrollado cumpliendo con los requisitos reglamentarios, consultando la bibliografía adecuada y siguiendo con las recomendaciones de la asesoría.

Por todo lo anteriormente expuesto tanto el autor como yo, nos hacemos responsables del contenido y conclusiones de dicho trabajo de tesis y en consecuencia por medio de la presente me permito APROBARLO para los tramites de graduación del autor.

Atentamente,


JULIO CÉSAR SOLARES PEÑATE.
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado 2330
ASESOR



Ref. EIME 18. 2010
Guatemala, 02 de MARZO 2010.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE
RUTINAS PARA SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE
EMBOTELLADO DE AGUA PURA”, del estudiante, David
Ricardo Martínez Leonardo, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Otto Fernando Andrino González
Coordinador del Área de Electrotécnica



OGAG/sro



REF. EIME 11. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; David Ricardo Martínez Leonardo titulado: “ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS PARA SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE EMBOTELLADO DE AGUA PURA”, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 18 DE FEBRERO 2,010.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL E IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS PARA SU MANTENIMIENTO, EN UNA PLANTA DE EMBOTELLADO DE AGUA PURA**, presentado por el estudiante universitario **David Ricardo Martínez Leonardo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, mayo de 2010



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios: Por haberme regalado la vida y la bendición de estar cumpliendo esta meta.

Mis padres: César Augusto Martínez.
Nely Marilú Leonardo.
Con amor y gratitud para que este día sea la recompensa de toda una vida de esfuerzos.

Mis hermanos: Danilo, Javier y Diego, con amor para que esta sea una meta a superar.

Mi abuela: Angélica Awe
Por que su amor y la luz de su ejemplo aún iluminan mi vida y su presencia me acompaña siempre desde el cielo.

Mi novia: Analiz Pérez
Por que su amor, apoyo y comprensión me han llenado de felicidad.

Mi patria: Guatemala
Que no se me olvide nunca tu historia y sufrimiento.
Siendo tu desarrollo un compromiso en mi vida profesional.

AGRADECIMIENTOS A:

Mi familia por estar siempre a mi lado y apoyarme en todo momento.

Mi asesor Ing. Julio Solares, por su aporte y ayuda en la elaboración de este trabajo de graduación.

Mis amigos por haber acompañado mi camino en estos años de estudio universitario.

La Universidad de San Carlos, gloriosa tricentenaria, por haber sido mi segundo hogar y ente formador de mis habilidades profesionales.

Al pueblo de Guatemala, por haberme permitido ser hoy un profesional de la ingeniería.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CONSIDERACIONES GENERALES	1
1.1 Descripción del proceso de producción de la empresa	1
1.1.1 Proceso de obtención y purificación de agua	1
1.1.2 Proceso de envasado y transporte del producto dentro de la planta	2
1.2 Normas de operación de la planta	4
1.2.1 Calidad de la energía	5
1.2.1.1 Normas Industriales	6
1.2.2 Factor de Potencia	7
1.2.3 Tipo de cargas conectadas	9
1.2.4 Demanda máxima de energía	10
1.2.5 Porcentaje de ocupación de tableros y canaletas	11
1.3 Alimentación del sistema eléctrico: subestaciones y sus componentes	12
1.3.1 Descripción de la subestación y tipos existentes	12
1.3.2 La subestación industrial y sus partes	13

1.3.3	Descripción de la subestación analizada.	14
1.3.4	Diagrama unifilar de la subestación.	15
2.	DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN	17
2.1	Análisis del sistema eléctrico	17
2.2	Tipos de fallas en sistemas eléctricos industriales	18
2.2.1	Identificación de la falla y las condiciones que la producen	19
2.2.2	Descripción de la falla en la subestación analizada	22
2.3	Auditoría eléctrica.	25
2.3.1	Identificación del sistema eléctrico	26
2.3.2	Realización de inventario del equipo	27
2.3.3	Realización de las planillas de los tableros	29
2.3.4	Realización de inventario de los alimentadores	32
2.4	Cálculo de conductores y protecciones del equipo	33
2.4.1	Definiciones para el cálculo	35
2.4.2	Resultados del cálculo realizado	36
2.5	Detección de las condiciones de operación que propician la falla	38
2.5.1	Análisis de capacidad instalada vs utilizada.	39
2.5.2	Definiciones para el cálculo	40
2.5.3	Análisis de los resultados obtenidos	44

2.6	Porcentaje de ocupación de canaletas	50
3.	CORRECCIONES Y PROPUESTAS DE REDISEÑO.	53
3.1	Maniobras de carga	54
3.1.1	Ejecución de las maniobras propuestas	56
3.1.2	Análisis de resultados	58
3.1.3	Demandas máximas estimadas para equipo significativo	60
3.2	Coordinación de protecciones	62
3.2.1	Riesgos en la operación de motores eléctricos	63
3.2.2	Características de los motores a considerar para su protección	64
3.2.3	Criterios para el ajuste de los diferentes tipos de interruptores	65
3.2.4	Proceso de coordinación de protecciones	69
3.3	Mejora del factor de potencia	73
3.3.1	Tipos de compensación de potencia reactiva	74
3.3.2	Cálculo del banco de condensadores	76
3.3.3	Corrección del factor de potencia en la planta	80
3.3.4	Consideraciones económicas	81
3.4	Actualización y presentación del plano de la subestación	82
3.4.1	Correcciones del plano original	83
3.4.2	Descripción e identificación de los tableros faltante	85
3.4.3	Presentación del plano actualizado y corregido	88

4. IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS DE MANTENIMIENTO	89
4.1 Definición de mantenimiento	89
4.1.1 Tipos y niveles de mantenimiento	92
4.1.2 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de cada tipo de mantenimiento	95
4.2 Mantenimiento productivo total	98
4.3 Descripción del sistema de mantenimiento actual en la planta	101
4.4 Propuesta de mantenimiento para el sistema eléctrico de la subestación	103
4.4.1 Responsabilidad de la realización del mantenimiento	104
4.4.2 Normas de seguridad	106
4.4.3 Gestión del equipo	109
4.4.3.1 Dossier máquina	110
4.4.3.2 Fichero histórico de la máquina	111
4.4.4 Gestión del trabajo	112
4.4.4.1 Clasificación del trabajo	113
4.4.4.2 Programación del trabajo	114
4.4.5 Programa de inspección y prueba del equipo	115
4.5 Análisis de averías	120
4.5.1 Metodología a utilizar	120
4.5.2 Diagrama de Pareto	122
4.6 Rutinas de mantenimiento eléctrico	127
4.7 Subcontratación de mantenimiento	132

5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO	135
5.1 El análisis económico	135
5.1.1 Análisis económico en la toma de decisiones	136
5.1.2 El valor del dinero en el tiempo	136
5.1.3 Flujo de efectivo	137
5.1.4 Factores económicos de análisis	138
5.2 Relación de Beneficio Costo	139
5.3 Relación Beneficio Costo para las propuestas dadas	141
5.3.1 Análisis de la propuesta “A”	143
5.3.2 Análisis de la propuesta “B”	147
CONCLUSIONES	151
RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFÍA	155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama de flujo del proceso de purificación y envasado	2
2. Línea de producción de garrafrones	3
3. Línea de producción de botella de 12 oz.	4
4. Triángulo de potencia	7
5. Pérdida en un conductor vs. factor de potencia	8
6. Elementos principales de la subestación de media tensión	14
7. Diagrama unifilar de la subestación analizada	16
8. Localización típica en el diagrama unifilar de fallas en el sistema eléctrico	21
9. Diagrama de conexiones de los compresores del banco	24
10. Formato de levantado de equipo o lista de verificación	29
11. Cargas conectadas, factor de demanda y cargas esperadas en un tablero	30
12. Proceso de identificación de la capacidad de los alimentadores	32
13. Formato de levantado de equipo en los alimentadores	33
14. Rectángulo equivalente	51
15. Comparación de áreas	52
16. Rediseño de un sistema eléctrico industrial	54
17. Curva típica de corriente de arranque y límite térmico del motor	64
18. Curva característica del interruptor magnético	66

19. Curva característica del interruptor térmico	67
20. Curva característica del interruptor magneto - térmico	68
21. Secuencia de apertura para un sistema selectivo	69
22. Ajuste de tiempo y corriente para dispositivos de protección	71
23. Dispositivos de disparo para interruptores	71
24. Interruptor con unidad de disparo ATU , y sus graficas de coordinación de protecciones	72
25. Efecto de la compensación en la corriente requerida por un motor	73
26. Conexión posible del banco de condensadores	76
27. Relaciones existentes en el triángulo de potencia	77
28. Triangulo de potencia compensado	77
29. Diagrama de los tableros faltantes en el plano	86
30. Planillas de los tableros TB9 y TB10	87
31. Plano eléctrico de la subestación modificado	88
32. Relación de los tipos de mantenimiento	92
33. Diagrama de decisión para mantenimiento	93
34. Orden de trabajo para ejecución de mantenimiento	102
35. Ficha de control de historial de fallas	119
36. Diagrama de Pareto del sistema eléctrico	126
37. Diagrama de flujo de efectivo	137
38. Factores económicos y su notación estándar	138
39. Representación gráfica de los factores y el flujo del dinero	139
40. Diagrama de flujo de efectivo de la propuesta "A"	145
41. Diagrama de flujo de efectivo Propuesta "B"	148

TABLAS

I.	Aumento de corriente y perdida por factor de potencia	8
II.	Factores de demanda	11
III.	Características operativas de la subestación	15
IV.	Condiciones de operación del banco de compresores	22
V.	Capacidad (A) de diferentes conductores	26
VI.	Cuadro de resumen de los tableros de la subestación	27
VII.	Cuadro de resumen. Demanda o carga instalada en cada tablero	31
VIII.	Características constructivas y de operación de los compresores	34
IX.	Cuadro de resumen. Conductores y protecciones en el banco de compresores	34
X.	Capacidad de conductores calculados vs. Conductores instalados	36
XI.	Cuadro comparativo. Capacidad de protecciones calculadas vs. protecciones instaladas	37
XII.	Factores de demanda corregidos	44
XIII.	Demanda corregidas para cada tablero	45
XIV.	Demanda admisible por tablero	46
XV.	Condiciones de operación de la subestación	48
XVI.	Carga admisible en el tablero principal	48
XVII.	Sobrecargas detectadas	55
XVIII.	Tableros con mayor capacidad de conexión	55
XIX.	Equipo instalado en los tableros analizados	55
XX.	Cuadros comparativos de las condiciones operativas después de las maniobras	59
XXI.	Resumen de las demandas del equipo significativo	61

XXII. Condiciones de demanda finales luego de las correcciones	61
XXIII. Factores de corrección para encontrar la capacidad del condensador	79
XXIV. Demanda máxima y promedio estimada en la subestación	80
XXV. Evolución del mantenimiento	91
XXVI. Niveles de mantenimiento	94
XXVII. Pasos posteriores a la selección del modelo de mantenimiento	98
XXVIII. Programa de inspección y prueba del sistema eléctrico	118
XXIX. Costo de equipo del sistema eléctrico	124
XXX. Porcentaje de pérdida de producción por falla de equipo	124
XXXI. Costo de la avería	125
XXXII. Datos del diagrama de Pareto	125
XXXIII. Descripción de las pruebas del transformador	129
XXXIV. Rutinas de mantenimiento para boquillas, seccionador y protecciones	130
XXXV. Rutinas de mantenimiento para alimentadores y tableros	131
XXXVI. Cotización de equipo a instalar	143
XXXVII. Costos de mano de obra	144
XXXVIII. Costo y periodicidad del mantenimiento contratado	148

GLOSARIO

ALIMENTADOR.	Conductor instalado con la finalidad de transportar energía eléctrica desde la subestación hasta un punto en un tablero de distribución.
ANSI.	Instituto Nacional de Estandarización Estadounidense por sus siglas en inglés. Organización privada sin fines de lucro que coordina la estandarización de normas.
AUDITORÍA ELÉCTRICA.	Procedimiento en el cual se hacen inventarios de equipo instalado, buscando conocer sus características operativas y consumo de energía
AWG.	American Wire Gauge. Notación referente a calibres estandarizados para conductores eléctricos.
BARRAS.	Conductores rígidos del los tableros donde se asegura la conexión de los alimentadores.
BOQUILLAS.	Elemento del transformador que asegura lo conexión de los devanados internos con las líneas de alimentación externas, asegurando el nivel de aislamiento.
BUSHINGS.	Sinónimo de boquillas del transformador.
CALIBRE.	Área efectiva de conducción del conductor eléctrico.
CANALETA.	Recipiente utilizado para soportar y proteger los conductores eléctricos de una instalación.

CARGA.	Término referente al consumo de energía que representa en el sistema eléctrico cada equipo instalado.
CORTOCIRCUITO.	Falla del equipo o del sistema eléctrico que presenta enormes niveles de corriente por el paso de la misma directamente de una fase viva a tierra.
DEMANDA.	Energía consumida en el tiempo.
DIAGRAMA UNIFILAR.	Representación gráfica del sistema eléctrico, por un solo hilo.
DOSSIER.	Expediente completo de una máquina o elemento.
FACTOR DE DEMANDA.	Relación entre la demanda máxima y la carga conectada. Da un indicativo del porcentaje de utilización de la carga.
FILTRO PULIDOR.	Filtro encargado de eliminar sólidos en el agua y asegurar la misma sea cristalina.
HISTOGRAMA.	Representación gráfica de una variable.
IEEE.	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos por sus siglas en inglés. Ente encargado de la estandarización y aseguramiento de calidad en prácticas eléctricas industriales
KVA.	Kilovoltio amperio. Unidad de la potencia aparente.

MCM.	Calibre de conductores que expresa el área en mil circulares o fracciones de pulgada referida al diámetro del conductor.
NEC.	National Electrical Code. Código oficial estadounidense que rige las prácticas eléctricas.
POTENCIA REACTIVA.	Potencia utilizada en motores y transformadores para la creación de sus campos eléctricos.
POTENCIA APARENTE.	Suma vectorial de la potencia real o disipada mas la potencia reactiva.
SUBESTACIÓN.	Conjunto de elementos que tienen como objetivos, derivar circuitos y variar niveles de voltaje para la alimentación del sistema eléctrico de la planta.
TABLERO.	Elemento donde se encuentran montadas todas las protecciones de los alimentadores del sistema eléctrico y de donde se derivan los circuitos secundarios.
THHN.	Abreviación de los materiales de los que se encuentra construido el aislante de un conductor. Se refiere a Nylon termoplástico resistente al extremo calor.
VAN.	Valor actual neto. Método económico que permite conocer el valor actual neto de un determinado flujo de efectivo.

RESUMEN

Este documento surge debido a la necesidad de diagnosticar las condiciones de operación que están propiciando un disparo en la subestación principal de alimentación de una planta de embotellado de agua pura, así como de la necesidad existente de realizar una implementación de un programa de monitoreo y de rutinas de mantenimiento para la misma.

• Capítulo 1

Se expone el proceso de producción de la planta con el objetivo de dar a conocer las características de operación que se deben tener para lograr continuidad y confiabilidad en el servicio que se presta, al mismo tiempo se explican los términos de factor de potencia, demanda máxima de energía, calidad de la energía y porcentajes de ocupación de tablero y canaletas, dando una descripción de la subestación analizada y presentando también el plano de la misma.

• Capítulo 2

En este capítulo se exponen los pasos a seguir para poder analizar el estado de operación del sistema eléctrico de una subestación industrial. Como primer punto, se exponen los tipos de falla que se presentan comúnmente en este tipo de industrias, y se procede a identificar las condiciones de operación que están propiciando la falla descrita.

Habiendo identificado dichas condiciones operativas, se presentan los pasos a seguir para realizar una auditoría eléctrica, buscando conocer por medio de inspección visual y de mediciones de parámetros operativos, tanto el equipo instalado en el sistema eléctrico como la demanda real de energía del mismo. De este análisis surge la identificación de los elementos que se encuentran sobrecargados y al límite de sus capacidades.

- **Capítulo 3**

En este capítulo se presentan las propuestas de rediseño y de corrección para solucionar el problema del disparo de la protección principal de la subestación, al mismo tiempo que se exponen los conceptos para el análisis de las nuevas condiciones de operación luego de realizadas las correcciones y maniobras de carga. Se complementan las correcciones y el rediseño del sistema, con una propuesta de instalación de un banco de condensadores centrales en la entrada de alimentación de la subestación, para llegar a tener un factor de potencia apropiado.

- **Capítulo 4**

Con el propósito de asegurar la continuidad y confiabilidad en la operación de la planta, se propone en este capítulo la implementación de un plan de monitoreo e inspección para el sistema eléctrico, al mismo tiempo que se describen las rutinas de mantenimiento apropiadas para el equipo crítico de la subestación, con el objetivo de complementar las propuestas de corrección y rediseño, buscando no solo conocer la capacidad del sistema, sino también controlar, prevenir y atenuar posibles condiciones de falla y desperfectos en el equipo instalado.

- **Capítulo 5**

En este capítulo se procede a describir los conceptos y pasos necesarios para evaluar a través de un análisis de Beneficio / Costo, las propuestas de correcciones y de rediseño, así como la implementación de las rutinas de mantenimiento presentadas a lo largo de este documento, buscando conocer por medio de dicho análisis económico la viabilidad de las mismas.

OBJETIVOS

GENERALES:

1. Proporcionar al interesado, una metodología para el análisis del sistema eléctrico de una planta industrial.
2. Desarrollar el rediseño del sistema eléctrico de una subestación Industrial, e implementar rutinas de mantenimiento en la misma para corregir detectar y prevenir las condiciones de falla.

ESPECÍFICOS:

1. Identificar las diferentes condiciones de operación que propicien fallas dentro de un sistema eléctrico industrial, así como proponer sus respectivas maniobras y modificaciones no solo para corregir dichas condiciones, sino también para darle a la instalación mayor confiabilidad.
2. Proponer métodos para la corrección del factor de potencia en la subestación.
3. Implementar rutinas de inspección y de mantenimiento para el equipo que forma parte de la instalación eléctrica de la planta, de tal forma que se puedan prevenir, detectar y corregir fallas.
4. Realizar un análisis de beneficio costo para las propuestas que se den, buscando exponer los pasos a seguir para poder evaluar alternativas en proyectos industriales por medio del análisis económico

INTRODUCCIÓN

Una planta industrial se constituye de la instalación de maquinaria y equipo, que tienen como objetivo llevar a cabo el proceso de fabricación de algún producto, con el propósito general de crear ingresos para la empresa a la que pertenece. Siendo uno de los principales objetivos por alcanzar el de maximizar las ganancias, se puede afirmar que es de vital importancia para este propósito el minimizar los paros de producción.

En este trabajo de graduación se desarrollan los conceptos que se deben de tomar en cuenta para poder realizar un diagnóstico del sistema eléctrico de una subestación industrial, así como los pasos a seguir para rediseñarlo, es decir realizar correcciones de factores de demanda, maniobras de carga, cambio de conductores de alimentador, coordinación de protecciones y propuestas de mejora del factor de potencia. Todo esto teniendo como prioridad, la seguridad tanto del personal como de la maquinaria y buscando alcanzar la máxima continuidad y confiabilidad del servicio. Se complementa dicho análisis del sistema eléctrico de la subestación, con una exposición de los pasos a seguir para poder implementar un sistema de inspección y monitoreo para el equipo en operación, así como también se proponen rutinas de mantenimiento eléctrico para la subestación, tomando como base un sistema de mantenimiento predictivo para los elementos de mayor relevancia dentro del sistema, buscando estar en capacidad de detectar y analizar las fallas que se presenten.

Al mismo tiempo, se presenta la base teórica y práctica para poder realizar un análisis de fallas, con el objetivo de priorizar el esfuerzo de mantenimiento en el equipo de más influencia sobre la continuidad de servicio de la planta. Complementando lo anteriormente expuesto, se describen los pasos a seguir para realizar un análisis económico de proyectos industriales, concretamente se expone el método de la relación de Beneficio Costo para las propuestas de rediseño y corrección, así como para las propuestas de implementación de rutinas de mantenimiento.

1. CONSIDERACIONES GENERALES

En este capítulo se recopila y se expone tanto el proceso de producción como las normas de operación de la planta de purificación de agua, donde se desarrolló este trabajo, con el objetivo de dar a conocer las consideraciones técnicas que hay que tener en cuenta para realizar un análisis apropiado del sistema eléctrico de la subestación que alimenta la demanda de energía de la planta.

1.1 Descripción del proceso de producción de la empresa

Para tener la capacidad de realizar el análisis y diagnóstico del sistema eléctrico de la subestación de la planta, fue necesario primeramente conocer tanto el proceso de producción como las normas de operación de la misma, buscando realizar una identificación apropiada de las necesidades energéticas y de las condiciones que pueden llegar a propiciar fallas en el sistema que incidirán directamente en la continuidad del servicio que se presta.

1.1.1 Proceso de obtención y purificación del agua

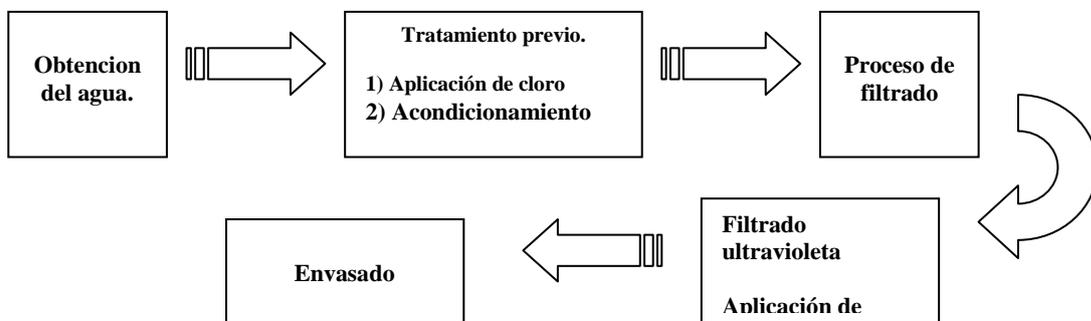
El agua que se utiliza para el envasado de las diferentes presentaciones de los productos finales, se obtiene directamente de pozos y manantiales propios de la empresa, desde donde se traslada la misma mediante sistemas de bombeo y conducción hasta la planta. Antes de empezar el proceso de purificación el agua se conoce como agua cruda.

Después de esta primera etapa de obtención del agua, se inicia la etapa de purificación del agua donde se aplica un tratamiento previo con cloro al cual le sigue un acondicionamiento químico cuya misión es regular la cantidad de sólidos en la misma, ésta constituye la segunda etapa del proceso. A continuación se pasa el producto por dos sistemas de filtrado, el primero retiene el material suspendido y

elimina el cloro, mientras que el segundo sistema llamado de filtros pulidores, se encarga de darle al agua su estado cristalino.

La etapa más importante de la purificación del agua se lleva a cabo por medio de filtros ultravioleta que se encargan de eliminar microorganismos aun presentes después de las dos etapas de filtrado, esta etapa se complementa por medio de una purificación con ozono que garantiza la pureza del líquido.

Figura 1. Diagrama de flujo del proceso de purificación y envasado



1.1.2 Proceso de envasado y transporte del producto dentro de la planta

El proceso de envasado del agua pura para las diferentes presentaciones, se realiza por medio de una secuencia de tareas en diferentes líneas de producción, estas a la vez se dividen en trenes de trabajo, donde de manera totalmente automatizada se realiza un trabajo específico con el objetivo de tener la mayor rapidez y eficiencia posible.

El movimiento en los diferentes trenes de las líneas de producción, se logra por medio de bandas de transporte que están provistas de elementos compuestos de motores y reductores de velocidad, los cuales aportan el torque suficiente para poder llevar el producto de un tren a otro.

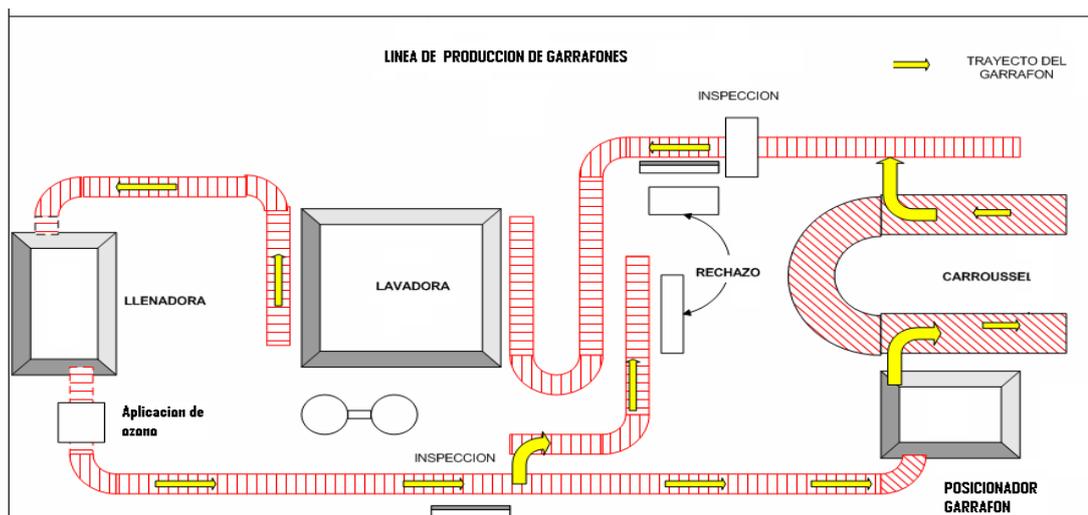
Se puede dividir el proceso de producción para dos trabajos realizados:

- a) Las líneas de envasado de garrafones
- b) Las líneas de envasado de de botellas de 12 oz

La línea de producción de garrafones cuenta con los siguientes elementos:

- Banda de transporte de garrafón vacío.
- Módulo de inspección de garrafón.
- Lavadora de Garrafones.
- Módulo de llenado y aplicación de ozono.
- Módulo de inspección final.
- Posicionador de garrafones.
- Banda de transporte de garrafón lleno.

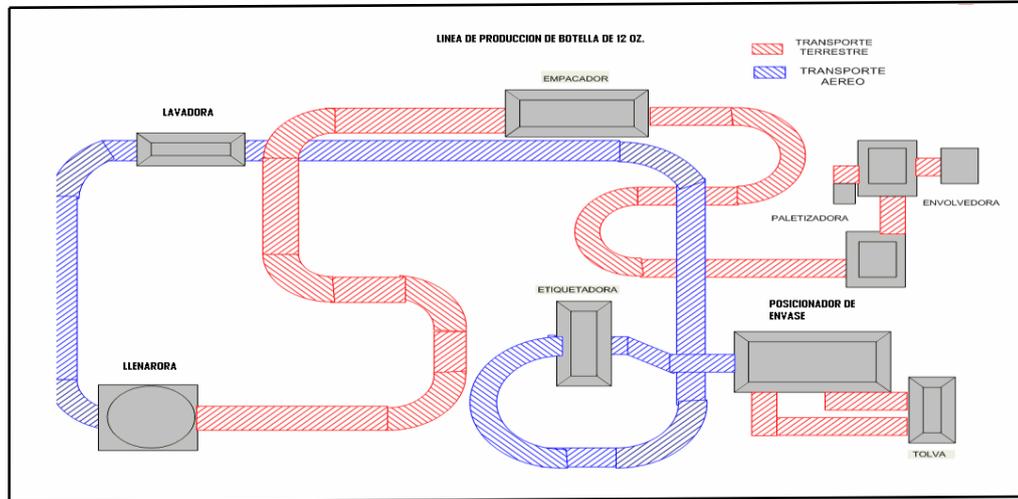
Figura 2. Línea de producción de garrafones



La línea de producción de botellas de 12 oz. Cuenta con los siguientes elementos:

- Tolva de envases
- Posicionador automático de envases.
- Etiquetadora.
- Lavadora de envases.
- Llenadora.
- Empacadora.(12 unidades)
- Módulo de Empaque fina

Figura 3. Línea de producción de botellas de 12 oz.



1.2 Normas de operación de la planta.

Hay parámetros de operación para cada planta industrial que se deben de conocer y cumplir para asegurar la continuidad y la confiabilidad del proceso que se esté llevando a cabo, estos parámetros operacionales son los siguientes:

- Calidad de la energía
- Factor de potencia
- Cargas conectadas
- Demanda máxima de energía
- Porcentaje de ocupación de tableros.

Cada uno de estos parámetros son de vital importancia para mantener la operación del sistema eléctrico en óptimas condiciones, ya que éstos influyen directamente sobre las pérdidas eléctricas que se puede llegar a tener. Toda pérdida eléctrica se ve reflejada como un aumento de temperatura en el elemento en que se esté presentando la misma y este gradiente de temperatura influye directamente tanto en la capacidad de transmisión de energía como en la integridad del nivel de aislamiento de dicho elemento.

Con base a la necesidad que se tiene de realizar un diagnóstico y rediseño del sistema eléctrico de la subestación de alimentación de la planta, corresponde ahora definir el valor que deben de tener dichos parámetros para asegurar un funcionamiento óptimo. Este es entonces el primer paso a seguir para poder analizar las condiciones actuales del sistema y proponer por ende las respectivas correcciones.

1.2.1 Calidad de la energía

El término calidad de energía eléctrica se emplea para describir la variación de la tensión, corriente y frecuencia en el sistema eléctrico.

Históricamente, la mayoría de los equipos son capaces de operar satisfactoriamente con variaciones relativamente amplias de estos tres parámetros. Sin embargo, en los últimos diez años se han agregado al sistema eléctrico un elevado número de equipos, no tan tolerantes a estas variaciones incluyendo a los controlados electrónicamente.

Los disturbios en el sistema, que se han considerado normales durante muchos años, ahora pueden causar desorden en el sistema eléctrico industrial, con la consecuente pérdida de producción. Adicionalmente, deben tomarse en cuenta nuevas medidas para desarrollar un sistema eléctrico confiable, mismas que anteriormente no se consideraron significativas.

Es importante darse cuenta de que existen otras fuentes de disturbios que no están asociadas con el suministro eléctrico de entrada. Estas pueden incluir descargas electrostáticas, interferencia electromagnética radiada, y errores de operadores. Adicionalmente, los factores mecánicos y ambientales juegan un papel en los disturbios del sistema. Estos pueden incluir temperatura, vibración excesiva y conexiones flojas.

1.2.1.1 Normas industriales

Muy pocas normas tratan la definición de variaciones aceptables de tensión de corto tiempo.

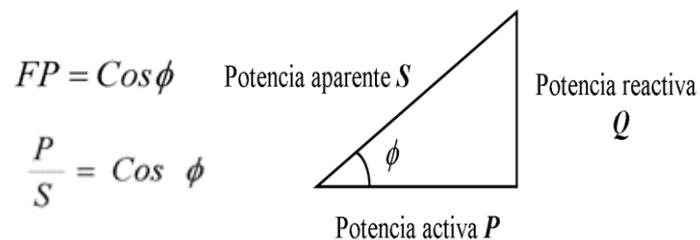
Las normas significativas con respecto a variación de tensión se resumen como sigue:

1. Las variaciones de tensión en estado estacionario son definidas por la norma ANSI C84.1. Para tensiones de servicio hasta de 600 V, se espera que la tensión normal de servicio esté dentro de $\pm 5\%$ de la nominal, con variaciones de tanto como $+5.8\%$ hasta 8.3% para períodos cortos.
2. La Publicación de Normas NEMA no. MG1 para motores y Generadores (Sección 12.45) establece que *"los motores polifásicos de ca deberán operar satisfactoriamente bajo condiciones de operación a carga nominal cuando el desbalance de tensión en las terminales del motor no exceda del 1%"*. La sección 114.5 de la misma norma proporciona una curva de reducción de carga para desbalances de tensión mayores: 90% con desbalance de 3% y 75% con desbalance de 5%.
3. No se recomienda la operación de motores para desbalances de tensión de más de 5% . La Norma ANSI C84.1 recomienda que *"los sistemas de suministro eléctrico deberán estar diseñados y operar para limitar el desbalance máximo de tensión al 3 % cuando se mida en el medidor de la empresa eléctrica, bajo condiciones sin carga. "*

1.2.2 Factor de potencia

El factor de potencia se conoce como la relación existente entre la potencia Activa dividida la Potencia Aparente de un sistema:

Figura 4. Triángulo de potencia



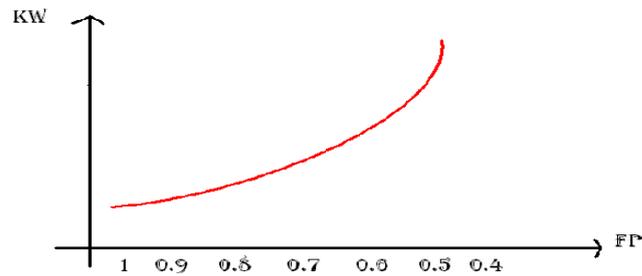
Donde según el análisis del triángulo de potencia:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Cabe mencionar que la potencia activa es la potencia que en un aparato se convierte en trabajo mecánico neto, mientras que la potencia reactiva es la que utilizan aparatos como transformadores, motores y generadores, para la magnetización de sus núcleos y la creación de campos magnéticos, por lo cual esta potencia no realiza trabajo neto pero si se genera y se transmite en el sistema.

Viendo esta relación desde un punto de vista cualitativo, se puede deducir que el factor de potencia da una indicación de la cantidad de potencia aparente que se está convirtiendo en trabajo neto, es decir implica una relación directa de las pérdidas que se tienen en el sistema. Entre más bajo sea el factor de potencia, es una señal de que hay exceso de potencia reactiva que no está realizando un trabajo neto.

Figura 5. Pérdida en un conductor vs. factor de potencia.



Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Guía para el cálculo de instalaciones eléctricas. Pág.10**

Debido a la tendencia mostrada en la gráfica anterior se pueden encontrar los siguientes valores de crecimiento de corriente para valores bajos de factor de potencia.

Tabla I. Aumento de corriente y pérdidas por factor de potencia bajo.

Sistemas de 1, 2 ó 3 fases.

FACTOR DE POTENCIA, %	CORRIENTE TOTAL, AMPERIOS %	AUMENTO DE LA CORRIENTE, %	TAMAÑO RELATIVO DEL ALAMBRE PARA PÉRDIDA %	AUMENTO EN LAS PÉRDIDAS POR CALENTAMIENTO PARA TAMAÑO ALAMBRE %
100	100	0	100	0
90	111	11	123	23
80	125	25	156	56
70	143	43	204	104
60	167	67	279	179
50	200	100	400	300
40	250	150	625	525

Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Guía para el cálculo de instalaciones eléctricas. Pág.11**

Un factor de potencia alto trae las siguientes ventajas:

1. Costo de energía menor. Se ahorran las penalizaciones.
 2. Aumento de la capacidad del sistema. Menos corriente reactiva pasa por los alimentadores, tableros etc.
 3. Aumento de la disponibilidad de potencia en generadores y transformadores.
 4. Aumento de la vida útil de la instalación eléctrica, al minimizar los gradientes de temperatura.
- El factor de potencia se debe mantener lo más cercano posible a la unidad siendo 0.9 un valor acostumbrado para no tener penalizaciones.

1.2.3 Tipos de cargas conectadas

El tipo de cargas conectadas al sistema eléctrico, tiene una gran incidencia en el factor de potencia de la planta, pues según la carga conectada así será el consumo de potencia reactiva que se tenga y por ende se tendrá una fluctuación del factor de potencia, dependiendo de qué cargas estén en operación al momento de hacer las mediciones.

Se sabe que debido a sus características constructivas, motores de construcción normal, es decir tipo A, consumen mayor potencia reactiva que los de tipo doble jaula de ardilla o de barras profundas (Tipo B y C), pues estos tienen mucha mayor reactancia de dispersión en su rotor.

En este contexto se hace necesario hacer una clasificación de la carga instalada en el sistema eléctrico de la planta, esto se logra mediante un levantado de equipo por tableros, donde se deben indicar la potencia aparente correspondiente a cada carga. Esta identificación del equipo o inventario del mismo, será la base para el conocimiento de los puntos en el sistema eléctrico donde se deberá realizar una compensación de potencia reactiva, ya sea individual o central.

1.2.4 Demanda máxima de energía

La demanda máxima representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas, motores, compresores, iluminación y equipo de refrigeración operando al mismo tiempo, esta demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo. No es igual encender una línea de motores en el mismo momento que hacerlo en arranque escalonado. El medidor de energía almacenará únicamente, la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda, en cualquier intervalo de 15 minutos de cualquier día del ciclo de lectura.

Conocer la demanda de la carga instalada en un tablero del sistema eléctrico de la subestación no solo sirve como un indicativo del pago se tendrá que efectuar por esa energía, sino que cumple un rol mucho más importante y es el proporcionar los parámetros para poder realizar una comparación de que porcentaje de la capacidad de protecciones y alimentadores se tiene aun libre para poder ampliar la carga o para poder realizar movimientos de un tablero a otro. Es decir tener conocimiento de la demanda de cada uno de los tablero de una subestación es la base para poder realizar un diagnóstico de la capacidad de crecimiento del sistema, también se pueden localizar condiciones de operación que propicien fallas y realizar rediseños en el mismo.

Básicamente la demanda representada por una carga dada se obtiene multiplicando la potencia aparente de dicha carga (KVA), por su respectivo factor de demanda, que da una idea de cuan seguido y por cuánto tiempo funciona la misma.

Tabla II. Factores de demanda

CARGA INDUSTRIAL	FACTOR DE DEMANDA
Motores de operación continua	0.7 1
Motores de operación semi continua	0.5 0.8
Motores de uso intermitentes	0.2 0.6
Hornos de arco	0.8 1
Soldadores de arco	0.3 0.6

1.2.5 Porcentaje de ocupación de tableros y canaletas

Se debe de verificar el porcentaje de ocupación de tableros y canaletas no tanto por la incidencia de los mismos en fallas en el sistema, si no para evitar una sobrepoblación en ambos que dificulten las operaciones de mantenimiento y de movimiento de equipo.

- Se estima un porcentaje apropiado de ocupación de tableros de 80%.
- En el caso de las canaletas se estima un porcentaje apropiado en 50%

Como se puede ver el porcentaje de ocupación de canaletas es mucho más bajo, debido a que tienen una influencia más alta en la operación del sistema, pues entre más alta sea la ocupación de las mismas, mayor será el gradiente de temperatura que deberán de soportar los conductores, arriesgando de esta forma la integridad del aislamiento de los mismos. Al mismo tiempo entre mas ocupación haya, mas difícil será realizar movimiento de equipo y detección de fallas en los conductores.

1.3 Alimentación del sistema eléctrico: Subestaciones de energía y sus componentes

En toda instalación industrial o comercial es indispensable el uso de la energía. La continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos se debe de asegurar, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad.

1.3.1 Descripción de la subestación y tipos existentes

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía y brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.
- Subestaciones receptoras primarias.
- Subestaciones receptoras secundarias.

Las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie.
- **Subestaciones de tipo interior.**
- Subestaciones tipo blindado.

1.3.2 La subestación industrial y sus partes.

La subestación tipo interior se conoce también como subestación industrial, dentro de la gama de medio y bajo voltaje, es decir hasta los 600 V.

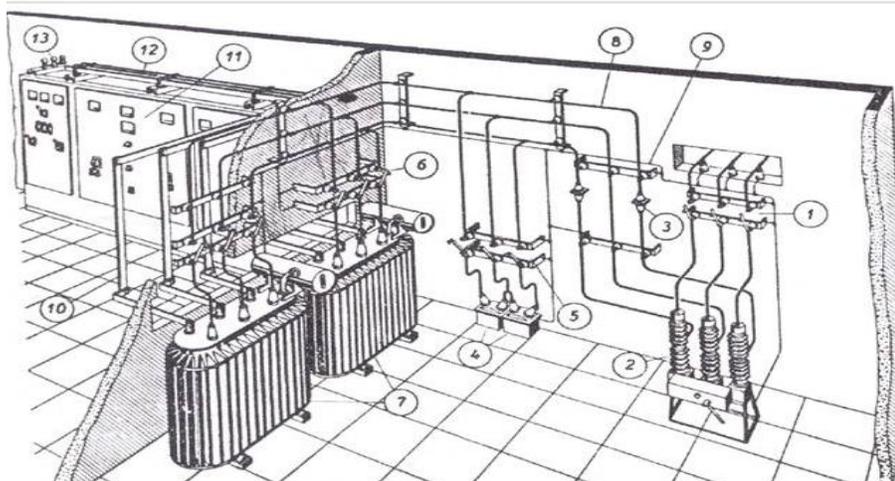
En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, en aplicaciones donde no se tiene mucho espacio disponible para la instalación. Son básicamente subestaciones que se usan como alimentación de sistemas eléctricos de plantas industriales, cuya función principal es la de disminuir los voltajes de operación, y servir como un punto de partida o tablero principal de donde salen los diferentes alimentadores para los tableros secundarios.

Principales partes de una subestación eléctrica:

- | | |
|---|------------------------------------|
| 1. Cuchillas de desconexión. | 7. Transformadores de potencia. |
| 2. Interruptor. | 8. Barras de conexión. |
| 3. CT. | 9. Aisladores de soporte. |
| 4. PT. | 10. Conexión a tierra. |
| 5. Cuchillas de desconexión para sistema de medición. | 11. Tablero de control y medición. |
| 6. Transformador | 12. Barras del tablero |
| | . |

Siendo el transformador la parte más importante de la subestación, generalmente viene acompañado de un sistema de enfriamiento que busca aumentar su capacidad mediante la disminución de la temperatura en sus bobinados o simplemente evitar que se comprometa el aislamiento de los mismos en condiciones de sobrecarga.

Figura 6. Elementos principales de la subestación de media tensión.



Fuente: Eduardo Campero Littlewood. **Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. Pág. 25**

1.3.3 Descripción de la subestación analizada

La subestación analizada en este documento, será identificada como “Subestación A” y sirve como alimentación de las líneas de producción de la planta de purificación de agua pura, así como del sistema de compresores de amoníaco que tiene como función enfriar el sistema de embotellamiento.

Se hace necesario especificar estas características, dado a que servirán de punto de comparación al hacer el análisis de la capacidad de la subestación, es decir se comparará la capacidad nominal de los distintos elementos de la misma, con los valores que se están demandando de ellos actualmente en el sistema.

Se presenta la descripción de la misma:

Tabla III. Características operativas de la subestación.

<i>Equipo</i>	<i>Características</i>	<i>Capacidad</i>
Transformador	4260 D / 480 277 Y	750 / 1000 KVA *
Tablero	480Y / 277	1600 A
Barras del tablero		1600 A
Protección Principal	Main 3 X 1200	3 X 2000 A
Seccionador	Con fusibles	200 A

- Los 1000 KVA. de potencia en el transformador se alcanzan al encender el sistema de enfriamiento por ventiladores.

1.3.4 Diagrama unifilar de la subestación

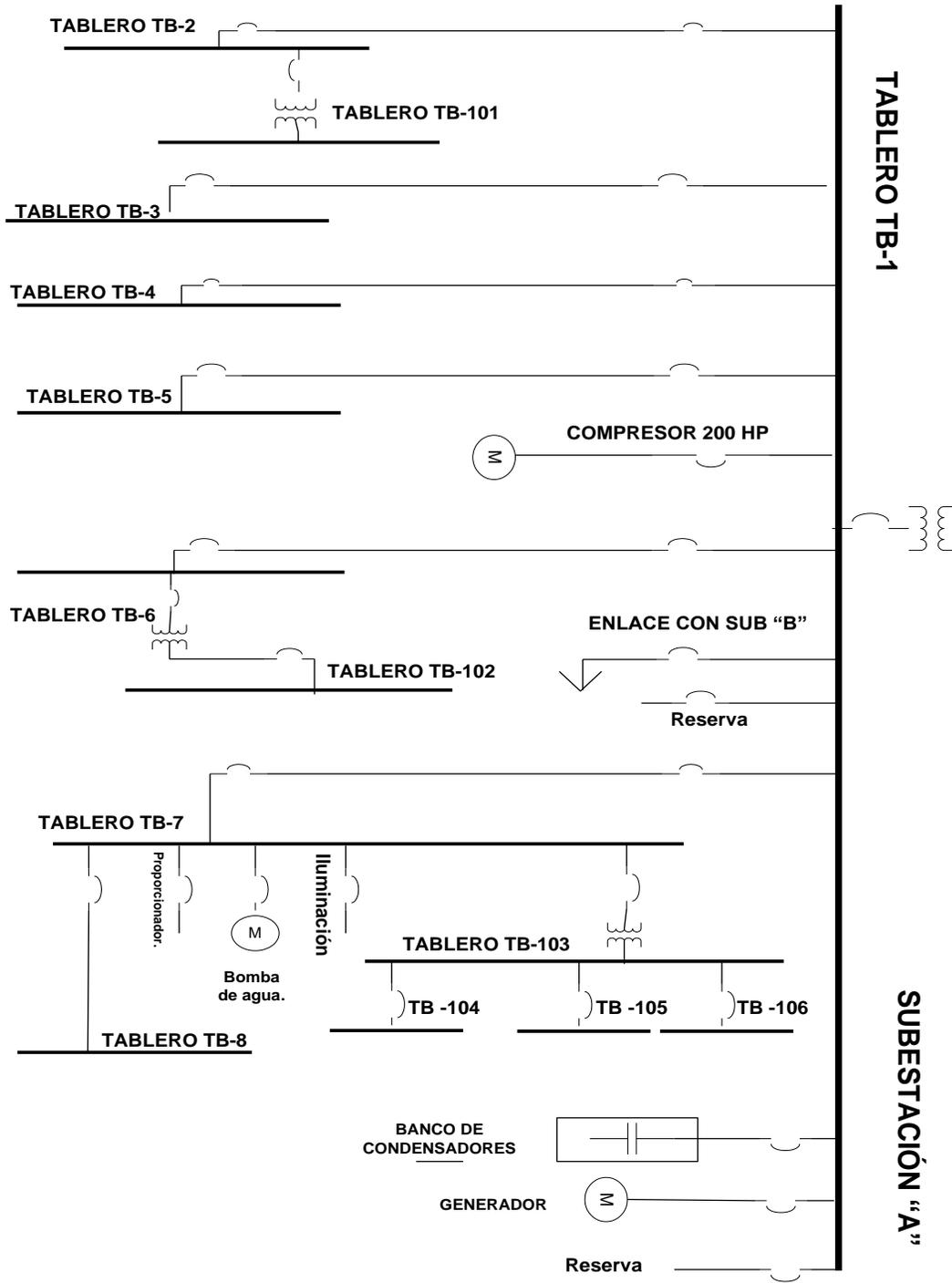
El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada una de los circuitos. El diseño de la instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente que resulta del estudio de las necesidades de carga de la planta.

Del diagrama unifilar de una subestación dependen las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el mismo. El diagrama de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación. Los criterios que se utilizan para la selección o diseño del diagrama unifilar más adecuado y económico de la instalación son los siguientes:

- a) Continuidad de Servicio.
- b) Versatilidad de operación
- c) Facilidad de Mantenimiento de los equipo.

El diagrama unifilar original de la subestación analizada es el siguiente:

Figura 7. Diagrama unifilar de la subestación analizada.



2. DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN

En este capítulo se exponen los pasos a seguir para poder realizar el análisis del estado en que se encuentra operando el sistema eléctrico de una subestación industrial. Se busca identificar modos de operación que incidan en sobrecargas de los diferentes elementos del sistema, así como montajes y configuraciones de equipo que se encuentren funcionando de manera inapropiada y representen potenciales debilidades para el mismo.

2.1 Análisis del sistema eléctrico

El análisis de los sistemas eléctricos, es un conjunto de técnicas que se basan en las leyes fundamentales de la electricidad, aplicables principalmente a circuitos trifásicos de corriente alterna. Estas técnicas facilitan el cálculo del comportamiento de los sistemas bajo condiciones específicas de operación, con el objetivo de auxiliar en el diseño de nuevos sistemas, rediseñar existentes, o bien para hacer ajustes y modificaciones a diferentes partes de las instalaciones.

Los estudios principales de análisis en instalaciones industriales incluyen:

- Estudios y cálculos de corto circuito.
- Selección de dispositivos de protección.
- Coordinación de dispositivos de protección.
- Otros aspectos como: arranque de motores, estudios de caída de voltaje, y corrección del factor de potencia.
- Detección y corrección de fallas.

2.2 Tipos de fallas en sistemas eléctricos industriales

Las condiciones de operación anormales contra las que se deben de proteger los sistemas eléctricos industriales son básicamente el cortocircuito y la sobrecarga. El cortocircuito puede tener su origen en distintas maneras, por ejemplo fallas de aislamiento en los conductores de los alimentadores y protecciones y por falla en el equipo por sobrecarga excesiva y repetitiva.

Las sobrecargas pueden llegar a suceder por causas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas y operación incorrecta del equipo, por ejemplo arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente y periodos largos de arranque de motores. En el diseño de sistemas eléctricos se han de desarrollar varias técnicas para minimizar los efectos de estas anomalías, de tal forma que se debe diseñar para que el sistema sea capaz de lo siguiente:

- Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de manera que se minimice el efecto de las fallas y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- Reducir el valor de la corriente de cortocircuito, para minimizar los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.

De acuerdo con lo anterior, a la hora de querer limitar el efecto de las fallas dentro del sistema eléctrico, es necesario definir la función de las protecciones como: “Detectar y aislar efectivamente, la porción afectada del sistema ya sea que ocurra un cortocircuito o bien una condición anormal de sobrecarga que pueda producir daño a la parte afectada del sistema o carga que alimenta.”

2.2.1 Identificación de la falla y de las condiciones que la propician

Para poder realizar un análisis apropiado de un sistema eléctrico industrial es necesario primero que nada conocer las condiciones de operación del mismo. Es decir se identificarán los modos de operación que propicien ya sea sobrecargas o cortocircuitos dentro del sistema.

Los pasos a seguir para identificarlos son los siguientes:

1. Reconocer que equipo está en operación cuando ocurre la falla.
Se debe de tener una noción de que cargas o qué nivel de demanda de las mismas provoca que ocurra la falla, y por ende el disparo de las protecciones.
2. Identificar el nivel de incidencia de este equipo en la falla.
Se debe de reconocer si siempre que este equipo entra en operación, ocurre el disparo.
3. Identificar el tiempo transcurrido desde que entra en operación el equipo, hasta que ocurre el disparo.
Este paso permite identificar si la falla es por sobrecarga o por cortocircuito. La relevación de un cortocircuito es inmediata, al llegar la corriente en este modo de operación a niveles intolerables para el sistema. La relevación de una condición de sobrecarga se da cuando que los niveles de temperatura en el conductor se elevan hasta hacer actuar al relevador termo magnético.
4. Realización de mediciones puntuales en los diferentes puntos del sistema eléctrico.
Se podrá identificar la demanda real del equipo conectado a cada ramal de los diferentes tableros, y por ende se logrará identificar protecciones y

conductores que se encuentren en estados de sobrecarga o cercanos a estos.

De los resultados de estas mediciones se encontrarán los parámetros de operación del sistema y se procederá luego a comparar estos parámetros obtenidos con los parámetros operacionales ideales descritos en el capítulo 1 de este documento.

5. Chequeo de la coordinación de protecciones.

Luego de conocer las demandas máximas para cada tablero, ramal y alimentador del sistema, se estará en posición de detectar si la falla se está aislando en la parte apropiada de la instalación. Es decir se detectará si el disparo se realiza en el interruptor apropiado.

6. Verificación del factor de potencia de la subestación.

El factor de potencia no tiene una incidencia directa en los disparos que se dan por las fallas de cortocircuito y sobrecarga, pero si en la cantidad de corriente que se tiene en el sistema a la hora que se presenten la mismas. Al mismo tiempo un factor de potencia bajo causa que se limite la capacidad del sistema de transmitir potencia a la vez que aumenta las pérdidas.

El factor de potencia se puede obtener por medición directa de la potencia activa y la potencia aparente total que se tenga en la alimentación principal de la subestación o por medio de paneles de medición si es que la subestación analizada cuenta con ello.

7. Propuestas de correcciones y mejoras.

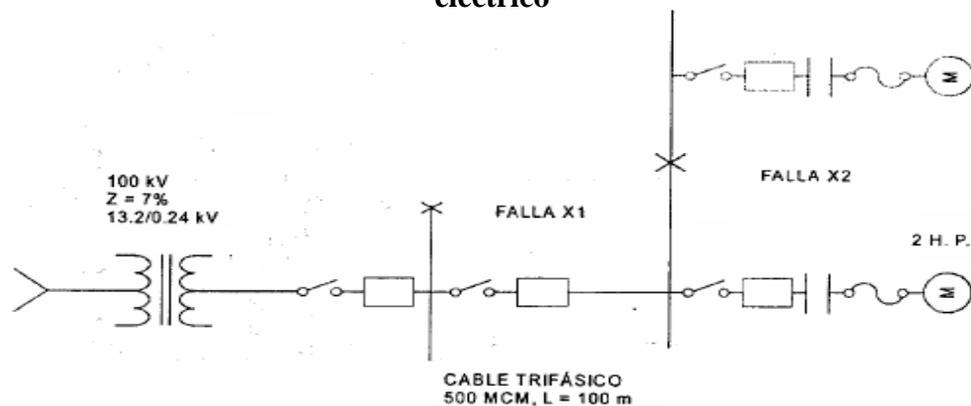
Luego de haber cumplido con los pasos anteriormente descritos se estará en posición de implementar propuestas de correcciones y mejoras para el sistema eléctrico, con el objetivo de llevarlo a operar en condiciones que

aseguren la confiabilidad y continuidad del proceso de manufactura que se esté realizando.

Entre las propuestas de correcciones y mejoras se tiene:

- Movimiento de equipo a tableros menos cargados.
- Instalación de tableros nuevos.
- Cambio de conductores de alimentadores o implementación de más de un hilo por fase.
- Ajuste de los tiempos de disparo de las protecciones de los ramales, así como ajuste de la corriente de disparo en los fusibles de las mismas. (Coordinación de protecciones.)
- Cambio de protecciones.
- Instalación de bancos de capacitores en el sistema, para lograr compensación de potencia reactiva y mejorar el factor de potencia.

Figura 8. Localización típica en el diagrama unifilar de fallas en el sistema eléctrico



Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. Pág. 45**

2.2.2 Descripción de la falla en la subestación analizada

Refiriéndose al diagrama unifilar de la “Subestación A” presentado en el capítulo anterior, se puede notar que existe un banco de compresores de refrigeración conectados al tablero TB4 del sistema eléctrico de la subestación. Las condiciones de operación de estos compresores son las siguientes:

Tabla IV. Condiciones de operación del banco de compresores

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
HORAS DE TRABAJO	**24 hrs.
CARGA DE LOS COMPRESORES	90 ton. Refrigeración
TEMPERATURA ENTRADA	7590 °F
TEMPERATURA SALIDA	2032 °F
PRESIÓN DE SUCCIÓN	20 42 PSI
PRESIÓN DE DESCARGA	100 150 PSI

** Las horas de trabajo depende de la producción que se tenga pero al menos 4 compresores trabajan las 24 horas

El banco de compresores tiene como objetivo dentro de la planta, proporcionar condiciones de refrigeración por medio de amoniaco para agilizar el llenado y envasado de las diferentes presentaciones de agua pura que producen. Entre más frio esté el producto al realizarse el llenado, más rápido se podrá realizar dicho proceso. Los compresores van entrando al sistema según sea el requerimiento de refrigeración de la planta, aunque normalmente se trabaja como mínimo con cuatro compresores.

La falla que se tiene está directamente relacionada con la operación de estos compresores y se describirá a continuación:

- El sistema trabaja con normalidad con 6 compresores conectados.
- Al entrar el séptimo compresor el sistema, este continúa trabajando por un tiempo aproximado de 10 a 15 minutos. Pasado este tiempo, se efectúa un disparo en la protección principal de la subestación. El cual deja sin alimentación toda la planta y por ende se para la producción.
- No se dispararán ni la protección propia del compresor, ni la protección principal del tablero TB-4.
- Mientras está en operación el banco de compresores, el factor de potencia de la subestación se mantiene en un valor de 0.85, que se puede considerar bajo para este tipo de aplicaciones industriales.

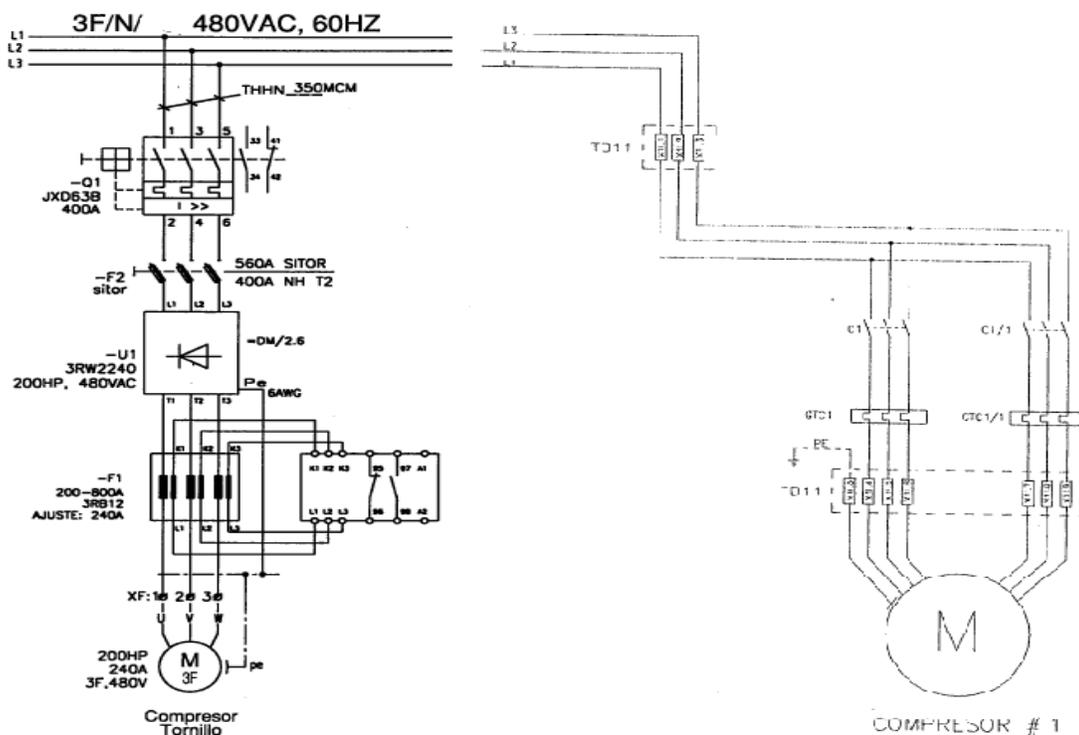
Teniendo en cuenta estas condiciones a la hora de presentarse la falla, y luego de hacer una inspección en la planta se plantearon las siguientes hipótesis:

1. La falla se presenta por una condición de sobrecarga debido a la entrada en operación del 7° compresor. Se pensó en este tipo de falla debido a que el tiempo transcurrido desde la entrada del compresor hasta que se presenta el disparo es grande. En una falla de cortocircuito el disparo se tiene en milésimas de segundo.
2. Se planteó la existencia de una falla en la coordinación de las protecciones al haber actuado primero que todas las demás la protección principal de la subestación. Es decir se violó la selectividad del sistema al no haber actuado las protecciones más cercanas al compresor.

- Debido al factor de potencia bajo se debe de implementar un sistema de compensación de potencia reactiva, ya fuere de compensación central o individual

Se puede afirmar que el proceso de identificación de la falla, toma el modelo de una auditoría eléctrica, donde se debe de realizar una inspección total del equipo así como mediciones en sus alimentadores, para luego procesar esta información y analizar e identificar el estado de operación del sistema eléctrico. El objetivo final de este proceso es tener la capacidad de detectar las condiciones de operación que inciden en la falla y proponer correcciones y mejoras que lleven nuestros parámetros operativos a sus valores ideales o deseados.

Figura 9. Diagrama de conexiones de los compresores del banco



Fuente: Celda Sikus Siemens. Guía de Conexión del centro de control de motores. Pág.10

2.3 Auditoría eléctrica

La auditoría eléctrica con recorrido es el primer paso verdadero hacia la identificación de los elementos que componen un sistema eléctrico industrial y de las configuraciones de conexiones de equipo que pueden haber cambiado con el tiempo y no estén definidas en los planos eléctricos de la subestación. Este equipo que no está tomado en cuenta en los planos puede estar afectando al funcionamiento del sistema y al mismo tiempo no se está tomando en consideración para futuras ampliaciones y correcciones.

La auditoría implica uno o varios recorridos en las instalaciones, con una lista de verificación o un formato de levantado de equipo si es que no se cuenta con dicha lista. También se debe de tener un formato que permita ingresar el voltaje y corriente de operación de cada carga, por lo cual se debe de contar con aparatos de medición apropiados a las magnitudes físicas que se pretende medir.

Se busca identificar todo el equipo instalado, así como su demanda de energía, al mismo tiempo que se verifica que el equipo se encuentre en condiciones apropiadas tanto físicas, como mecánicas y de operación.

Es importante que el proceso de medición de la auditoría se realice en más de una ocasión a diferentes horas del día, buscando de esta manera tener una noción real de las condiciones de operación de la planta a lo largo de un periodo de trabajo. Se tomará un valor promedio de dichas mediciones para cuando competa realizar los cálculos respectivos que dictarán las condiciones de demanda real con la que se está trabajando.

2.3.1 Identificación del sistema eléctrico

Después de haber realizado el recorrido de la planta con el plano eléctrico de la subestación se llegó a la identificación del siguiente equipo en lo respectivo a los diferentes tableros que componen la instalación.

1. Tablero Principal de la subestación.
2. Tableros de alimentación primaria 3ϕ 480 /277 V.
3. Tableros de alimentación secundaria 1ϕ 120 / 240 V.
4. Alimentadores de los tableros
5. Protecciones o Breakers

La capacidad de los conductores instalados se encontró buscando los diferentes tipos de calibres de conductores, en tablas como la presentada a continuación.

Tabla V. Capacidad (A) de diferentes conductores.

Calibre AWG No	Amperaje Máximo (A)* TIPO DE CABLE		
	UF	USE, THW	NM
		TW, THWN	
4/0	211	248	
3/0	178	216	
2/0	157	189	
1/0	135	162	
2	103	124	
4	76	92	
6	59	70	
8	43	54	
10	32	32	30
12	22	22	20
14	16	16	15

Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Guía para el cálculo de Instalaciones eléctricas. Pág.11**

Se presenta una tabla de resumen con la identificación detallada del equipo:

Tabla VI. Cuadro de resumen de los tableros de la subestación.

TABLERO		Proteccion			Alimentador			
Alimentacion Primaria 3Ø	Alimentacion Secundaria 1Ø	Voltaje (V)	Primaria (A)	Secundaria (A)	Calibre	Hilos por fase	Capacidad Total (A)	Corriente medida (A)
TB-2		480	225	225	4/0	1	230	105
TB-3		480	225	225	4/0	1	230	125
TB-4		480	600	600	4/0	2	460	431
TB-5		480	400	400	4/0	2	460	187
TB-6		480	225	225	2	2	330	3
TB-7		480	600	600	350 MCM	2	610	56
TB-8		480	70	70	6	1	65	5
TB-9		480	400	600	350 MCM	1	310	282
TB-10		480	400	400	500 MCM	1	380	252
	TB-101	240	50	x	2	1	115	1,8
	TB-102	240	100	X	2	1	115	2,5
	TB-103 (Alta del trafo)	480	175	x	2/0	1	175	26
	TB-103 (Baja del trafo)	120	x	x	250 MCM	1	225	60
	TB-104	240	100	X	4	1	85	19
	TB-105	240	100	X	2	1	115	3
	TB-106	240	100	X	2	1	115	20

*Los tableros sombreados no aparecen en el plano original de la subestación.

2.3.2 Realización del inventario del equipo

El levantado de equipo de los tableros tiene como función conocer las distintas cargas individuales que están conectadas a los mismos, así como especificar los KVA y KW correspondientes a cada carga.

Con el conocimiento de estos datos se estará en posición de conocer la carga esperada en el tablero, al multiplicar la misma por su respectivo factor de demanda estimado de la siguiente forma.

Ejemplo:

- a) Si se tiene un motor de 3 KW.
Y un factor de potencia de 0.8

Del análisis del triangulo de potencia se deduce que:

$$S = P / fp. = KW / fp.$$

$$S = 3 KW / 0.8 = 3.75 KVA.$$

- b) Ahora se obtendrá la carga esperada o demanda máxima.

Si se considera que este motor es de uso semi continuo.

Factor de demanda = 0.4

$$DEM = S * Factor de Demanda$$

$$DEM = 3.75 KVA * 0.4 = 1.5 KVA$$

De esta forma se puede obtener la carga esperada para cada tablero. Este paso es de vital importancia puesto que se obtiene un valor teórico de demanda para cada uno, el cual se comparará con los valores reales obtenidos de la medición realizada y se podrá de esta forma detectar que elementos del sistema eléctrico se encuentran sobrecargados.

Cabe mencionar que los factores de demanda son meramente estipulados según el tipo de uso que tiene cada elemento de la instalación. Es por esto que para poder concluir con el análisis de manera que este represente los valores reales de operación del sistema eléctrico, se deberá corregir los mismos.

2.3.3 Realización de planillas de los tableros

En la sección 2.3 se mencionó un formato de levantado de equipo cuya función principal ha de ser la de dar a conocer las características eléctricas y de operación tanto de los tableros como de las cargas instaladas, así como especificar la demanda esperada en cada tablero.

Además de la ventaja de tener toda esta información a mano, el formato tiene otra aplicación importante y es la de llegar a ser lista de verificación para cuando se necesite ejecutar mantenimientos en los tableros o movimiento de equipo.

Figura 10. Formato de levantado de equipo o lista de verificación.

Nombre del tablero:		Descripción:				Localización:				
MARCA	Voltaje	Fases	Barras Amperaje	Polos	Main	Tierra	Neutro	Modificaciones:		
Observaciones:										
Breaker	Identificación de cargas	Carga			Breaker			Cable	Factor	Carga
Numero	Descripción	Individual	Total KVA	Marca	Amps	Polos				Esperada
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
			Total						KVA	0,0
									KW	0,0

En este formato se especificarán las características constructivas y de conexión del tablero respectivo, así como las cargas conectadas al mismo con sus respectivas estimaciones del factor de demanda. Se especificarán también las características del conductor del alimentador y las protecciones instaladas. El formato lleno con la información requerida se conoce como planilla del tablero.

Figura 11. Cargas conectadas, factores de demanda y carga esperada en un tablero

PLANILLA DEL TABLERO 10B2

Nombre del tablero: TB-2		Descripcion: Alimentacion Principal				Localizacion: Planta de Purificacion				
MARCA	Voltaje	Fases	Barras Amperaje	Polos	Main	Tierra	Neutro	Modificaciones:	Ejemplo	de
General	480 / 277	3	225	54	225	si	si		Formato	
Observaciones:		Viene de 10B-1								
Breaker	Identificacion	Carga			Breaker			Cable	Factor	Carga
Numero	Descripcion	Individual	Total KVA	Marca	Amps	Polos				Esperada
1	Lavadora de botellas		1,5	Federal	15	2	2c-10	0,1		0,15
2	Transportador Etiquetadora	2 motores de 3 KW	3,75	Federal	20	3	3c-12	0,4		1,5
3	Warmer	11 motores de 42.5 KW	53,2	GE	70	3	3c-2	0,3		15,96
4	Reserva			GE	20	3				0
5	Enfiladora Transportador	10 motores de 14.85 KW	18,56	GE	30	3	3c-10	0,4		7,424
6	Taponadora	1 motor .7 KW	0,9	GE	15	3	3c-12	0,4		0,36
7	Posicionador de botellas	5 motores 1.85 KW	2,3	GE	30	3	3c-10	0,4		0,92
8	Lavado Secundario	1 motor 2 HP	2	GE	15	3	3c-12	0,4		0,8
9	Llenadora	7 motores 18.1 KW	22,7	GE	40	3	3c-4	0,4		9,08
10	Reserva			GE	70	3				0
11	Reserva			GE	60	3				0
12	Utilizado	Sin identificacion	2,53	GE	60	3				0
13	Etiquetadora	7 motores 13.8 KW	17,3	GE	40	3	3c-6			0
14	Proporcionador	1 motor 11.2 KW	14	GE	30	3	2c-10/fase	0,4		5,6
15	Equipo Mesanine Contr Trafo	1 trafo 8 KVA	8	GE	20	2	2c-8	0,1		0,8
16	Alimentacion Tablero	10B-101	Trafo 25 KVA	8	GE	50	2	2c-2		0
17	Destaponadora	15 KW	18,56	GE	15	3				0
18	Transportador Aereo	9 motores 15.75 KW	19,7	GE	40	3	3c-4	0,4		7,88
19										
		Total	193,0						KVA	50,5
									KW	42,9

A continuación se presenta una tabla de resumen con la información correspondiente a al total de la carga conectada a cada tablero de la subestación, así como su factor de demanda promedio y la carga esperada para cada uno.

Esta información representa la que se tenía en las listas de verificación originales antes de realizar las correcciones y agregar los tableros faltantes del sistema analizado.

Tabla VII. Cuadro de resumen. Demanda o carga instalada en cada tablero

TABLERO	CARGA TOTAL INSTALADA (KVA)	F.D Promedio en el tablero	DEMANDA o CARGA ESPERADA (KVA)
TB-2	170,5	0,30	51,9
TB-3	273,8	0,35	95,5
TB-4	481	0,38	181,9
TB-5	278,2	0,35	97,4
TB-6	1,1	0,17	0,19
TB-7	115,2	0,33	37,8
TB-8	34,4	0,40	13,76
TB-101	6,6	0,26	1,7
TB-102	1,1	0,18	0,2
TB-103	42,3	0,23	9,9
TB-104	12,5	0,34	4,3
TB-105	4,9	0,24	1,2
TB-106	10,5	0,58	6,1
TB-1 (Principal)	1520	x	581

La demanda del tablero principal se calcula de la siguiente forma:

$$DEM\ TB1 = \Sigma Demanda\ de\ cada\ tablero + Demanda\ del\ compresor\ de\ 200\ Hp. *$$

$$DEM\ comp. = 200\ KVA * FD \qquad DEM\ comp. = 80\ KVA.$$

$$FD = 0.4$$

$$DEM\ TB1 = 501 + 80 = 581\ KVA$$

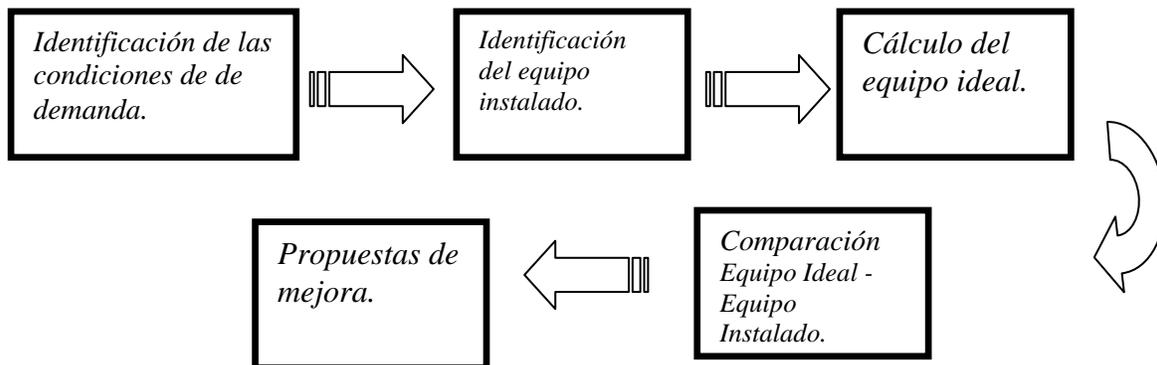
**Consultar diagrama unifilar.*

2.3.4 Realización de inventarios de alimentadores

La realización del inventario de los alimentadores y sus protecciones busca conocer la capacidad del equipo instalado en cada ramal de los tableros, con el objetivo de poder determinar si los mismos son apropiados para suplir las necesidades energéticas de las cargas conectadas. Se busca que tanto los conductores como las protecciones instaladas, aseguren la máxima confiabilidad y continuidad del servicio que se está llevando a cabo. De hecho conocer la capacidad de este equipo dictará las maniobras de correcciones y de rediseño que se tengan que hacer al finalizar el análisis del sistema eléctrico.

Básicamente el proceso a llevar a cabo es el siguiente:

Figura 12. Proceso de identificación de la capacidad de los alimentadores



En el proceso de identificación del equipo instalado, (Sección 2.3.1) ya se presentó una tabla de resumen correspondiente a los valores de los conductores y protecciones instaladas en los alimentadores del sistema eléctrico de la subestación. A continuación se presenta un formato de levantado de equipo para los mismos.

Figura 13. Formato de levantado de equipo en alimentadores.

TABLERO:		
DESCRIPCION:		
	PROTECCION	CONDUCTOR
CARACTERISTICAS		
TIPO		
No. Polos/ Conductores		
CAPACIDAD TOTAL		
VOLTAJE		
CORRIENTE MEDIDA MAX		

TABLERO:	TB-2	
DESCRIPCION:	LINEA DE PRODUCCION 2	
	PROTECCION	CONDUCTOR
CARACTERISTICAS	GE 225	1 Hilo por fase
TIPO	TFJ235225WL	4 / 0
No. Polos/ Conductores	3	3
CAPACIDAD TOTAL	225 A	230 A
VOLTAJE	480	
CORRIENTE MEDIDA MAX		105 A

2.4 Cálculo de conductores y protecciones del equipo

Debido a que la falla se presenta al entrar en operación el banco de compresores, se empezara el análisis del sistema eléctrico de la subestación, mediante la determinación del estado actual de la instalación de dicho banco en el tablero TB4

En esta sección se procederá a realizar un cuadro comparativo de todos los elementos que se encuentran instalados actualmente en el tablero, contra los que se calculen tomando en cuenta las condiciones actuales de carga en el banco de compresores.

Mediante un levantado de equipo y el análisis del tablero TB-4 se encontraron tanto las características constructivas como de operación de los compresores:

Tabla VIII. Características constructivas y de operación de los compresores

Comp.	Voltaje (V)	Potencia (HP)	RPM	Presión (PSI)	F.S.	$\eta\%$
1	230/ 400	75	1775	-----	1.15	93
2	220 / 460	75	1175	320 / 162	1.15	91.4
3	-----	75	1175	-----	1.15	91.4
4	220 / 460	75	1755	320 / 162	1.1	91.4
5	460	75	1755	-----	1.1	91.4
6	460	75	1755	-----	1.15	93
Tornillo	460	200	3565	-----	1.15	94.5

Al mismo tiempo se identificaron los conductores y protecciones instalados en cada compresor.

Tabla IX. Cuadro de resumen. Conductores y Protecciones en el banco de compresores

COMP.	PROTECCION	CALIBRE CONDUCTOR	HILOS POR FASE	CAPACIDAD (A)
1	GE 125A	4 AWG	2	170
2	GE 125A	4 AWG	2	170
3	Fi 225A	2 AWG	2	230
4	GE 125A	4 AWG	2	170
5	GE 125A	2 AWG	1	115
6	Fi 225	2 AWG	1	115
TORNILLO	Ki 400 A	500 MCM	1	380

2.4.1 Definiciones para el cálculo.

Al conocer la capacidad tanto de protecciones como de alimentadores en la instalación del banco de compresores se definirán las formulas que permiten realizar el cálculo de los elementos ideales a instalar considerando las condiciones de carga y operación.

Definiciones.

S = Potencia Aparente
In = Corriente Nominal
It = Corriente de diseño
 $\eta\%$ = Eficiencia del compresor

Factores.

Fs = Factor de Servicio del Equipo.
Far = Factor de la corriente de arranque.
Fsc = Factor de Servicio Continuo.
Fp = Factor de Potencia.

Formulas Utilizadas

Para el Conductor:

$$S = Pot. * (0.746) / (Fp * \eta\%)$$

$$Fs = 1.15 \text{ (Para los comp.)}$$

$$In = S / Voltaje$$

$$Far = 1.25$$

$$It = (In * Far * Fs) / Fsc$$

$$Fp = 0.8$$

- ✓ Para el cálculo del conductor no se utilizó el factor de servicio continuo, dado que el factor de la corriente de arranque, sobredimensiona el conductor en un 25% y basta para cubrir el servicio continuo de la máquina, dado que el pico de la corriente de arranque solo se da en un instante.
- ✓ Se multiplicó la corriente nominal por el factor de servicio de los compresores con el objetivo de darle al conductor un dimensionamiento extra, para mayor seguridad, dado a que estos trabajan las 24 horas del día.

Para las protecciones:

$I_{diseño}$ = Corriente de diseño para el Interruptor

F_m = Factor de intensidad de arranque del motor dependiendo de su potencia

F_m = 1.5 para motores mayores de 25 HP

$$I_{diseño} = I_n * F_m$$

✓ Para motores de 0 a 10 Hp → $F_m = 2$

✓ Para motores de 10 a 25 Hp. → $F_m = 1.75$

2.4.2 Resultados obtenidos del cálculo.

Se presenta un cuadro comparativo de la capacidad de los conductores calculados para cada uno de los compresores del tablero TB-4, contra los que se encuentran instalados actualmente.

Tabla X. Cuadro comparativo, capacidad de conductores calculados vs. conductores instalados.

COMPRESOR	CONDUCTOR					
	ACTUAL			CALCULADO		
	CALIBRE	Hilos/Fase	AMPERAJE	CALIBRE	Hilos/Fase	AMPERAJE
1	4 AWG	2	170	1/0 THW AWG	1	150
2	4 AWG	2	170	1/0 THW AWG	1	150
3	2 AWG	2	230	1/0 THW AWG	1	150
4	4 AWG	2	170	1/0 THW AWG	1	150
5	2 AWG	1	115	1/0 THW AWG	1	150
6	2 AWG	1	115	1/0 THW AWG	1	150
Tornillo	500 MCM	1	380	400 MCM	1	335

Observaciones.

- Se puede observar que el conductor instalado para en los compresores 1,2,3,4 y el de Tornillo es el adecuado, dado que la corriente que soporta dicho conductor es mayor que la que se obtuvo del cálculo.
- Hay problemas en el caso del conductor instalado en el compresor 5 y 6 dado que su capacidad es menor a la necesaria para que el equipo funcione dentro de todos los parámetros necesarios para una operación segura.
- Aunque los compresores 5 y 6 están trabajando con normalidad en estos momentos, la operación continua de los mismos bajo las condiciones actuales, está ocasionando un desgaste y pérdida de la vida útil del conductor, además de que al trabajar arriba de los valores de corriente permitidos, el desgaste y calentamiento del conductor llegará a un punto en que causará disparos de la protección por la elevación de la temperatura, al mismo tiempo que se puede provocar una situación de cortocircuito en los mismos si el conductor llegara a fallar.

Se presenta un cuadro comparativo de la capacidad de las protecciones calculadas para cada uno de los compresores del tablero TB-4, contra los que se encuentran instalados actualmente.

Tabla XI. Cuadro comparativo. Capacidad de protecciones calculadas vs. protecciones instaladas.

COMPRESOR	PROTECCIONES		
	ACTUAL	CALCULADA	
	<i>Interruptor</i>	<i>I diseño (A)</i>	<i>Interruptor</i>
1	GE 125	144	3x 150 A
2	GE 125	144	3x 150 A
3	Fi 225	144	3x 150 A
4	GE 125	144	3x 150 A
5	GE 125	144	3x 150 A
6	Fi 225	144	3x 150 A
Tornillo	Ki 400	386	3x 400 A

Exceso de amperaje para la protección de los compresores:

$$144 \text{ A} - 125 \text{ A} = 19 \text{ A}$$

$$(19 * 100) / 125 = 15 \%$$

Observaciones.

- Se puede observar que solo la protección de el compresor de tornillo esta correctamente dimensionada y asegura un funcionamiento adecuado.
- La protección del Compresor 6 está excesivamente sobredimensionada, dado que el cálculo del conductor dio un calibre 1/0 que equivale a 150 amperios, y dicha protección es de 250 amperios, por lo cual a la hora de una falla de magnitud significativa, el conductor se destruirá antes de que la protección actúe dado que la corriente que causara un disparo en la misma es casi el doble que la que puede soportar el conductor.
- La sobrecarga que se tiene en la protección de los compresores 1,2,3,4 y 5 es del 15 % , la cual sobrepasa la sobrecarga nominal que puede ser del 10%. Trabajar bajo estas condiciones dicta que la apertura se realizará a la hora de una falla, pero dependiendo de la magnitud de la misma.

2.5 Detección de las condiciones de operación que propician la falla

En este punto, al haber definido la capacidad de los elementos instalados en el sistema eléctrico, y al haberse detectado problemas de elementos inadecuados en la instalación del banco de compresores, se está en posición de implementar el análisis del estado actual del sistema completo.

Básicamente se debe de considerar cada tablero como una carga individual, y se procederá a ejecutar un análisis nodal de la instalación misma. Es decir se procede a encontrar la demanda real de cada tablero y se van sumando hasta llegar al tablero principal donde se está dando el disparo de la protección. El propósito de esto es el de encontrar la capacidad restante de soportar aumentos de carga o la falta de capacidad para hacerlo, de cada ramal, tablero y alimentador del sistema

Dicho tipo de implementación tiene el nombre de Análisis de Capacidad Instalada vs. Capacidad utilizada.

2.5.1 Análisis de capacidad instalada vs. capacidad utilizada

El análisis de capacidad Instalada vs. Capacidad Utilizada tiene como objetivo, estudiar las condiciones actuales de carga tanto de los alimentadores y ramales de la Subestación “A”, así como de los diferentes tableros de la misma. Se busca a partir de dicho estudio saber que carga extra se puede instalar respetando las condiciones de seguridad de la instalación y al mismo tiempo determinar qué elementos se encuentran sobrecargados.

Los pasos que se deben de seguir son los siguientes:

1. Verificar la capacidad de conductores y protecciones instaladas en los alimentadores de los tableros, previamente identificados en los inventarios de equipo realizado.
2. Tomar los datos de las planillas de los tableros, para conocer cuál es la carga conectada y la carga estimada, considerando factores de demanda que se utilizaron para el diseño original de la subestación.

3. Realizar mediciones en cada tablero, para conocer los parámetros reales de los mismos, y proceder a realizar entonces el cálculo respectivo para conocer la corriente esperada en cada conductor.
Comparando la corriente esperada con la real que se midió se obtiene el factor de demanda real de cada tablero.
4. Corregir las demandas en cada tablero, y se proceder a calcular cual es la capacidad de carga que aun se puede conectar en cada uno de ellos.
5. Realizando este mismo análisis de demanda para cada alimentador, considerando sus protecciones y conductor, se puede saber cuales están sobrecargados, y de esta manera se puede concluir el porqué del disparo en la protección principal de la subestación.
6. Los resultados dictan que carga se puede conectar en cada tablero debido a la capacidad del conductor, de la protección y la del tablero mismo, considerando 0.6 como el factor de demanda más común para cargas industriales. La única excepción es que se indique lo contrario en los manuales o placas de especificaciones de cada equipo, como pasó en el caso de los compresores que se indicaba que el factor de servicio era de 1.15

2.5.2 Definiciones para el cálculo.

En esta sección se procederá a definir los factores, formulas y conceptos que permitirán llevar a cabo el análisis de Carga instalada vs. Carga utilizada.

De la planilla del tablero y de la inspección del tablero se obtiene:

Icond: Corriente nominal del conductor
Iprot: Corriente de interrupción de la protección
Volt: Voltaje de alimentación del tablero
DEM: Demanda calculada para cada tablero
Imed : Corriente Medida
C i.: Carga instalada

Se calculará:

Iesp: Corriente esperada en cada alimentador
FD: Factor de demanda de la carga instalada
FDc: Factor de demanda corregido
DEM *c* : Demanda corregida
Ial : Corriente del alimentador
DEM *t* : Demanda total Instalada en el tablero
DEM *f* : Demanda futura
Fsc : Factor de servicio continuo

a) Se obtiene la corriente esperada

Considerando los factores de demanda originales de la subestación se procede a obtener una corriente estimada para cada alimentador de los tableros del sistema, con el propósito de compararla con la corriente medida en cada uno de ellos.

Al aplicar los factores de demanda se tiene una estimación de la corriente en el sistema al estar en operación el equipo de la planta, por lo cual teóricamente:

$$\mathbf{I_{esp} = I_{med}.}$$

$$\mathbf{Si I_{med} > I_{esp}}$$

Se deben de corregir los factores de demanda

Se definen:

$$DEM = C_i * FD$$

$$I_{esp} = DEM / (\sqrt{3}) * Volt \quad \text{Alimentación trifásica}$$

$$I_{esp} = DEM / Volt \quad \text{Alimentación Monofásica}$$

b) Corrección de los factores de demanda.

Considerando las condiciones de operación reales de la planta se procede a corregir entonces los factores de demanda del equipo para tener una estimación real de la demanda que representan las cargas conectadas en el tablero. Se busca tener una base de comparación real de la capacidad de los mismos que está siendo utilizada.

$$I_{med} = C_i * FD_c / (\sqrt{3}) * Volt \quad \text{Alimentación trifásica}$$

$$I_{med} = C_i * FD_c / Volt \quad \text{Alimentación monofásica}$$

$$DEM_c = C_i * FD_c$$

c) Se obtiene la demanda que se puede instalar

- Se define la Demanda esperada en cada tablero para considerar un posible crecimiento de la misma.
- La demanda total será la sumatoria de la instalada actualmente mas la demanda que se puede agregar en el futuro.

$$DEM_{esp} = DEM_t * 1.2$$

$$DEM_t = DEM_c + DEM_f$$

$$c) I_{al} = DEM_t * 1.2 / (F_{sc} * V_{m\acute{a}x})$$

$$d) I_{tablero} = (DEM_t * 1.2 * 1.5) / V_{m\acute{a}x}$$

Se procede a sustituir las primeras formulas definidas en c) y d) y se debe de despejar el valor de demanda futura a conectar que puede soportar tanto el tablero como las protecciones y los conductores aun actuando bajo condiciones seguras de operaci3n.

$$1) DEM_{fal} = (I_{al} * V_{m\acute{a}x} * F_{sc}) / 1.2 \quad DEM_c$$

$$2) DEM_{f\ tablero} = I_{tablero} * V_{m\acute{a}x} / (1.2 * 1.5) \quad DEM_c$$

- ✓ Para encontrar la demanda admitida por la protecci3n sustituimos I_{prot} en I_{al} de la f3rmula 2.

1. Obtenci3n de la carga a instalar.

El dato que obtenido en el inciso anterior es de demanda pero sabemos que:

$$DEM = C_i * FD$$

Entonces la carga a instalar se consigue as3:

$$C_{if} = DEM_f / FD$$

- ✓ La carga que se puede instalar en cada tablero va a depender del factor de demanda de la misma, si este es muy grande (0.8 o mayor que 1), la carga a instalar será menor que si se tuviera por ejemplo un circuito de tomacorrientes simples, teniendo un valor de 0.4 como factor de demanda.
- ✓ Se toma 0.6 como un factor de demanda apropiado para cargas industriales.

2.5.3 Análisis de los resultados obtenidos

El primer y segundo pasos descritos en la sección anterior se incluía una corrección de los factores de demanda de cada tablero si la corriente medida estaba muy alejada de la esperada. Con el objetivo de realizar el cálculo y el análisis del sistema considerando las condiciones reales de operación.

Los valores corregidos de factores de demanda y demanda esperada de cada tablero son los siguientes.

Tabla XII. Factores de demanda corregidos

TABLERO	FD
TB -1	0.88
TB -2	0.51
TB -3	0.38
TB --4	0.88
TB --5	0.56
TB -6	0.6
TB -7	0.4
TB -8	0.4
TB -9	0.9

TABLERO	FD
TB -101	0.26
TB - 102	0.4
TB - 103	0.55
TB -104	0.25
TB -105	0.4
TB - 106	0.7
TB -107	0.93

Se pueden comparar estos datos con los de la tabla VI.

Tomando estos factores de demanda corregidos, se obtiene la demanda corregida para cada tablero. Se ha considerado un factor de potencia de 0.85 que era el promedio en la planta, para calcular la carga estimada en KW.

Tabla XIII. Demanda corregidas para cada tablero

TABLERO	DEM. CORREGIDA(KVA)	ESTIMADA(KW)	TABLERO	DEMANDA CORREGIDA	ESTIMADA (KW)
TB-1	726.35	617,40	TB-101	1.7	1.445
TB-2	87.3	74,20	TB-102	0.576	0.4896
TB-3	103.92	88,33	TB-103	21.62	18.377
TB-4	358.33	304,60	TB-104	6.9	5.865
TB-5	155.8	132,40	TB-105	1.8	1.53
TB-6	20	17,00	TB-106	6.1	5.185
TB-7	46.55	36,60	TB-107	209.5	178.075
TB-8	13.74	11,70			
TB-9	267.36	227,25			
TB-10	209.5	178,10			

Se procede ahora a calcular la demanda futura a instalar para cada tablero. Al realizar este procedimiento para cada tablero, alimentador y protección del sistema se puede identificar la capacidad de cada elemento para soportar un aumento de carga.

Un valor negativo de demanda futura indica que la carga conectada es mayor que la capacidad que tiene el elemento para soportar la misma indicando que elementos de la instalación están sobrecargados.

Tabla XIV. Demanda admisible por tablero

ANÁLISIS DE CARGAS	RAMALES SUBESTACIÓN
<i>FD</i>	<i>0.6</i>

			DEMANDA ADMISIBLE		
TABLERO ALIMENTACIÓN	CAPACIDAD		CONDUCTOR	PROTECCIÓN	TABLERO
(TB)	(V)	(A)	(KVA)	(KVA)	(KVA)
<i>TB2</i>	<i>480 / 277</i>	<i>225</i>	<i>40,2</i>	<i>37,4</i>	<i>16,6</i>
TB 3	480 / 277	225	23,6	20,8	0
TB 4	480 / 277	600	103,37	26	81
TB 5	480 / 277	400	99,2	65,9	29
TB 6	480 / 277	225	107,6	105	83,6
TB 7	480 / 277	600	292	286	231
TB 8	480 / 277	100	22,3	25	32,4
TB 9	480 / 277	600	96	46	9,77
TB 10	480 / 277	400	1,12	12,2	67,6
TB 102	120 / 240	60	17,8	15,4	7,42
TB 103	208 / 120	225	39,6	23,4
TB 104	208 / 120	225	13,6	17,2	38,2
TB 105	208 / 120	200	26,4	22,8	38,8
TB 106	208 / 120	125	9,85	7,77	8,34

Observaciones.

- Se puede observar que hay dos situaciones de sobrecarga en la instalación de la subestación:
 1. El tablero TB-4 donde se encuentra sobrecargado tanto el conductor como la protección y el mismo tablero.
 2. En el tablero TB-9 donde se encuentran sobrecargados el conductor y la protección.

- Destacan tres situaciones distintas:
 1. En el TB-3, no se puede conectar ninguna carga adicional, pero este NO se encuentra sobrecargado.
 2. En el TB-4 todos los elementos están sobrecargados siendo esta la situación más crítica que se puede tener.
 3. En el TB-9 el tablero aun tiene capacidad para conectar cargas adicionales, pero el conductor del alimentador no lo permite, por lo cual podemos decir que la situación de este es critica por el conductor instalado.

En el caso del tablero principal de la subestación, se está haciendo referencia a las barras de la subestación misma donde se encuentra conectada la alimentación de todos los tableros de la planta.

El procedimiento de análisis para ellas es prácticamente el mismo, con la única diferencia que la medición de corriente en este punto se debe de realizar con los instrumentos propios de la subestación, por lo cual se obtuvieron los siguientes datos.

Tabla XV. Condiciones de operación de la subestación

	DEMANDA ADMISIBLE		
	BARRAS DE LA SUBESTACION (KVA)	PROTECCION (KVA)	TABLERO (KVA)
CON COMPRESOR 3	383	-60,9	12,7
SIN COMPRESOR 3	445	1,04	74,9

Tabla XVI. Carga admisible en el tablero principal

	TABLERO	CARGA MAXIMA	INSTALACION ACTUAL	
		ADMISIBLE EN EL TABLERO	CRITICO POR	CARGA MAXIMA A INSTALAR (KVA)
CON COMPRESOR 3	10B-1	21,16	PROTECCION	SOBRECARGADO
SIN COMPRESOR 3	10B-1	124,833	PROTECCION	1,7333

- Se observa que cuando el compresor No.3 no está en servicio como se encontraba antes de la realización de este documento, el sistema estaba en su límite de operación normal, debido a que la protección se encontraba muy cercana a sobrecargarse, ya que su demanda admisible era de solo 1.04 KVA más.
- Al entrar en operación el compresor No.3 la protección se sobrecarga y se ejecuta el disparo de la misma.
- Se puede concluir que el disparo que se da en la subestación, se debe a sobrecarga y no por falta de coordinación de protecciones.

Resumen de problemas encontrados en el análisis del sistema.

1. El conductor instalado en los compresores No. 5 y No.6 está debajo de la capacidad que debería de tener para asegurar el funcionamiento correcto y bajo las condiciones de seguridad necesarias, considerando las características de los compresores.
2. La protección que se encuentra instalada en el compresor No. 6 está excesivamente sobredimensionada, pues la calculada es de 150 A y actualmente está instalada una de 225 A
3. Existe una condición de sobrecarga en el tablero, conductores y protecciones del tablero TB-4, donde se encuentran actualmente instalados los compresores 1, 2,4 y 5.
4. Sobrecarga del conductor del alimentador del Tablero TB-9, ya que dicho conductor es de calibre 350 MCM, mientras que el del ramal que sale de él, es de calibre 500 MCM.
5. En el tablero TB-9 se encuentran instaladas protecciones de dos valores diferentes. En el tablero hay instalada una de 600 A pero la que está instalada en la subestación es de 400 A, lo que no permite tener una coordinación de protección adecuada.
6. La Protección general de la subestación está sobrecargada, siendo esta la razón principal del disparo de la misma cuando entra en servicio el compresor No.3
7. En el plano de la subestación no aparecen los tableros TB-9 y el TB-10.
8. El TB-9 alimenta al compresor No.3 y al tablero TB-10, este último a la vez alimenta al compresor de tornillo.

2.6 Porcentaje de ocupación de las canaletas.

Generalmente los conductores de cualquier instalación eléctrica tienen que ir en algún tipo de recipiente que los proteja tanto de condiciones mecánicas como ambientales, dependiendo de la potencia que se esté transmitiendo en el sistema eléctrico, el diámetro de los conductores irá creciendo proporcionalmente con la corriente transmitida.

Los dos elementos en los que se montan los conductores de la instalación son:

- a) Tubos
- b) Canaletas

El entubado es un método que se utiliza primordialmente en instalaciones residenciales, mientras que para instalaciones eléctricas industriales el método más utilizado es el de las canaletas, debido principalmente a que permite llevar gran número de conductores de diámetros considerables en una misma canaleta, al mismo tiempo que si esta no se encuentra sobre poblada ayuda a la disipación del calor producido por los conductores, que puede llegar a ser perjudicial para el aislamiento los mismos.

Ya se han discutido con anterioridad las consecuencias de tener canaletas de alimentación sobre pobladas, tanto para las condiciones de operación del sistema como para el nivel de aislamiento de los conductores. En esta sección se procederá a dar la base matemática para comprobar el porcentaje de ocupación de las mismas.

1. Se encuentra el área del tubo necesario para contener el número de conductores que se estén llevando en la canaleta.
2. Se encuentra el área de un rectángulo que sea equivalente al área de dicho tubo.
3. Se toman medidas de la canaleta que se quiere analizar.

4. Se comparan el área rectangular equivalente con el área de la canaleta que está analizando.

a) Encontrando el área del tubo.

$$\text{Área del arreglo de conductores} = (\Sigma \text{Área de cada conductor}) / 0.7$$

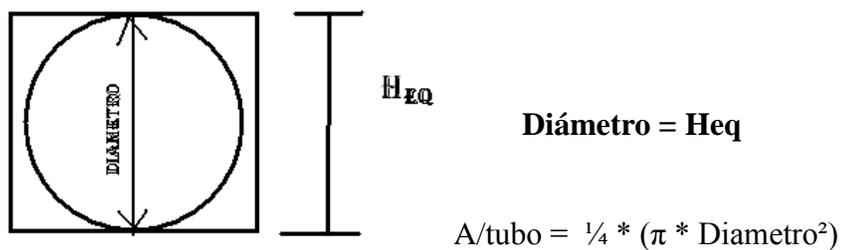
$$\text{Área del tubo} = \text{Área del arreglo} / 0.4$$

b) Encontrando el área rectangular equivalente.

Se tiene ahora el área circular del tubo que llevaría todos los conductores existentes en la canaleta analizada. Se necesita ahora encontrar un área rectangular equivalente.

Se puede notar que el diámetro del tubo calculado tiene que ser igual a la altura equivalente del rectángulo que está buscando.

Figura 14. Rectángulo equivalente



$$\text{Diámetro} = \text{Heq} = \sqrt{(4 * A/tubo) / \pi}$$

$$\text{Áreaeq} = \text{Heq} * \text{He}$$

Se tiene ahora:

Figura 15. Comparación de áreas



Área Real \longrightarrow 100%

Areaeq \longrightarrow x

X = PORCENTAJE DE OCUPACIÓN DE LA CANALETA.

3. CORRECCIONES Y PROPUESTAS DE REDISEÑO

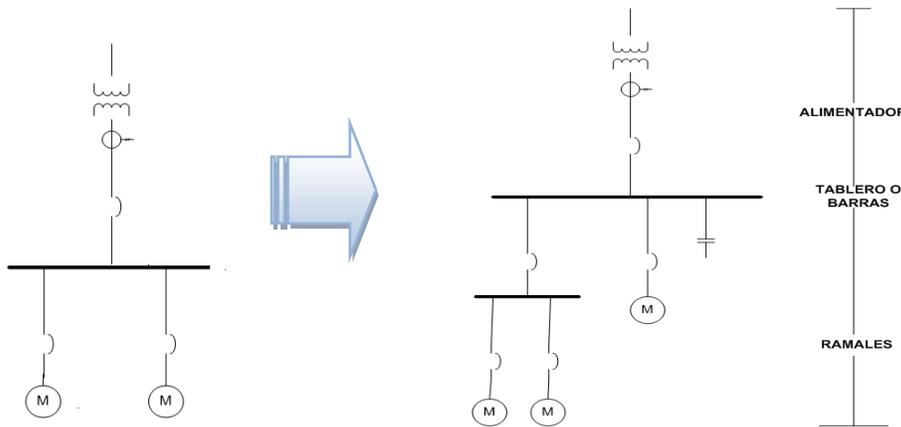
Habiendo completado la identificación de las condiciones de operación de los elementos del sistema eléctrico que están causando la falla en la subestación y habiendo analizado cuales de esto se encuentran operando de tal forma que la demanda de corriente de sus respectivas cargas, sobrepasa su capacidad nominal, se está en condición de definir las propuestas de corrección y rediseño.

Se definirán ambos conceptos para tener más claridad en el desarrollo posterior de este capítulo:

- **Corrección:** se denominará corrección a toda identificación de equipo instalado en el sistema eléctrico que amerite ser remplazado o ajustado para asegurar que se esté trabajando bajo condiciones seguras para el equipo, pero principalmente para el personal de la planta. Se considerarán:
 - Coordinación de protecciones.
 - Maniobras de carga.

- **Rediseño:** se denominará rediseño a la implementación de equipo nuevo actuando solo o reconfigurado con el existente, para asegurar la confiabilidad y continuidad de la operación del sistema eléctrico. Se considerarán:
 - Reemplazo de conductores y protecciones en los alimentadores de los tableros.
 - Adición de ramales y tableros nuevos al sistema.
 - Corrección del factor de potencia.
 - Proyecto de canalizaciones.

Figura 16. Rediseño de un sistema eléctrico industrial



3.1 Maniobras de carga

Se puede definir como Maniobra de carga a todo movimiento de equipo instalado en la planta que represente un consumo de energía del sistema eléctrico. Con las maniobras de carga se busca equilibrar el sistema y evitar condiciones límite de sobrecarga que puedan llegar a ocasionar disparos, al mismo tiempo que se obtienen condiciones más estables de operación al lograr que el equipo trabaje para las cuales fue diseñado.

A continuación se presentaran opciones para solucionar las condiciones de sobrecarga que fueron detectadas en la instalación eléctrica de la subestación “A”. Todos los datos presentados en las siguientes tablas, fueron obtenidos del análisis realizado en el capítulo anterior

Los problemas a solucionar son:

- Sobrecarga en el conductor , protecciones y tablero TB -4
- Sobrecarga en el conductor y protecciones del tablero TB- 9
- Sobrecarga y disparo de la protección principal de la subestación

Las condiciones de sobrecarga son las siguientes:

Tabla XVII. Sobrecargas detectadas

DEMANDA ACTUAL (KVA)			
TABLERO	PROTECCIÓN	CONDUCTOR o BARRAS	TABLERO
10B-4	-26	-103.37	-81
10B-9	-46	-96	9.77
10B-1	-60.9	383	12.7

Los tableros que tienen mayor capacidad de conexión son los siguientes:

Tabla XVIII. Tableros con mayor capacidad de conexión

CARGA A INSTALAR (KVA)			
TABLERO	PROTECCIÓN	CONDUCTOR	TABLERO
10B-6	107.6	105	83.6
10B-7	292	286	231

Los elementos instalados en dichos tableros son los siguientes:

Tabla XIX. Equipo Instalado en los tableros analizados

TABLERO	PROTECCIÓN (A)	CONDUCTOR	
		CALIBRE	CAPACIDAD (A)
10B-1	1200	BARRAS	2000
10B-4	600	4/0 - 2 hilos por fase	460
10B-6	225	2 AWG - 2 hilos por fase	230
10B-7	600	350 MCM - 2 hilos por fase	620
10B-9	400	350 MCM - 1 hilo por fase	310

Al observar las condiciones de carga de dichos tablero se pueden realizar las siguientes maniobras y correcciones:

- Cambiar el conductor del alimentador del tablero TB-4 a un calibre 250 MCM – dos hilos por fase, es decir subir la capacidad del conductor de 460 amperios a 510 amperios.
- Mover uno de los compresores del tablero TB- 4 de 75 HP al tablero TB-7.
- Mover el Compresor No.7 (El causante del disparo), del tablero TB- 9 al tablero TB-7.
- Cambiar la protección del tablero TB- 9 a una de 600 amperios y sustituir el conductor del alimentador con un calibre 500 MCM es decir que tenga capacidad para 380 Amperios.
- Cambiar la protección principal de la subestación a una de 1600 amperios.

3.1.1 Ejecución de las maniobras propuestas.

Se procederá a describir los conceptos aplicados al cálculo de las nuevas condiciones de operación, luego de implementar las maniobras de carga y correcciones propuestas.

- **TABLERO TB - 4**

Se moverá un compresor de 75 Hp y se aumentará el calibre del alimentador.

- De la tabla XII se obtiene el valor de demanda corregida para el tablero TB- 4, esta demanda es correspondiente a la de toda la carga conectada al mismo antes de realizar las maniobras.

$$DEMc = 358.33 \text{ KVA}$$

Se procede a obtener la potencia aparente del compresor que se moverá de lugar.

$$S = Pot. * (0.746) / (Fp * \eta\%)$$

$$S = 75.2 \text{ KVA}$$

$$DEM_{comp} = S * Fd$$

$$DEM_{comp} = 75.2 * 1.5 = 86.48 \text{ KVA}$$

Al realizar las maniobras:

a)

$$DEM_{tab} (\text{Nueva}) = DEM_c - DEM_{comp}$$

$$DEM_{tab} (\text{Nueva}) = 358.33 - 86.48 = 271.85 \text{ KVA}$$

b) Al cambiar el alimentador a un calibre 250 MCM dos hilos por fase la capacidad nueva del alimentador es:

$$I_{al} = 510 \text{ A}$$

- **TABLERO TB -7**

Se agregará a este tablero el compresor que se moverá del tablero TB-4 y el compresor del tablero TB-9, ambos de 75 hp.

- De la tabla XII se obtiene el valor de demanda corregida para el tablero TB-7, esta demanda es correspondiente a la de toda la carga conectada al mismo antes de realizar las maniobras.

$$DEM_{tab} = 46.55 \text{ KVA}$$

Al realizar las maniobras:

$$DEM_{tab} (\text{Nueva}) = DEM_{tab} + 2 * DEM_{comp}$$

$$DEM_{tab} (\text{Nueva}) = 46.55 + 75.2 * 2 = 203 \text{ KVA}$$

- **TABLERO TB- 9**

Se moverá el compresor que causaba el disparo.

Se cambiara la protección primaria de 400 A por una de 600 A, para que tanto esta como la secundaria del ramal tengan el mismo valor nominal.

Se aumentará la capacidad del conductor del alimentador a 380 A.

$$DEMtab= 267.36 \text{ KVA}$$

Al realizar las maniobras:

a)

$$DEMtab \text{ (Nueva)} = DEMtab \text{ DEMcomp}$$

$$DEMtab \text{ (Nueva)} = 267.3675.2 = \mathbf{192.16 \text{ KVA}}$$

b)

$$Ial \text{ nueva} = 380 \text{ A}$$

$$Iprot \text{ nueva} = 600 \text{ A}$$

- **TABLERO TB-1**

Se cambiará la protección principal de 1200 A por una de 1600 A.

Demandas permanecen iguales

$$I \text{ prot nueva} = 1600 \text{ A}$$

3.1.2 Análisis de resultados

Luego de haber ejecutado las correcciones propuestas en la sección 3.1.1 solo queda verificar que éstas hayan cumplido con los objetivos esperados, es decir se necesita saber si las mismas han logrado mejorar las condiciones de operación indeseables en el sistema eléctrico de la subestación.

El cálculo y los conceptos necesarios para poder llegar a estas conclusiones son las anteriormente descritas en la sección 2.5.2, con la única diferencia que en esta sección ya no se realizan mediciones, si no que se utilizan las demandas obtenidas para cada tablero después de llevada a cabo la maniobra de carga.

Tabla XX. Cuadros comparativos de las condiciones operativas después de las maniobras

DEMANDA ADMISIBLE ACTUAL (KVA)			
TABLERO	PROTECCIÓN	CONDUCTOR	TABLERO
10B - 1	-60.9	383	12.7
10B - 4	-26	-103.37	-81
10B - 7	292	286	231
10B - 9	-46	-96	9.77

DEMANDA ADMISIBLE DESPUES DE MANIOBRAS (KVA)			
TABLERO	PROTECCION	CONDUCTOR	TABLERO
10B - 1	160	382	12.7
10B - 4	52.6	2.67	-0.8
10B - 7	130	141	74.2
10B - 9	140	18.5	85

- Después de realizar las maniobras propuestas se puede observar que se han resuelto los problemas de sobrecarga en los tableros y se han incrementado al mismo tiempo sus capacidades de conexión, especialmente en el tablero TB-1 que estaba bastante limitado por su protección general.
- En el tablero TB-4 podemos observar que existe un valor negativo en la demanda del tablero pero su magnitud es demasiado pequeña como para que se puede justificar otra maniobra de carga en la instalación o cambiar ya sea el conductor o la protección.

3.1.3 Demandas máximas estimadas para equipo significativo

Hasta ahora se ha descrito el método para poder calcular las condiciones de operación de la instalación eléctrica completa de la subestación de alimentación de la planta. Este proceso es la base del análisis de las condiciones de demanda de cada elemento del sistema eléctrico se puede repetir para cualquier carga instalada dentro del mismo.

En esta sección se busca dejar un listado apropiado de las demandas del equipo más significativo de la instalación, es decir del equipo que tiene mayor efecto dentro de la estabilidad del sistema y que por lo mismo, podría llegar a ser de interés cambiarlo de posición con sus respectivas maniobras de carga en el futuro.

Al mismo tiempo se presentan los factores de demanda corregidos que posee cada tablero, para que se puedan mover cargas que no aparezcan en el listado. Estos fueron corregidos mediante la medición de las corrientes en los alimentadores de los tableros y se presentaron en la tabla de la sección 2.5.3 de este documento.

Se recomienda utilizar dichos factores de demanda en todo caso, menos cuando se especifique en el equipo lo contrario como en el caso del compresor de tornillo instalado en el tablero TB-1 del sistema eléctrico de la subestación cuyo factor de demanda se especificó como 1.1

Se calcula la demanda de cada carga de la siguiente manera:

$$DEM = Ci * Fd$$

Ci = Carga instalada

Fd = Factor de Demanda

Tabla XXI. Resumen de las demandas del equipo significativo.

DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN ACTUAL	CARGA	FD	DEM
Compresor de tornillo	TB - 1	200 HP	1.15	213.6 KVA
Compresor No. 3	TB - 1	75 HP	0.88	66.28 KVA
Proporcionador	TB - 2	14 KVA	0.51	7.17 KVA
Torre de Enfriamiento	TB - 3	28.1 KVA	0.38	10.68 KVA
Compresor No.4	TB - 4	75 HP	0.88	66.28 KVA
Sala de Jarabe	TB - 4	102 KVA	0.88	81.6 KVA
Extractores	TB - 5	11.1 KVA	0.56	6.21 KVA
Aire Acondicionado	TB - 5	4 KVA	0.56	2.24 KVA
Mojonier	TB - 7	34.5 KVA	0.4	13.8 KVA

En este punto solo queda comparar las demandas estimadas de la tabla XVIII, con las demandas admisibles de cada tablero después de realizadas las maniobras, para poder realizar cualquier movimiento de carga en el futuro, evitando de esta manera realizar todo el cálculo previamente explicado en este documento.

Tabla XXII. Condiciones de demanda finales luego de las correcciones

TABLERO (TB)	ALIMENTACIÓN (V)		DEMANDA ADMISIBLE		
	ALIMENTACION (V)	CAPACIDAD (A)	CONDUCTOR (KVA)	PROTECCION (KVA)	TABLERO (KVA)
TB-1	4260/480	1600	160	382	12,7
TB-2	480 / 277	225	40,2	37,4	16,6
TB - 3	480 / 277	225	23,6	20,8	0
TB - 4	480 / 277	600	52,6	2,67	-0,8
TB - 5	480 / 277	400	99,2	65,9	29
TB - 6	480 / 277	225	107,6	105	83,6
TB - 7	480 / 277	600	130	141	74,2
TB - 8	480 / 277	100	22,3	25	32,4
TB - 9	480 / 277	600	140	18,5	85
TB - 10	480 / 277	400	1,12	12,2	67,6
TB - 102	120 / 240	60	17,8	15,4	7,42
TB - 103	208 / 120	225	39,6	23,4
TB - 104	208 / 120	225	13,6	17,2	38,2
TB - 105	208 / 120	200	26,4	22,8	38,8
TB - 106	208 / 120	125	9,85	7,77	8,34

Por ejemplo:

La demanda del Proporcionador equivale a 7.17 KVA.

Se podría instalar en todos los tableros, menos en el tres y el cuatro, pues en el tres estaríamos sobrecargando el tablero que tiene 0 KVA de demanda admisible, en el cuatro se sobrecargaría el tablero (0.8 KVA admisibles), y la protección (2.67 KVA admisibles).

El único trabajo a partir de este punto es mantener la tabla XIX actualizada después de cada movimiento de carga, simplemente sumando o restando las demandas de las cargas que se muevan de sus respectivos tableros.

3.2 Coordinación de protecciones.

La protección de los motores eléctricos varía en forma considerable y se puede decir que es menos estandarizada que la protección de otros aparatos o componentes del sistema eléctrico. Esto es resultado de la gran variedad de tipos y de aplicaciones de los mismos.

En este capítulo se definirán primero los riesgos que corren los motores cuando se encuentran en operación, así como el tipo de protecciones existentes para cada riesgo definido y por último se explicara el proceso de coordinación.

Cabe mencionar que en el análisis de demandas que se realizo en la subestación, se llevo a la conclusión que la falla en la protección principal se debió a un estado de sobrecarga y no a falta de coordinación de protecciones, pero independientemente de esto se describirá el proceso que se debe de realizar para lograr tener una coordinación apropiada entre las diferentes protecciones del equipo.

3.2.1 Riesgos durante la operación de motores eléctricos

Durante la operación de los equipos y aparatos eléctricos, se pueden presentar algunos riesgos de operación potenciales, que nunca se van a poder minimizar por ser inherentes a la construcción y características operativas de los mismos, estos son:

1. Fallas de cortocircuito entre fases y/o tierra.

2. Daño térmico.

- a) Sobrecarga continua o intermitente.
- b) Rotor bloqueado por falla en el arranque o por frenado.

3. Condiciones anormales de operación como:

- a) Operación desbalanceada.
- b) Bajo o alto voltaje.
- c) Inversión de fases.
- d) Condiciones ambientales desfavorables. (Temperatura, amortiguamiento.)

Generalmente se pueden reclasificar como:

1. Propias del motor.

- a) Fallas de aislamiento.
- b) Fallas en chumaceras.
- c) Fallas mecánicas.

3. Debidas al ambiente.

- a) Problemas de ventilación.
- b) Ambientes contaminados.
- c) Altas temperaturas..

2. Debido a la carga.

- a) Sobrecarga.
- b) Frenado.
- c) Alta inercia.

4. Debido a la operación.

- a) Sincronización.
- b) Ciclo de trabajo severo.
- c) Arranque y frenado.

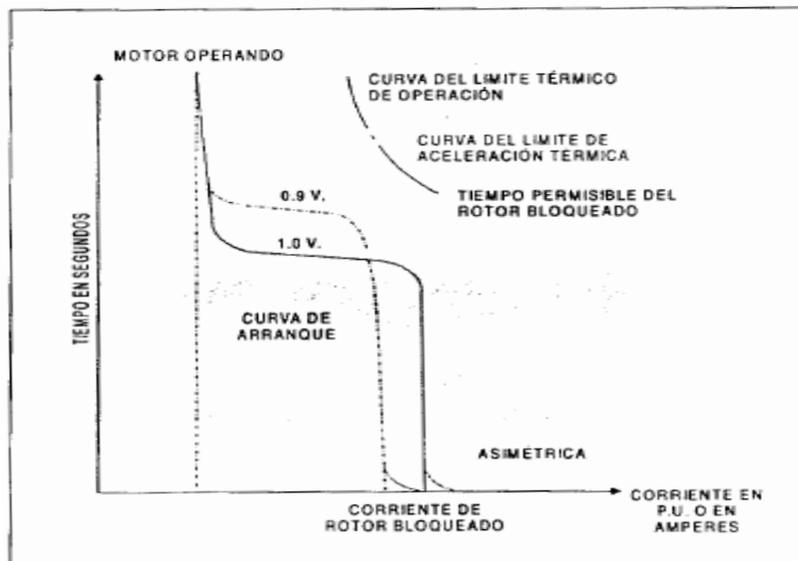
3.2.2 Características de los motores a considerar para la protección

Cuando se estudia la protección de motores eléctricos, especialmente los de potencias grandes, es necesario considerar con cierto detalle algunas de sus características de operación como son:

- Las curvas de arranque.
- Las curvas de capacidad térmica, que deben incluir el límite térmico a rotor bloqueado.
- La constante k de las relaciones entre resistencias del rotor (R_{r2} / R_{r1})

Todas las características anteriores, se obtienen normalmente de los fabricantes de motores eléctricos y son básicas para la selección y aplicación de las protecciones. La forma típica de estas curvas son las siguientes.

Figura 17. Curva típica de corriente de arranque y límite térmico del motor



Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Proteccion de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.**

La curva de máxima corriente de arranque esta expresada al voltaje nominal de la maquina. Las corrientes expresadas para voltajes menores se indican a la izquierda, con la rodilla de la curva a un tiempo mayor.

Los limites térmicos con tres curvas distintas, las cuales en muchos casos se dibujan juntas a una curva general. Estos límites térmicos son zonas relativamente indeterminadas, que se desea tener representadas por una curva específica. Esta curva como se puede observar en la figura anterior está compuesta de tres partes.

1. La porción de corriente más alta, indica el número permisible de veces la corriente de rotor bloqueado. Este es el tiempo en que el rotor puede permanecer en reposo después que el motor ha sido energizado, antes de que ocurra el daño térmico en las barras del rotor y los anillos conectores extremos, o bien en el estator.
2. La curva de límite térmico de aceleración de la corriente de rotor bloqueado a la corriente de par de arranque del motor es alrededor de 75% de la velocidad.
3. La curva de límite térmico de operación que representa la capacidad de sobrecarga del motor durante la operación en emergencia.

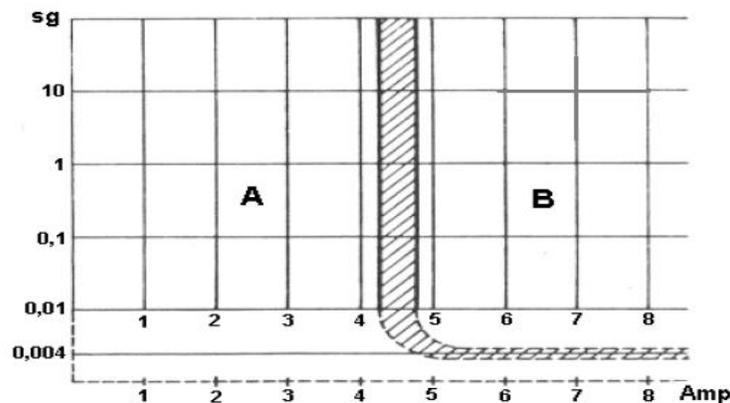
3.2.3 Criterios para el ajuste de los diferentes tipos de interruptores

Habiendo descrito las condiciones que propician fallas en los motores industriales, las curvas de corriente de arranque y las curvas térmicas que rigen el ajuste y la utilización de las protecciones apropiadas a utilizar, se procederá a describir los tipos de interruptores utilizados en los sistemas eléctricos industriales, según el tipo de motor que se quiera proteger.

1. Interruptores Magnéticos

Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobre intensidades de alto valor, liberándolas en tiempos lo suficientemente cortos como para no perjudicar la red ni los aparatos asociados a ella. Funcionan prácticamente como un relé, que depende del movimiento de un núcleo de hierro que inicia la desconexión, al pasar por una bobina asociada a él una intensidad equivalente que provoque la fuerza necesaria para mover el contacto. Su curva característica es la siguiente:

Figura 18. Curva característica del interruptor magnético.



Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. Pág. 78**

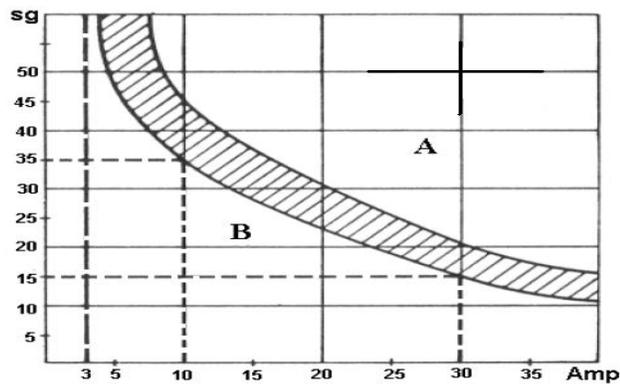
El dispositivo permite trabajar en la zona “A” pero no en la “B”. La desconexión se efectúa cuando las condiciones del circuito llegan a la zona rayada de separación entre ambas.

2. Interruptores Térmicos

Son interruptores automáticos que reaccionan ante sobre intensidades ligeramente superiores a la nominal, asegurando una desconexión en un tiempo lo suficientemente corto para no perjudicar ni la red ni a los receptores asociados con él.

Para provocar la desconexión aprovechan la deformación de una lámina bimetálica, que se curva en función con el calor producido por la corriente al pasar a través de ella.

Figura 19. Curva característica del interruptor térmico



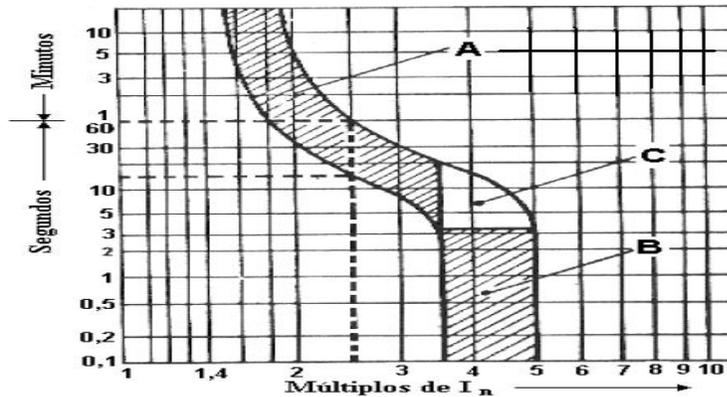
Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. Pág. 78**

El dispositivo térmico permite trabajar en la zona “A” pero no en la zona “B”. La interrupción del circuito se lleva a cabo en las condiciones de trabajo que llegan a la zona rayada que marca la separación entre ellas.

3. Interruptores magneto-térmicos.

Estos interruptores poseen tres sistemas de desconexión: Manual, térmicos y magnético. Cada uno puede actuar independientemente de los otros, estando formada su curva de disparo por la superposición de ambas características, magnética y térmica.

Figura 20. Curva característica del interruptor magneto- térmico



Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. Pág. 80**

En esta gráfica se pueden ver tres zonas claramente identificadas, la zona “A” claramente térmica, una zona “B” que corresponde a una reacción magnética, y la zona “C” en donde el disparo puede ser provocado por el elemento magnético o térmico indistintamente.

Normalmente, en los gráficos en que se ilustra la curva característica de los magneto térmicos, se concede el eje vertical a la escala de tiempos graduada logarítmicamente y el eje horizontal a la escala de intensidades graduada en escala logarítmica.

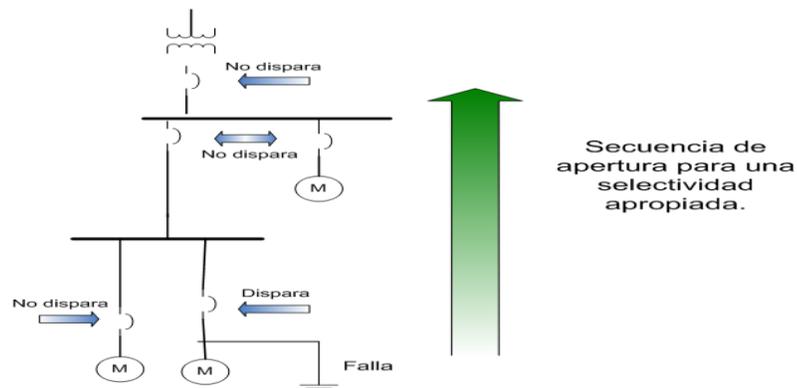
Como en anteriores casos, la zona de tolerancia delimita las dos zonas características de “No desconexión” y de “Segura Desconexión”. Así para una intensidad de 2.5 I_n en la grafica anterior, la desconexión podría suceder entre los 15 y los 60 segundos siendo correcto cualquier tiempo intermedio de disparo.

3.2.4 Proceso de coordinación de protecciones

Se ha mencionado antes que la función de los dispositivos de protección es la detección de las condiciones de falla y el aislamiento del problema tan rápido como sea posible. La aplicación correcta de estos dispositivos de protección depende de varios factores que involucran estudios y experiencia en la protección de sistemas.

Un sistema eléctrico de potencia industrial ideal, debe de ser un sistema selectivo. Para cumplir con este requisito, los dispositivos de protección deben de ser dimensionados y coordinados con otros, de tal manera que debe de operar primero el dispositivo de protección que se encuentra más cercana a la falla y si por alguna razón este no cumple su cometido, debe de operar el siguiente, viendo el arreglo de la fuente hacia la falla y así sucesivamente. Esta selectividad se muestra en el siguiente diagrama.

Figura 21. Secuencia de apertura para un sistema selectivo



Para lograr una operación selectiva se debe de tener cuidado de seleccionar los dispositivos de protección con las características interruptoras apropiadas y el conocimiento de sus curvas de tiempo corriente.

El proceso de coordinación de protecciones es prácticamente el mismo, se trate de instalaciones en baja tensión o de media tensión y consiste en el “Análisis grafico” para probar la selectividad. Este método involucra el graficado de las curvas características de los dispositivos de protección que se encuentran en serie, para observar si alguna de las curvas se traslapa, lo cual indica que el proceso no es selectivo.

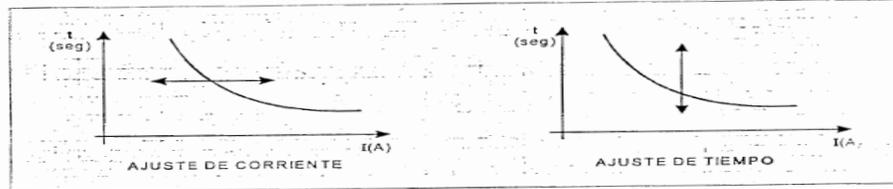
Si durante el estudio de coordinación (Trazado de sus graficas de disparo), las curvas se sobreponen o cruzan o si no hay suficiente espacio entre las curvas para asegurar la selectividad, se debe de ensayar con distintos dispositivos o distintos ajustes entre ellos. De hecho el proceso de coordinación de protecciones se puede interpretar como un trabajo repetido de prueba y error, en el cual varias graficas de tiempo-corriente de los elementos del sistema se acomodan entre sí, de manera que se satisfagan las limitaciones que los dispositivos se imponen unos con otros.

Otras limitaciones en el proceso de coordinación de protecciones son:

1. Corrientes de arranque de los motores.
2. Corrientes de carga
3. Limites térmicos de los equipos

El objetivo que se persigue es que interruptores, relevadores y fusibles puedan actuar dentro de estas limitaciones y proporcionen la coordinación selectiva con las curvas de los equipos. Para lograr este objetivo se puede variar el ajuste de la corriente de operación con lo cual se desplazará la curva en el sentido horizontal y para modificar el ajuste del tiempo se desplazará la gráfica en sentido vertical.

Figura 22. Ajuste de tiempo y corriente para dispositivos de protección.

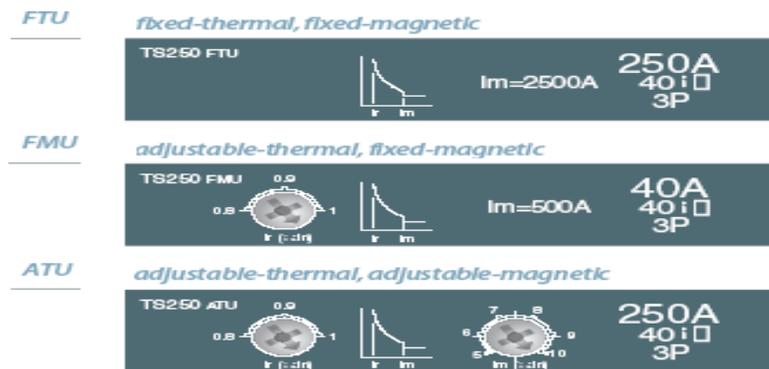


Fuente: Gilberto Enriquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. Pág. 85**

El ajuste del dispositivo se hace mediante la manipulación de las manijas de corriente y tiempo de disparo de la unidad controladora del interruptor. Estas unidades pueden ser:

- a) De ajuste fijo magnético y térmico (FTU)
- b) De ajuste variable magnético y ajuste fijo térmico (FMU)
- c) De ajuste variable térmico y magnético. (ATU)

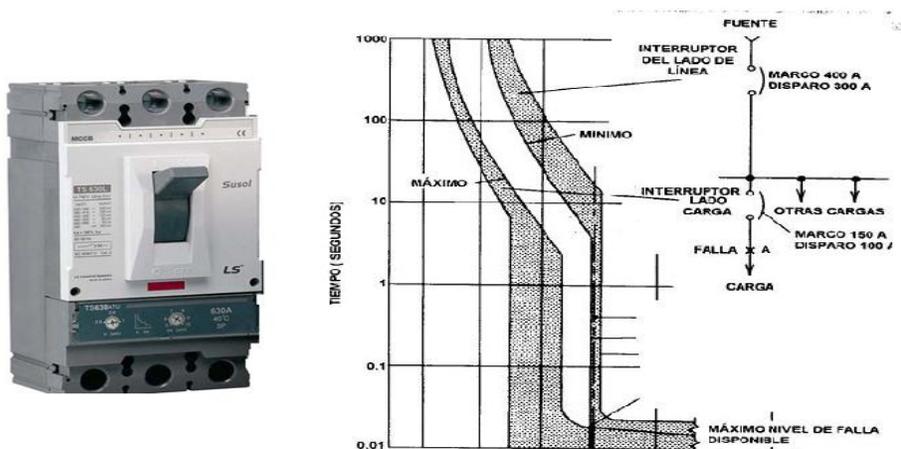
Figura 23. Dispositivos de disparo para interruptores



Fuente: Catálogo de venta General Electric. **Breakers Modelo TS250, relés ajustables. Pág.12**

Mediante la manipulación de las características de disparo de corriente y tiempo de los dispositivos térmicos, magnéticos y termo-magnéticos, se manipulan las curvas de disparo de los interruptores y se logra por ende la coordinación de las protecciones.

Figura 24. Interruptor con unidad de disparo ATU. Y sus graficas de coordinación de protecciones.



Fuente: Catálogo de venta General Electric. **Breakers Modelo TS250, relés ajustables. Pág. 20**

La figura 22 presenta un interruptor con unidad de disparo ATU, idéntico al instalado en el ramal de alimentador del compresor No. 7 del banco de compresores analizado en este documento. Se coordinó tanto la protección primaria como la secundaria del ramal mediante la manipulación de las características de disparo de la unidad Termo-Magnética del interruptor. Las graficas representadas en dicha figura enseñan cómo funciona el sistema después de realizada dicha coordinación de protecciones.

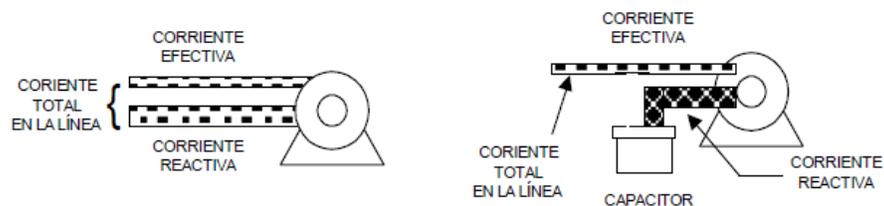
3.3 Mejora del factor de potencia

Los transformadores y motores son consumidores de carga inductivos. Para la formación de su campo magnético estos toman potencia inductiva o reactiva de la red de alimentación. Esto significa para las plantas generadoras de energía que dichos motores y transformadores son una carga especial que aumenta las pérdidas en las líneas de transmisión y en el equipo de la planta industrial. Generalmente se pide a los usuarios que mantengan su factor de potencia lo más cercano a uno posible, para minimizar la generación y transmisión de la potencia reactiva. Al ser la mayor parte de las cargas inductivas reactivas como ya se ha explicado, esta tarea puede ser difícil a menos que se cuente con equipo extra instalado en el lado receptor de la energía.

Este equipo extra son bancos de condensadores o capacitores, que se conectan en paralelo a la carga, con el propósito de anular la potencia reactiva inductiva tomada de la red, dicho de otra forma los condensadores aportaran total o parcialmente la potencia reactiva requerida por la planta. A este proceso se le llama compensación.

Después de una compensación la red suministra solamente o casi totalmente potencia real, la corriente de los conductores se reduce por lo cual se minimizan las pérdidas en los mismos. Con la compensación la potencia reactiva total baja, por lo cual se mejora el factor de potencia. Ver sección 1.2.2.

Figura 25. Efecto de la compensación en la corriente requerida por un motor



Fuente: Eduardo Campero Littlewood. **Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño.** Pág. 55

3.3.1 Tipos de compensación de potencia reactiva

En la utilización de condensadores para compensar la energía reactiva de una determinada instalación, participan tanto los aspectos técnicos como los económicos, siendo posibles distintas alternativas que, aún satisfaciendo el objetivo inicial de mejora del factor de potencia, conducen a costos de inversión muy diferentes. Los sistemas de instalación de condensadores son:

1. Compensación individual

Cada motor o receptor está provisto de un condensador o banco de condensadores, de manera que por las líneas y circuitos de alimentación del receptor circulará una intensidad menor, reduciéndose también las pérdidas. No se compensa la potencia reactiva en los alimentadores principales de la subestación y los costos de instalación y mantenimiento son normalmente los más elevados, pero aun con estos factores en contra la compensación individual es el tipo de compensación más efectivo.

Cabe mencionar que con la compensación individual, es posible en muchos casos influir negativamente en el comportamiento del equipo a compensar pues si se excede en el dimensionamiento del condensador instalado se llevaría a cabo una sobre compensación, con lo cual se elevaría el voltaje en terminales del equipo, y se tendría efectos dañinos para el mismo.

2. Compensación por grupo

Se instala un banco de condensadores por cada grupo de receptores elegido de acuerdo con un criterio determinado (por ejemplo, agrupación de receptores por líneas de montaje); este sistema descarga las líneas de alimentación a los grupos pero no los circuitos terminales hacia cada receptor, aunque supone una solución más eficaz que la anterior, fundamentalmente en grandes instalaciones.

3. Compensación central

Únicamente existe un banco de condensadores en el inicio de la instalación interior; proporciona el menor coste de instalación y si bien las líneas y circuitos permanecen en las mismas condiciones de carga que antes de la compensación, se emplea mayoritariamente en instalaciones de mediana y pequeña dimensión, cuando el objetivo prioritario es únicamente reducir los costos de la facturación de la energía.

Para la instalación de bancos de condensadores, en tensiones menores de 600 V se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones.

- Los condensadores deben de estar equipados con medios para drenar o descargar su carga acumulada.

El voltaje residual de los condensadores debe reducirse a unos 50 voltios en menos de un minuto después de que se haya desconectado la fuente de alimentación.

Si no se drena esta carga acumulada, se puede dañar el equipo compensado debido a corrientes circulantes en él y a elevaciones de tensión en el mismo, por lo cual generalmente se conectan resistencias para proveer el medio de descarga.

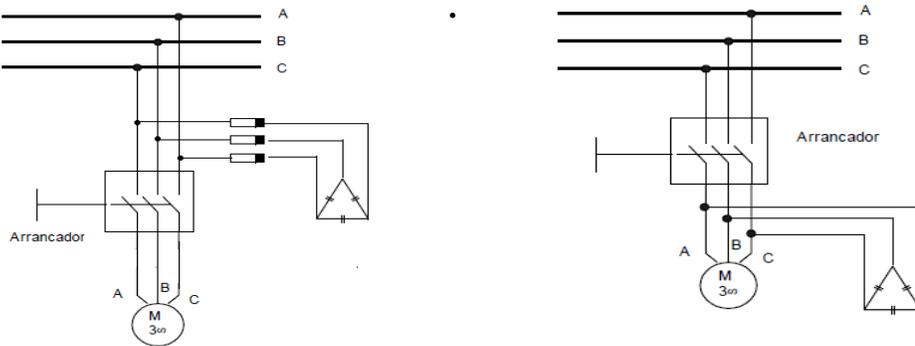
- Conexión directa al motor.

Cuando el banco de condensadores se conecta directamente sobre las líneas del motor y no sobre las líneas de alimentación del mismo, se pueden omitir las resistencias de descarga, pues la carga acumulada se drenara por las bobinas del motor al abrirse el circuito de este.

- Capacidad de los conductores del motor.

La capacidad de los conductores que conectan el motor con el banco de condensadores, no debe de ser menor que $1/3$ (un tercio) de la capacidad de los conductores del circuito del motor y en ningún caso menor que el 135% de la corriente de régimen del condensador.

Figura 26. Conexión posible del banco de condensadores

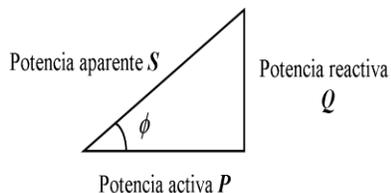


3.3.2 Cálculo del banco de condensadores

En esta sección se describirán los pasos a seguir para calcular la capacidad del banco de condensadores necesarios para lograr la compensación del factor de potencia apropiada, ya sea en compensación central o individual.

Se necesita considerar nuevamente el triangulo de potencias, ya que se debe disminuir la potencia reactiva del sistema.

Figura 27. Relaciones existentes en el triángulo de potencia



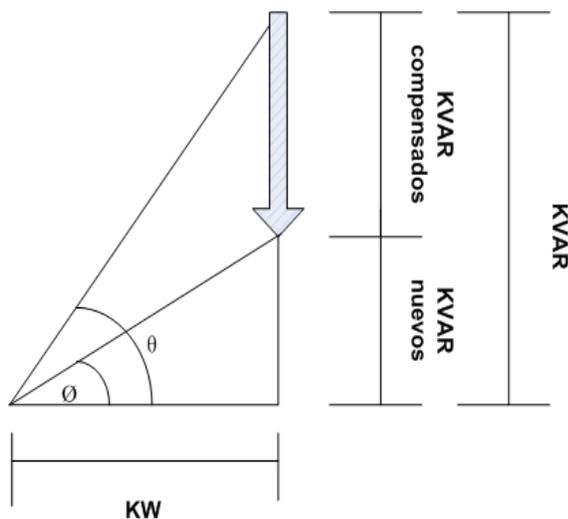
$$F_p = \cos\theta$$

$$\text{Si } \theta \approx 0$$

$$F_p = 1$$

Sabiendo que se busca tener un factor de potencia cercano a 1, se deduce que se necesita minimizar el ángulo existente entre la potencia activa y la potencia aparente. Por lo cual el proceso para compensar el factor de potencia será minimizar la potencia reactiva del sistema. La potencia reactiva capacitiva se aporta al sistema por lo cual es negativa y se resta de la potencia reactiva inductiva que se está demandando en el mismo.

Figura 28. Triángulo de potencia compensado



Se obtendrán las relaciones para encontrar la capacidad del condensador (KVAR compensados), para mejorar el factor de potencia.

$$\tan \theta = co / ca$$

$$1) \tan \theta = KVAR / KW \quad \Rightarrow \quad KVAR = \tan \theta * KW$$

$$2) KVAR \text{ compensado} = KVAR - KVAR \text{ nuevos}$$

$$3) \tan \emptyset = KVAR \text{ nuevos} / KW \quad \Rightarrow \quad KVAR \text{ nuevos} = \tan \emptyset * KW$$

Sustituyendo 1) y 3) en la expresión 2)

$$KVAR \text{ compensado} = \tan \theta * KW - \tan \emptyset * KW$$

$$KVAR \text{ compensado} = (\tan \theta - \tan \emptyset) * KW$$

Se puede definir entonces un factor de corrección como:

$$Fc = (\tan \theta - \tan \emptyset)$$

$$KVAR \text{ compensado} = Fc * KW$$

Se observa que se necesita conocer el factor de potencia actual, el factor de potencia deseado y la potencia real instalada en la planta para poder compensar la potencia reactiva en el sistema.

Se sabe que:

$$FP \text{ actual} = \cos \theta \quad \Rightarrow \quad \theta = \cos^{-1} (FP \text{ actual})$$

$$FP \text{ nuevo} = \cos \emptyset \quad \Rightarrow \quad \emptyset = \cos^{-1} (FP \text{ nuevo})$$

Conociendo estas definiciones se procedió a realizar una hoja de cálculo para poder encontrar el factor de corrección deseado para los diferentes factores de potencia actuales y nuevos, con el objetivo de facilitar el cálculo de la capacidad del banco de condensadores a instalar.

Tabla XXIII. Factores de corrección para encontrar la capacidad del condensador

<i>FP actual</i>	FP deseado					FACTORES DE CORRECCION
	1	95	90	85	80	
0,5	1,732	1,404	1,248	1,112	0,982	
0,52	1,643	1,314	1,158	1,023	0,893	
0,54	1,559	1,230	1,074	0,939	0,809	
0,56	1,479	1,151	0,995	0,860	0,729	
0,58	1,405	1,076	0,920	0,785	0,655	
0,6	1,333	1,005	0,849	0,714	0,583	
0,32	2,961	2,632	2,476	2,341	2,211	
0,64	1,201	0,872	0,716	0,581	0,451	
0,66	1,138	0,810	0,654	0,519	0,388	
0,68	1,078	0,750	0,594	0,459	0,328	
0,7	1,020	0,692	0,536	0,400	0,270	
0,72	0,964	0,635	0,480	0,344	0,214	
0,74	0,909	0,580	0,425	0,289	0,159	
0,76	0,855	0,527	0,371	0,235	0,105	
0,78	0,802	0,474	0,318	0,183	0,052	
0,8	0,750	0,422	0,266	0,130		
0,82	0,698	0,370	0,214	0,078		
0,84	0,646	0,317	0,162	0,026		
0,86	0,593	0,265	0,109			
0,88	0,540	0,211	0,055			
0,9	0,484	0,156				
0,92	0,426	0,098				
0,94	0,363	0,034				

3.3.3 Corrección del factor de potencia en la planta.

Se procede ahora a calcular el banco de capacitores a instalar en la entrada de la alimentación de la planta, para lograr mejorar el factor de potencia y por ende aplicar la compensación de potencia reactiva.

Los pasos a seguir son:

- Verificar la potencia real promedio (KW), demandada en la planta.
- Medir el factor de potencia actual de la planta.
- Definir el Factor de potencia deseado.
- Localizar el factor de corrección en la tabla XXIII.
- Realizar el cálculo del banco de condensadores.

Del levantado de equipo de los tableros del sistema eléctrico y del cálculo de demandas realizado en el capítulo 2 de este documento, se obtiene la información correspondiente a la potencia real promedio demandada en la planta.

Tabla XXIV. Demanda máxima y promedio estimada en la subestación

TABLERO PRINCIPAL TB1

Breaker Número.	Identificación		Total KVA	Carga Esperada
	USO	TABLERO		
1	Alimentacion Tablero	10B-2	193	74,22
2	Alimentacion Tablero	10B-3	273,8	88,44
3	Alimentacion Tablero	10B-4	406	304,72
4	Alimentacion Tablero	10B-5	278,2	132,42
5	Alimentacion tablero	10B-9	297	227,26
6	Alimentacion Tablero	10B-6	1,08	0,56
7	Enlace Subestacion 10A			
8	Reserva			
9	Alimentacion Tablero	10B-7	115,81	40,74
10	Aire Acondicionado Salon 3			
11	Reserva			
Total INSTALADA		1564,89	TOTAL MAXIMA KW	868,36
			TOTAL PROMEDIO KW	672,00

$$\mathbf{FP\ actual = 0.88}$$

$$\mathbf{FP\ deseado = 0.96}$$

$$\mathbf{Fc = 0.211}$$

$$\mathbf{KVAR\ compensado = 0.211 * 672\ KW}$$

$$\mathbf{KVAR\ compensado = 141.792\ KVA}$$

Por lo cual se necesitará conectar un banco de condensadores de una capacidad de 142 KVA, este es el valor calculado para tener la compensación deseada. Cabría ahora verificar cuales son los valores de bancos de condensadores existentes en el mercado, para normalizar el valor obtenido a un valor existente.

3.3.4 Consideraciones económicas

Desde el punto de vista económico, la compensación de energía reactiva debería de establecerse en términos del costo total mínimo, en cuyo cálculo se evalúa la contribución de los siguientes factores:

Costes de inversión. Es decir, el costo del banco y de su sistema de regulación, teniendo en cuenta que el precio aumenta con la potencia del banco. También se deben considerar los costes de instalación.

Costes de explotación. Representa fundamentalmente el costo de energía reactiva y activa, si se reducen las pérdidas por efecto Joule y costos de mantenimiento. Es decir se debe de considerar el ahorro total que se tendrá en energía consumida si se realiza la compensación en el sistema.

La compensación de potencia reactiva se recomienda no solo por el aumento de la capacidad del sistema eléctrico, si no porque la inversión se verá magnificada con el ahorro de energía reactiva que se tendrá en la planta.

Es decir el retorno de la inversión en un banco de condensadores, se dará tan solo a meses después de realizada la instalación, con el ahorro que se tendrá en la facturación de la energía consumida por la planta.

$$\textit{Período de Retorno de inversión} = \textit{Inversión} / \textit{Ahorro Mensual}.$$

3.4 Actualización y presentación del plano de la subestación

El último paso a realizar al haber implementado las propuestas de correcciones y rediseño del sistema eléctrico de la subestación, es actualizar el plano de la misma. Se busca de esta forma tener información verídica y disponible para el uso de los ingenieros y técnicos que llevaran a cabo el trabajo dentro de la planta.

Se debe de presentar este plano al personal encargado de la planta, identificando las correcciones que se hicieron, así como los errores que se pudieron haber encontrado en el mismo. Vale la pena adjuntar también todos los formatos de levantado de equipo tanto de tableros como de alimentadores que se realizaron, para que se pueda llevar a cabo fácilmente la identificación del mismo dentro del plano.

Básicamente este paso conlleva un resumen de todo el análisis, cálculo y correcciones que se hicieron en las secciones anteriores de este capítulo y del capítulo dos.

La actualización que se realizara dentro del plano de la subestación es la siguiente:

1. Corregir Elementos del sistema que se han cambiado o estaban mal detallados en el plano. (Interruptores, Calibre de los conductores, Tableros.)
2. Agregar tablero con sus alimentadores y ramales, que no estaban incluidos en el plano o que han sido instalados como parte de las correcciones y rediseño.
3. Corregir las demandas estimadas de cada tablero de la subestación y del tablero principal TB-1.
4. Definir las modificaciones que se realizaron al sistema. Como instalaciones extras, movimiento de equipo etc.
5. Identificar en dicho plano, la fecha de dichas correcciones y estimaciones.

3.4.1 Correcciones del plano original.

Las correcciones a realizar en el plano son las siguientes.

➤ **AGREGAR**

En el tablero TB-2

- 2 Interruptores de reserva de 3X70 y 3X60 A

En el tablero TB-4

- 1 Interruptor de reserva de 3X125 A
- Compresor No.1
 - Conductor 4AWG 2 hilos por fase y protección 3 X 125 A

- Compresor No.2
 - Conductor 4AWG 2 hilos por fase y protección 3 X 125 A
- Compresor No.4
 - Conductor 4AWG 2 hilos por fase y protección 3 X 125 A
- Compresor No.5
 - Conductor 2 AWG 1 hilo por fase y protección 3 X 125 A

En el tablero TB-5

- 1 Interruptor de reserva de 3X30 Amperios
- Compresor No.6
 - Conductor 2 AWG 1 hilo por fase y protección 3 X 225 A

En el tablero TB- 6

- 5 Interruptores de reserva 3 de 3 X 40, 1 de 3 X 50 y 1 de 3 X 30 A

En el tablero TB-9 (No se encuentra en el plano original)

- Alimentación del tablero TB-10
- 2 Interruptores de reserva 3x 225 A
- Compresor No.3
 - Conductor 2 AWG 2 hilos por fase y protección de 3 X 22 A

En el tablero TB- 10 (No se encuentra en el plano original)

- Compresor de Tornillo 200 HP
 - Conductor de 500 MCM y protección de 3 x 400 A

➤ **CORREGIR.**

Alimentadores.

- Tablero TB-5
 - El Alimentador es de calibre 4/0 2 hilos por fase.
- Tablero TB-103
 - Alimentador en el lado de alta del trafo. Es calibre 2AWG.
 - Alimentador en el lado de baja del trafo. Es calibre 250 MCM.

Cargas Estimadas.

Las presentadas en la tabla 12. De la sección 2.5

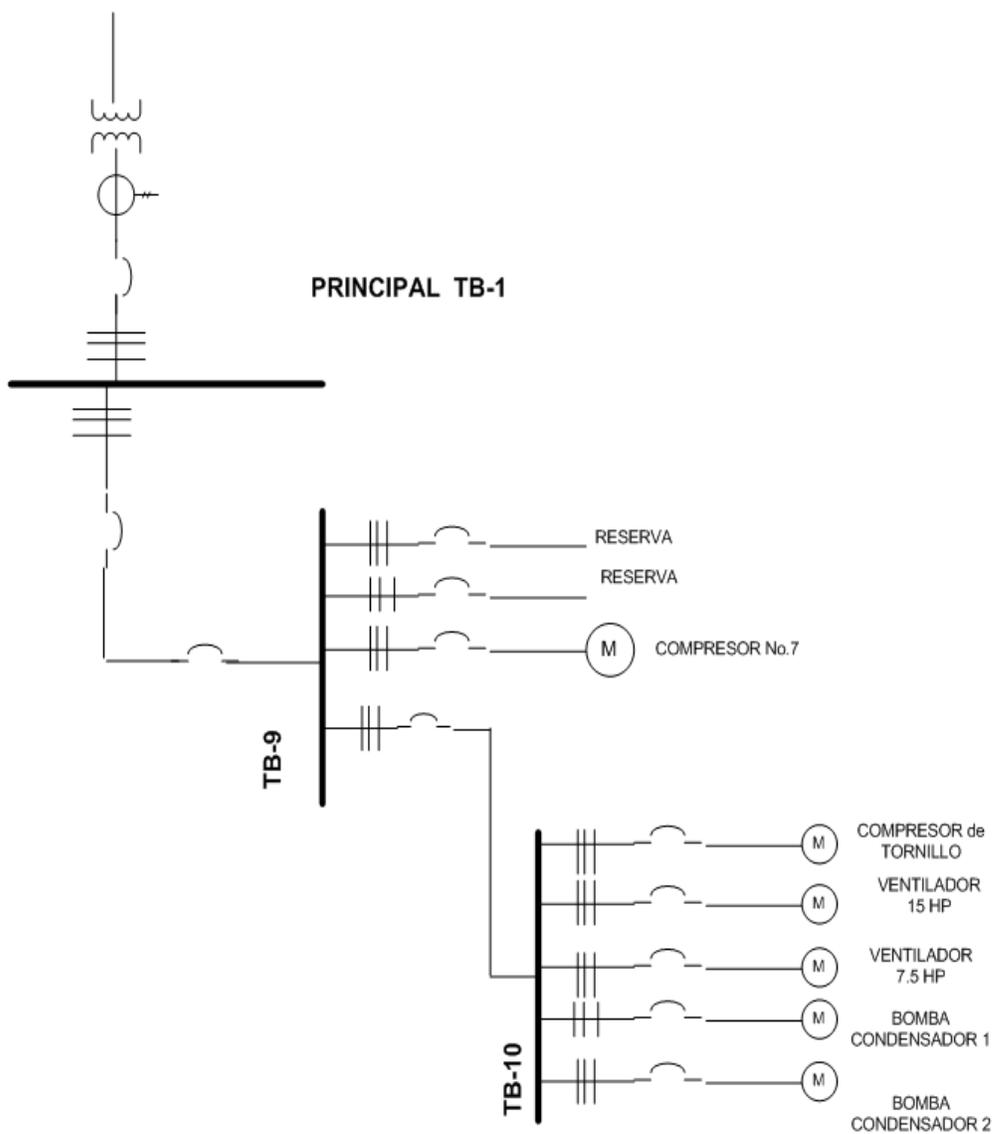
3.4.2 Descripción e identificación de los tableros faltantes.

Se agregarán al plano de la subestación, dos tableros que fueron adicionados a la instalación del sistema eléctrico como parte de la búsqueda de solución al disparo de la protección principal, antes de realizar el análisis y las correcciones propuestas en este informe.

Estos tableros mencionados son el tablero TB9 y el TB10. Ambos fueron considerados dentro del análisis realizado para encontrar las causas de la falla en la protección principal de la subestación, y al mismo tiempo se consideraron para realizar movimientos de carga hacia ellos y de ellos hacia otros tableros.

Se presenta el diagrama unifilar de dichos tableros en el sistema eléctrico de la subestación.

Figura 29. Diagrama de los tableros faltantes en el plano



También se presentan las planillas de los dos tableros para completar la información que debe de ser incluida en el plano.

Figura 30. Planillas de los tableros TB-9 y TB-10

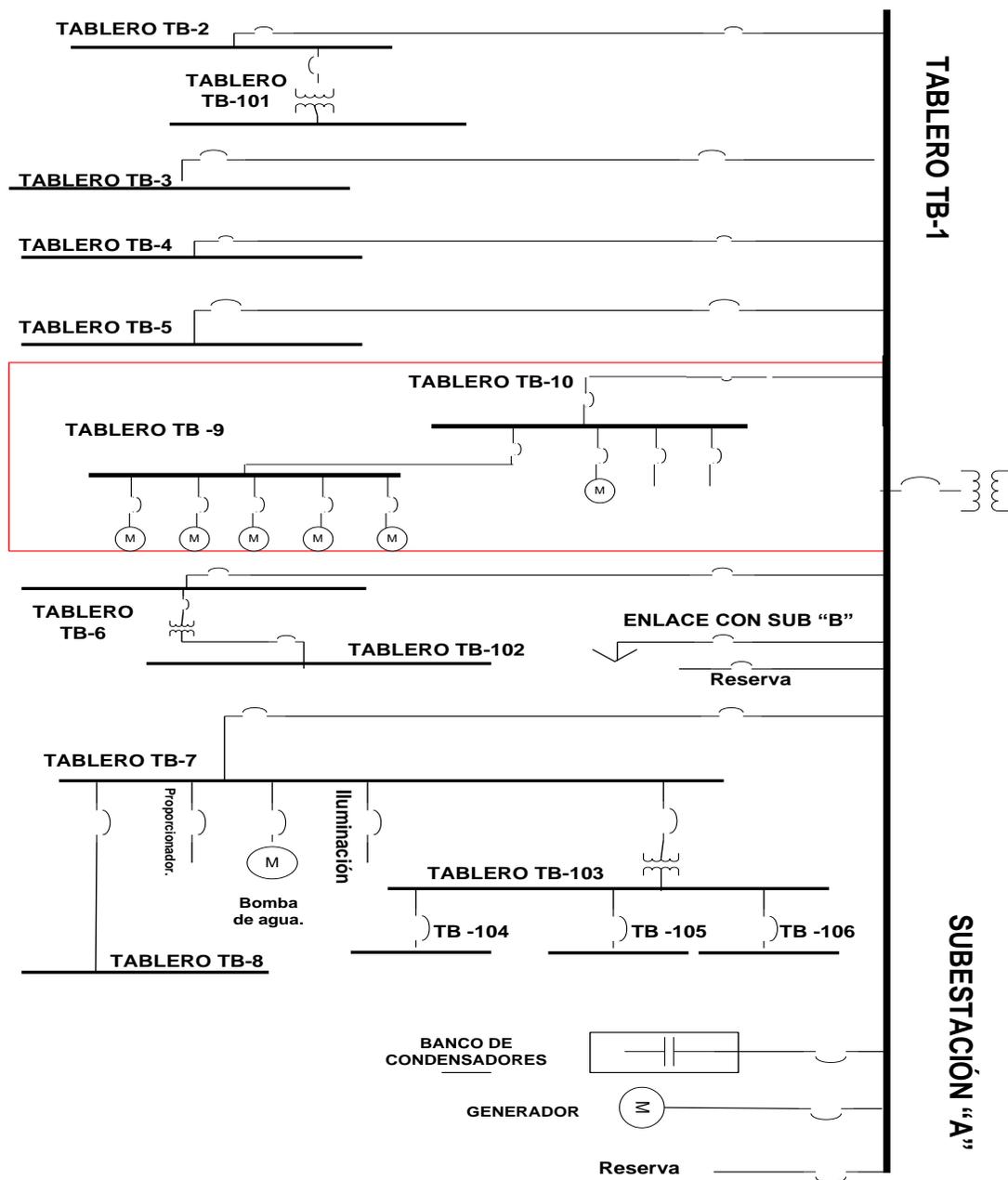
Tablero TB- 9		Descripcion No se tiene datos				Localizacion MEZZANINE VIEJO			
Marca	Voltaje	Fases	Barras Amperaje	Polos	Main	Tierra	Neutro		
	480Y/277	3	600		si	si	si		
Observaciones: TABLERO NUEVO QUE SE USABA PARA LOS COMPRESORES 7 Y 8									
Breaker Numero	Identificacion	Carga		Breaker			Cable	Factor	Carga Esperada
	Descripcion	Individual	Total KVA	Marca	Amps	Polos			
1	Alimentacion 10B-107	226,3	226,3	Cuttler hammer	Fi 400	3	500 MCM	0,9	203,7
2	Compresor No. 3	75,2	70,77	Cuttler Hammer	Fi 225	3	2c-2 AWG	0,9	63,7
3	RESERVA	0	0	Cuttler Hammer	225	3	2 AWG	0	0,0
4	RESERVA	0	0	Cuttler Hammer	225	3	2 AWG	0	0,0
5									
6									
7									
8									
9									
		Total	297,07						
								KVA	267,363
								KW	227,26

Tablero TB- 10		Descripcion CELDA SIKUS SIEMENS				Localizacion MEZZANINE VIEJO			
Marca	Voltaje	Fases	Barras Amperaje	Polos	Main	Tierra	Neutro		
SIEMENS	480	3	400		No	si	si		
Observaciones: Viene de taker 10B-9 Centro de Control de motores									
Breaker Numero	Identificacion	Carga		Breaker			Cable	Factor	Carga Esperada
	Descripcion	Individual	Total KVA	Marca	Amps	Polos			
1	Compresor 200HP	200 Hp	185,74	SIEMMENS	400	3	500 MCM	0,925	171,81
2	Ventilador 2 Condensador 1	15 hp	15,78	SIEMMENS	25	3	10 AWG	0,925	14,60
3	Ventilador #1 Condensador #1	7,5 Hp	8,25	SIEMMENS	12	3	12 AWG	0,925	7,63
4	Bomba Condensador #1	7,5 Hp	8,25	SIEMMENS	12	3	12 AWG	0,925	7,63
5	Bomba Condensador #2	7,5 Hp	8,25	SIEMMENS	12	3	12	0,925	7,63
6									0
17									0
18		TOTAL KVA	226,27						
								KVA	209,3
								KW	177,9

3.4.3 Presentación del plano actualizado y corregido.

Por último se presenta el plano final de la subestación ya modificado.

Figura 31. Plano eléctrico de la subestación modificado



4. IMPLEMENTACIÓN DE RUTINAS DE MANTENIMIENTO

En este capítulo se describe el concepto de mantenimiento industrial, especificando sus ramas más importantes así como la aplicación de las mismas a los diferentes modos de operación de la industria. Se enunciarán los parámetros a tomar en cuenta para poder elegir un modelo de mantenimiento adecuado tomando en cuenta el proceso productivo del lugar o de la planta donde se quiera aplicar. Al mismo tiempo se presenta una propuesta de implementación de rutinas de inspección y mantenimiento para el sistema eléctrico de la subestación “A” que ha sido analizada en los capítulos anteriores.

4.1 Definición de mantenimiento

Se entiende por mantenimiento a la función empresarial a la que se encomienda el control del estado de las instalaciones de todo tipo, tanto productivas como las auxiliares y de servicio. En este sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un costo mínimo. Dada esta definición se pueden enumerar las funciones del mantenimiento como las siguientes:

- Prevenir y/o corregir averías.
- Cuantificar y/o evaluar el estado de las instalaciones y el equipo.
- Evaluar el aspecto económico de costos.

Dicho esto se puede deducir que el mantenimiento empieza con el proyecto de diseño mismo de la máquina, dado que para poder llevarlo de una manera adecuada es necesario tomar el curso de las acciones de prevención y corrección según especificaciones técnicas como normas, tolerancias, planos de instalación y puesta en marcha dadas por el fabricante.

La comparación del estado de la máquina según sus especificaciones técnicas antes de la puesta en marcha, es la base para la evaluación del rendimiento y prestaciones de la misma a lo largo de su vida útil.

Son misiones del mantenimiento:

- La vigilancia permanente y periódica.
- Las acciones preventivas.
- Las acciones correctivas.
- El reemplazo de la maquinaria.

Siendo sus objetivos implícitos los siguientes:

- Aumentar la disponibilidad de los equipos.
- Reducir el costo de esta disponibilidad al mínimo.
- Mejorar la fiabilidad de maquinas e instalaciones.
- Aumentar la confiabilidad de operación del equipo.

En cualquier caso se pueden distinguir cuatro generaciones en la evolución del concepto de mantenimiento:

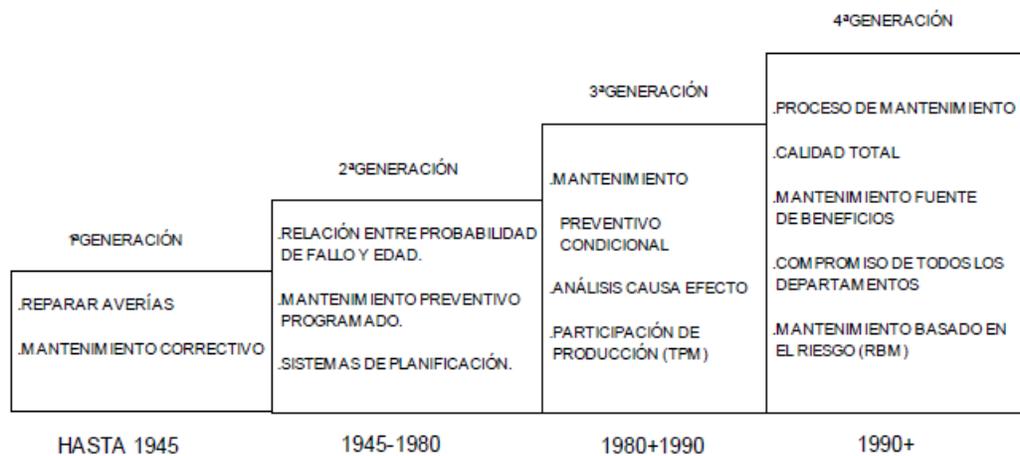
1ª Generación: Esta corresponde al periodo de tiempo más largo desde la revolución industrial hasta después de la Segunda Guerra Mundial. Y se define como la era del mantenimiento puramente Correctivo. Este mantenimiento solo se ocupa de arreglar averías.

2ª Generación: Corresponde al período entre la Segunda Guerra Mundial y finales de los años 70. En esta época se descubre la relación entre la edad de los equipos y su probabilidad de fallo por lo cual nace el concepto de Mantenimiento Preventivo.

3ª Generación: Surge a Principios de los años 80, cuando se empezó a realizar estudios de causa - efecto, para averiguar el origen de los problemas y fallas presentes en el equipo. Nacen entonces el Mantenimiento Predictivo y así como el mantenimiento Productivo Total (TPM), que se encargan de la detección de síntomas incipientes antes que las consecuencias de los mismos lleguen a provocar una falla que sea inadmisible para el sistema de producción.

4ª Generación: Aparece al principio de los años 90. El mantenimiento se contempla como una parte del concepto de calidad total, y se considera ahora como un proceso para la empresa que es una fuente de beneficios y no como un mal necesario. La posibilidad de que una maquina falle y las consecuencias asociadas son riesgos para la empresa que hay que gestionar, buscando siempre tener el mínimo costo. Nacen entonces el Mantenimiento basado en el Riesgo (MBR).

Tabla XXV. Evolución del mantenimiento

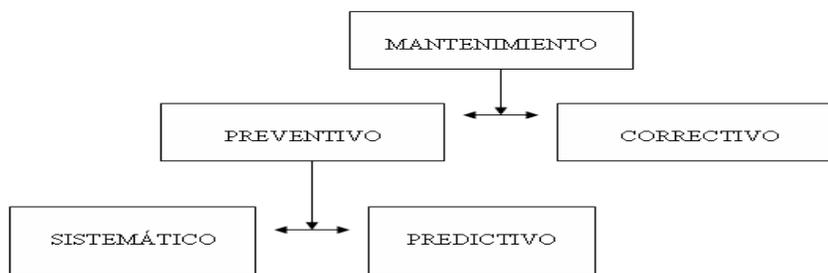


Fuente: Robert C. Rosaler. **Manual de mantenimiento industrial. Pag.10**

4.1.1 Tipos y niveles de mantenimiento

Los distintos tipos de mantenimiento hasta ahora mencionados se resumen en el siguiente diagrama.

Figura 32. Relación de los tipos de mantenimiento



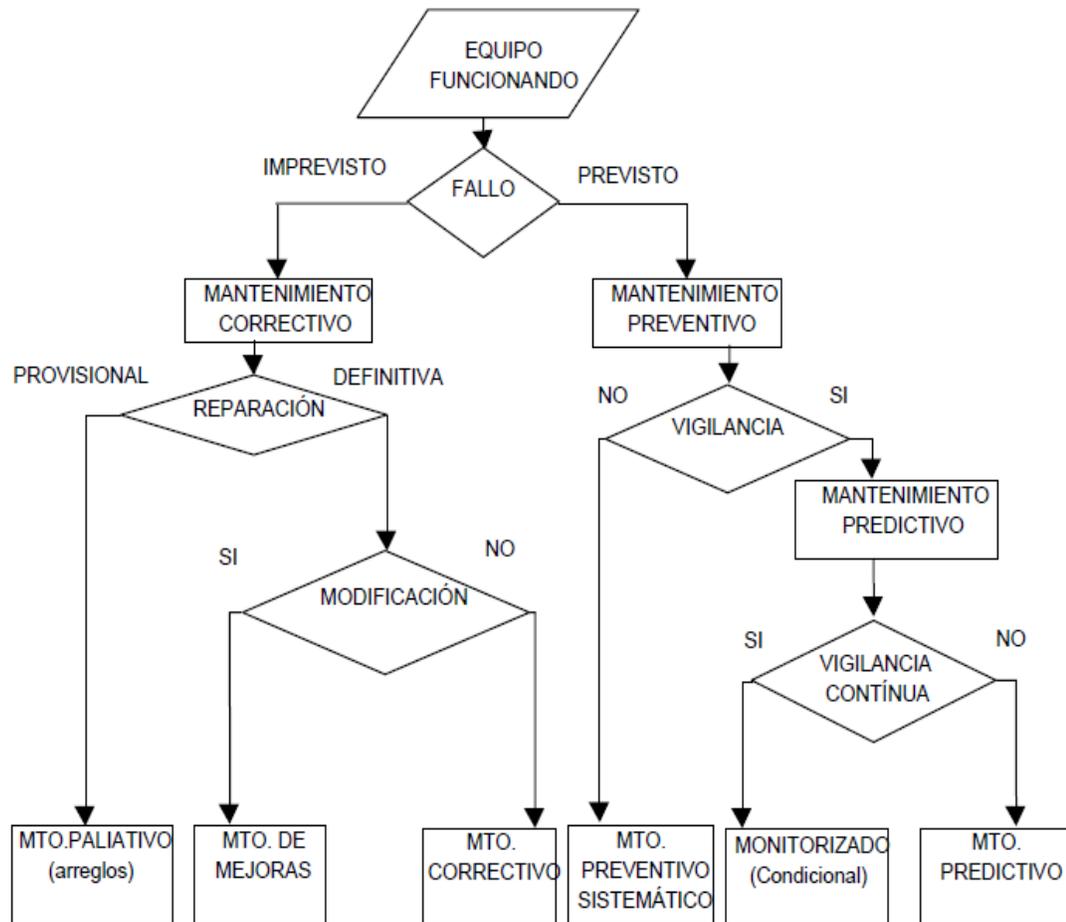
- El mantenimiento correctivo, se efectúa después del fallo para reparar averías.

- El mantenimiento preventivo se efectúa con la intención de reducir la probabilidad de fallo, del que existen dos modalidades.
 - Preventivo sistemático, que se efectúa a intervalos regulares de tiempo tomando en cuenta la criticidad de la máquina.
 - Preventivo Condicional, que está subordinado a un evento predeterminado.

- El mantenimiento predictivo es más que un tipo de mantenimiento pues se refiere a técnicas de detección precoz de síntomas para ordenar la intervención antes de que aparezca la falla.

Se presenta un diagrama de decisión sobre el tipo de mantenimiento a aplicar.

Figura 33. Diagrama de decisión para mantenimiento.



Fuente: Robert C. Rosaler. **Manual de mantenimiento industrial. Pág.25**

En los respectivos a los distintos niveles de intensidad aplicables se presenta una descripción breve de cada uno de ellos, basados en la importancia de las operaciones a realizar según lo requiera el tipo de falla.

Tabla XXVI. Niveles de Mantenimiento

NIVEL	CONTENIDO	PERSONAL	MEDIOS
1	-AJUSTES SIMPLES PREVISTOS EN ÓRGANOS ACCESIBLES. -CAMBIO ELEMENTOS ACCESIBLES Y FACILES DE EFECTUAR.	OPERADOR, IN SITU	UTILLAJE LIGERO
2	-ARREGLOS POR CAMBIO ESTANDAR -OPERACIONES MENORES DE PREVENTIVO (RONDAS/GAMAS).	TÉCNICO HABILITADO, IN SITU	UTILLAJE LIGERO + REPUESTOS NECESARIOS EN STOCK.
3	-IDENTIFICACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE AVERÍAS. -REPARACIÓN POR CAMBIO DE COMPONENTES Y REPARACIONES MECÁNICAS MENORES.	TÉCNICO ESPECIALIZADO, IN SITU O TALLER.	UTILLAJE + APARATOS DE MEDIDAS + BANCO DE ENSAYOS, CONTROL, ETC.
4	-TRABAJOS IMPORTANTES DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y PREVENTIVO.	EQUIPO DIRIGIDO POR TÉCNICO ESPECIALIZADO (TALLER).	UTILLAJE ESPECÍFICO + MATERIAL DE ENSAYOS, CONTROL, ETC.
5	-TRABAJOS DE GRANDES REPARACIONES, RENOVACIONES, ETC.	EQUIPO COMPLETO, POLIVANTES, EN TALLER CENTRAL.	MÁQUINAS-HERRAMIENTAS Y ESPECÍFICAS DE FABRICACIÓN (FORJA, FUNDICIÓN, SOLDADURA, ETC.)

Fuente: Robert C. Rosaler. **Manual de mantenimiento industrial. Pág.26**

La identificación del nivel de mantenimiento aplicable a cada sesión de trabajo realizada, será de vital importancia tanto para la gestión del trabajo como para la gestión del equipo a utilizar, así como para la estimación de los tiempos de paro operativo.

Todos estos elementos se deben de tener en cuenta para la planificación eficiente de los procesos de mantenimiento así como para la estimación económica del mismo, dado que se debe encontrar un punto de equilibrio que proporcione la máxima operación y eficiencia del equipo, así como la continuidad de trabajo mediante la aplicación del tipo y cantidad de mantenimiento adecuado.

Los procesos de gestión de equipo y gestión de trabajo a realizar, se refieren a la identificación, planificación, estructuración y aplicación de ambos, siendo estos la base de la implementación de un sistema de mantenimiento efectivo. Se procederá a definir estos dos conceptos en secciones posteriores, buscando sentar la base para la aplicación de sistemas de inspección y rutinas de mantenimiento para el equipo en operación.

4.1.2 Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de cada tipo de mantenimiento

Se procederá ahora a describir más ampliamente cada tipo de mantenimiento mencionado anteriormente, buscando detallar sus características basándose principalmente en sus ventajas, desventajas y aplicaciones.

1. Mantenimiento correctivo

- **Ventajas:**

- No se requiere una gran infraestructura técnica, ni elevada capacidad de análisis.
- Máximo aprovechamiento de la vida útil de los equipos.

- **Desventajas:**

- La falla es imprevista, por lo cual hay paros en la producción.
- Elemento a fallar desconocido, por lo cual se debe de contar con muchos repuestos a mano.
- Baja calidad del mantenimiento al trabajar siempre en un estado de emergencia.

- **Aplicaciones**

- Cuando el costo de las paradas ocasionadas, sea menor que el costo de las acciones preventivas. (Sistemas secundarios que no afectan la producción).

2. Mantenimiento preventivo

- **Ventajas:**

- Importante reducción de paradas imprevistas en el equipo.
- Da una estimación de probabilidad de fallos con la vida útil del equipo.

- **Desventajas:**

- No se aprovecha la vida útil completa del equipo.
- Aumenta el gasto y se necesita una programación de inspección frecuente y ordenada.

- **Aplicaciones:**

- En equipos de naturaleza mecánica o electromecánica sometidos a desgaste constante.
- Equipo cuya relación fallo-duración es bien conocida.

3. Mantenimiento predictivo

- **Ventajas:**

- Determinación óptima del tiempo para realizar el mantenimiento preventivo.
- Ejecución sin interrumpir del funcionamiento normal del equipo.
- Mejora del conocimiento y control del equipo.

- **Desventajas:**

- Requiere personal más calificado e instrumentación más precisa.
- No es viable una monitorización de todos los parámetros operativos del sistema.
- Se pueden presentar averías en el intervalo de tiempo comprendido entre dos medidas consecutivas.

- **Aplicaciones:**

- En maquinaria Rotativa
- En Motores eléctricos y transformadores.
- Aparatos Eléctricos.
- Instrumentación mecánica y eléctrica.

Debido a que el trabajo realizado en una planta de producción industrial es variado, muchas veces se deberá de priorizar según la criticidad del equipo, es decir todo aquel que tenga una influencia directa sobre la producción y eficiencia de la planta será tratado bajo una implementación de mantenimiento predictivo y preventivo, mientras que el equipo de menor influencia se tratará con un sistema correctivo.

Luego de la selección del tipo de mantenimiento a utilizar en el equipo, se deben de llevar las tareas de gestión, ejecución e identificación de las técnicas de trabajo específicas. Estas se resumen en el siguiente cuadro.

Tabla XXVII. Pasos posteriores a la selección del modelo de mantenimiento

GESTIÓN	EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO	CONOCIMIENTO TÉCNICAS ESPECÍFICAS
-ORGANIZACIÓN -MÉTODOS, TIEMPOS -PROGRAMACIÓN -NORMAS PROCEDIMIENTOS -PRESUPUESTOS/COSTES -AUDITORÍAS -PLANES DE MEJORA	-CONOCIMIENTO DE EQUIPOS -CONOCIMIENTO DEL MANTENIMIENTO ESPECÍFICO DE EQUIPO	-ANÁLISIS DE FIABILIDAD -ANÁLISIS DE AVERÍAS -DIAGNÓSTICO DE AVERÍAS -ANÁLISIS DE VIBRACIONES

Fuente: Robert C. Rosaler. **Manual de mantenimiento industrial. Pág. 28**

4.2 Mantenimiento Productivo Total TPM

El Mantenimiento Productivo Total (TPM) es una filosofía de mantenimiento que enfatiza la importancia de implicar al operario en la fiabilidad de la maquina y se busca un entorno que estimule esa clase de compromiso.

El avance de la tecnología y la automatización han obligado a evolucionar en respecto a la aplicación de programas de mantenimiento, es decir se ha pasado de corregir y prever fallas a otro tipo de implicaciones en tareas adicionales como:

- Realizar evaluaciones de la instalación en lo respectivo a fiabilidad, mantención y operatividad.
- Modificaciones para eliminar problemas crónicos.
- Restauraciones sin llegar a la reparación total.

El TPM surge en los años 60 en Japón y se ha extendido exitosamente debido a que mediante su aplicación se eleva el nivel de conocimiento y capacidad de los trabajadores de producción y mantenimiento, al mismo tiempo que se mejora el ambiente de trabajo.

Se pueden definir sus tres objetivos primordiales:

1. Maximizar la efectividad y productividad del equipo.
2. Crear un sentimiento de propiedad en los operarios a través de la información e implicación
3. Promover la mejora continua a través de actividades que incluyan al personal operativo con el personal de mantenimiento e ingeniería.

Para maximizar la efectividad de los equipos de producción, el TPM trata de eliminar las principales pérdidas en las plantas que son:

- a) Debido a tiempos de parada. Ya sean programadas, por averías o por ajustes en la producción.
- b) Pérdidas de Producción.
- c) Pérdidas por defectos en la calidad del producto.
- d) Pérdidas por reprocesamientos.

La implementación del TPM supone desarrollar sistemáticamente un proceso estructurado en el que para eliminar las causas de las pérdidas se debe cambiar primero la actitud del personal e incrementar sus capacidades.

De esta definición se deduce que los aspectos más relevantes del TPM sean:

- **La formación y el adiestramiento del personal.** En técnicas de operación y mantenimiento así como en técnicas de gestión. La mejora de la formación de los operarios influye no solo en los resultados de la empresa sino que aumenta la satisfacción de las personas y el orgullo por el trabajo.
- **El mantenimiento autónomo.** Realizado por los operarios, trata de eliminar las barreras entre producción y mantenimiento, de manera que integren sus esfuerzos hasta llegar a fusionar sus actividades de la siguiente manera:
 - El departamento de producción al estar en contacto más íntimo con los equipos estará al tanto de las características operativas del mismo y por ende detectará operaciones inapropiadas como derrames, desgaste rápido, obstrucciones y todo aquello que se pueda detectar con una inspección y limpieza.
 - El departamento de mantenimiento no se limitará a realizar reparaciones sino que se aplicarán técnicas de mantenimiento especializado que aseguren su eficacia, al mismo tiempo que se aumentará la confianza de los operadores.

4.3 Descripción del sistema de mantenimiento actual en la planta

El sistema de mantenimiento utilizado actualmente en la planta analizada, se puede describir como una implementación de mantenimiento preventivo basado en el sistema de TPM descrito con anterioridad ya que se ha incluido al personal de producción, es decir a operadores de cada máquina, para que mediante la experiencia adquirida y capacitaciones recibidas en el manejo de su equipo de trabajo, sean capaces de identificar fallas o modos de operación indeseables. Se ha buscado integrar al equipo de personal de mantenimiento con el equipo operativo de la planta, para que la detección y reparación de fallas se logre de manera más eficiente y se minimice de esta forma los tiempos muertos dentro del sistema.

El equipo operativo cumple con sus funciones de manejo y manipulación de las diferentes maquinas de la planta de producción y adicionalmente son responsables de llevar el control del funcionamiento de la misma, con el propósito de estar en capacidad de tener un seguimiento apropiado de sus prestaciones y del tipo y magnitud de las fallas que se presenten para poder prevenirlas totalmente.

En adicción al rol de manejo y control de la maquinaria por parte del equipo operativo, el equipo del departamento de mantenimiento realiza tareas diarias de ajustes y verificación de las maquinas en funcionamiento. Este equipo se divide en el personal encargado del mantenimiento eléctrico y del mantenimiento mecánico.

La implementación del mantenimiento preventivo que se lleva a cabo en la planta se logra mediante la actualización automática de un programa de asignación de mantenimiento, que cuenta básicamente con una base de datos de todo el equipo instalado en la planta, al mismo tiempo que se tiene conocimiento de los requerimientos semanales o mensuales, de lubricación, alienación, chequeo de cojinetes y empaques de cada equipo. El programa de asignación entonces imprime órdenes de trabajo semanales que son realizadas tanto por el equipo mecánico como el eléctrico en los fines de

semana, para complementar de esta manera el rol correctivo que se lleva cuando la planta está en operación.

A continuación se presenta un formato de una orden de trabajo para ejemplificar el tipo de trabajo que se realiza como parte del mantenimiento preventivo.

Figura 34. Orden de trabajo para ejecución de mantenimiento

ORDEN DE TRABAJO.			
No.	23334	Encargado:	Juan Lopez
Fecha:	11/11/2009	Hora:	10,30 am
		Turno:	Diurno
		Línea de Producción:	Línea 1 de Garrafrones.
Equipo a Inspeccionar: Llenadora de garrafrones y sistema de ozono.			
Actividad a Realizar: Verificar el sistema para fugas de ozono. Chequear el sistema de engranajes de la llenadora. Cambiar el aceite del carter. Verificar el las valvulas del sistema de ozono.			
Fallas detectadas. El aceite del carter de la caja de cambios estaba demasiado sucio.			
Se han reparado con anticipación:		SI	NO
		X	
Tiempo de Paro:	2 HORAS	Tipo de Trabajo.	Mecanico X Electrico
Utilización de Repuestos:	SI X	NO	No. de Referencia. LL-2226799
Repuestos Utilizados: Se cambiaron los empaques de las valvulas de cierre del carter. Se cambio la estopera y el prensa estopa de la bomba proporcionadora de aceite.			

El mantenimiento descrito anteriormente, se aplica principalmente al equipo eléctrico rotativo y de potencia de la planta, es decir motores, bombas, ventiladores, motores reductores, electro válvulas, engranes, cajas de velocidad etc. Dándole a cada uno de estos equipos mantenimiento mecánico o eléctrico según se necesite o ambos.

De la experiencia que se obtuvo en el trabajo realizado se pudieron detectar las siguientes fallas:

- El sistema eléctrico de la Planta no cuenta con rutinas de inspección y mantenimiento.
- La subestación de alimentación de la planta y los bancos de capacitores no cuentan con servicios de mantenimiento planificados.
- EL mantenimiento del sistema eléctrico de la subestación y de la subestación misma es puramente correctivo. Es decir solo se toma acción alguna cuando hay algún fallo. (Disparos de protecciones, Alarmas, Fallo en los sistemas de enfriamiento del transformador.)
- No se lleva un control de la incidencia de las fallas.

El descuido en el monitoreo del sistema eléctrico de alimentación de la planta, tiene un efecto directo en la continuidad del servicio prestado y por ende en el aspecto económico de la ganancia que se busca, debido a que se desconoce la estabilidad del sistema.

De poco sirve que se mantenga la maquinaria de la planta en óptimas condiciones, trabajando a sus máximas prestaciones, si el sistema eléctrico no es capaz de soportar el trabajo que se pretende realizar. Es decir la continuidad y la economía del trabajo realizado se minimizan si hay disparos continuos, calentamiento en alimentadores, sobrecarga en tableros o si hay factor de potencia es bajo.

A continuación se presentan propuestas para el mejoramiento de la aplicación de mantenimiento preventivo que se tiene actualmente en la planta.

4.4 Propuesta de mantenimiento para el sistema eléctrico de la subestación

Después de identificar las deficiencias en el sistema de mantenimiento actual y buscando una solución integral a las fallas analizadas en los capítulos anteriores se realizará una propuesta de mantenimiento para el sistema eléctrico de la subestación y para la

subestación misma, entendiendo de esta forma que se llegará a tener una comprensión y un control más apropiado tanto del sistema eléctrico como del equipo instalado en él. Se busca minimizar las condiciones de operación inciertas así como los disparos por situaciones inesperadas, es decir mejorar la fiabilidad y la continuidad del servicio a prestar.

Para lograr implementar un sistema de mantenimiento o una mejora como sucede en este caso, es necesario definir y aplicar los siguientes puntos.

- Responsabilidad de la realización del mantenimiento.
- Normas de seguridad necesarias.
- Gestión del equipo.
- Gestión del trabajo.
- Programa de inspección y prueba del equipo.
- Análisis de averías.
- Rutinas de mantenimiento.
- Contratación del mantenimiento.

4.4.1 Responsabilidad de la realización del mantenimiento

Tras definir el mantenimiento, su finalidad y el modo de operar, se procederá a establecer las responsabilidades, grado de competencia y niveles de trabajo del personal de la planta.

- **Nivel 1.** Será responsabilidad del operario de la maquina que situado en su puesto de trabajo. El tiene que comprobar el funcionamiento de la misma y detectar si existen anomalías que son de su competencia concreta. En el caso analizado en este documento este nivel ya se encuentra asignado.

- **Nivel 2.** Recae sobre el personal de mantenimiento, en este caso directamente sobre los técnicos electricistas que realizara las siguientes funciones.
 - Comprobaciones de mantenimiento preventivo.
 - Rutinas de mantenimiento eléctrico
 - Informes preliminares

- **Nivel 3.** Se refiere a trabajo que todavía se realiza dentro de la planta o en los talleres de la misma y que implica una ocupación de algunas horas, por lo cual se realizara cuando la planta se encuentre fuera de línea. Recae esta responsabilidad también sobre los técnicos electricistas con la diferencia que en este nivel las actividades son :
 - Mantenimiento que requiere reemplazo total del equipo.
 - Informes del trabajo realizado y del tipo de falla que propicio el trabajo.

- **Nivel 4.** La responsabilidad del cuarto nivel es máxima y recae sobre los ingenieros de planta o administradores, dado a que se deberá de programar los mantenimientos mediante el análisis de los reportes de los electricistas y se procederá a realizar estudios de incidencia de fallas. Los ingenieros tienen a su cargo todos los estudios de demandas y capacidad del sistema, así como la toma de decisiones en cuanto si el mantenimiento se realizara por el personal de la planta o se contratara una empresa externa para realizarlo.

4.4.2 Normas de seguridad.

Habiendo definido los niveles de responsabilidad en la realización de la planificación y ejecución del mantenimiento se precederá ahora a describir las normas de seguridad básicas para poder realizar el trabajo.

Se tomará como referencia las normas NFPA 70E “Requisitos de seguridad eléctrica para el lugar de trabajo”.

➤ **Las normas generales de seguridad para realizar un mantenimiento eléctrico son las siguientes:**

- Toda persona debe dar cuenta al correspondiente supervisor de los trabajos a realizar y debe obtener el permiso correspondiente.
- Debe avisar de cualquier condición insegura que observe en su trabajo y advertir de cualquier defecto en los materiales o herramientas a utilizar.
- No hacer bromas, juegos o cualquier acción que pudiera distraer a los operarios en su trabajo.
- Cuando se efectúen trabajos en instalaciones de baja y media tensión, no podrá considerarse la misma sin tensión si no se ha verificado la ausencia energía.
- A nivel del suelo ubicarse sobre los elementos aislantes correspondientes (alfombra o manta aislante o banqueta aislante).
- Utilizar casco, calzado de seguridad dieléctrico y guantes aislantes para baja tensión.
- Utilizar herramientas o equipos aislantes. Revisar antes de su uso el perfecto estado de conservación y aislamiento de los mismos.
- Desprenderse de todo objeto metálico de uso personal que pudiera proyectarse o hacer contacto con la instalación. Quitarse anillos, relojes o cualquier elemento que pudiera dañar los guantes.

- Aislar los conductores o partes desnudas que estén con tensión, próximos al lugar de trabajo.
- Utilizar ropas secas, en caso de lluvia usar la indumentaria impermeable.

➤ **Las normas de seguridad durante la operación son las siguientes:**

- Abrir los circuitos con el fin de aislar todas las fuentes de tensión que pueden alimentar la instalación en la que se va a trabajar. Esta apertura debe realizarse en cada uno de los conductores que alimentan la instalación, exceptuando el neutro.
- Colocar todos los equipos de corte en posición de apertura. Colocar en el mando o en el mismo dispositivo la señalización de prohibición de maniobra.
- Verificar la ausencia de tensión. Comprobar si el detector funciona antes y después de realizado el trabajo.
- Puesta a tierra y puesta en cortocircuito de cada uno de los conductores sin tensión incluyendo el neutro.
- Delimitar la zona de trabajo señalizándola adecuadamente.

➤ **Normas para después de realizado el trabajo:**

- Reunir a todas las personas que participaron en el trabajo para notificar la reposición de la tensión.
- Verificar visualmente que no hayan quedado en el sitio de trabajo herramientas u otros elementos.
- Se retirará la señalización y luego el bloqueo.
- Se cerrarán los circuitos.

Los riesgos eléctricos se clasifican en tres grupos por el National Electrical Code, en el capítulo titulado “Localizaciones peligrosas”. Cada grupo se subdivide además según su grado de riesgo y el tipo de sustancia presente en el ambiente:

- **Clase I.** El aire se contamina por humos o vapores peligrosos que incluyen gases y sustancias químicas transportadas.
 - **División 1.** Localidades donde los vapores y gases peligrosos pueden existir o existen durante las operaciones normales.
 - **División 2.** Áreas donde se manipulan vapores o gases inflamables en contenedores apropiados, pero donde normalmente se evitan las concentraciones peligrosas por ventilación forzadas.

- **Clase II.** Similar a la clase I exceptuando que incluye atmósferas que contiene o es probable que contengan polvos combustibles.

- **Clase III.** Esta clase de riesgo se refiere a la presencia de materiales combustibles en procesos de manufactura y la presencia de partículas transportadas por el aire del proceso.

El operador de la planta debe de ser capaz de identificar aquellas áreas de la planta que presentan riesgos latentes y debe mantener los sistemas de alambrado de acuerdo con el riesgo presente.

4.4.3 Gestión del equipo.

Lo primero que debe tener claro el responsable de mantenimiento es la realización del inventario de equipos, máquinas e instalaciones. El resultado es un listado de activos físicos de naturaleza muy diversa que dependerán del tipo de industria. Se aconseja que para una gestión de mantenimiento apropiada, se debe de contar con los siguientes elementos:

- a) Un **inventario de equipos** que es un registro o listado de todos los equipos, codificados y localizados.
- b) Un criterio de agrupación por **tipos de equipos** para clasificar los equipos por familias, plantas, instalaciones, etc.
- c) Un criterio de definición de **criticidad** para asignar prioridades y niveles de mantenimiento a los distintos tipos de equipos.
- d) La asignación precisa del responsable del mantenimiento de los distintos equipos así como de sus funciones, cuando sea preciso.

El inventario es un listado codificado del equipo o instalación a mantener que debe estar permanentemente actualizado. En el caso analizado en este documento, se realizó previamente un inventario del sistema eléctrico de la subestación, así como uno de las cargas instaladas en cada tablero, dichos inventarios serán la base de la gestión del equipo.

4.4.3.1 Dossier Máquina

También conocido como dossier técnico o de mantenimiento, comprende toda la documentación que permite el conocimiento exhaustivo de los equipos.

- **Datos del fabricante:** Planos, manuales, documentos técnicos y de prueba.
- **Fichero Interno de la máquina:** Datos resultantes de inspecciones periódicas, reglamentarias e historial de intervenciones.

El alcance de dicha documentación hay que definirlo en cada caso en función de las necesidades concretas y de la criticidad del equipo. Con carácter general se distinguen tres tipos de documentos:

- Documentos comerciales.** Que son utilizados para la adquisición del equipo.
- Documentos Técnicos.** Que son suministrados por el fabricante y que deben de ser exigidos en la compra para garantizar el buen uso y mantenimiento dadas:
 - i. Las características de la maquina.
 - ii. Las condiciones de servicio especificadas.
 - iii. Lista de repuestos.
 - iv. Planos de montaje eléctrico, electrónico e hidráulico.
 - v. Dimensiones, tolerancias de ajuste e instrucciones de montaje.
 - vi. Normas de seguridad.
 - vii. Instrucciones de mantenimiento.
- Fichero interno.** Formado por los documentos generados a lo largo de la vida útil del equipo, se debe definir cuidadosamente la información útil necesaria. No debe ser ni demasiado escasa, ni demasiado amplia, para que sea práctica y manejable debe de contar con:

- i.** Codificación
- ii.** Condiciones de trabajo reales.
- iii.** Modificaciones efectuadas y planos actualizados.

4.4.3.2 Fichero histórico de la máquina

Describe cronológicamente las intervenciones sufridas por la máquina desde su puesta en servicio. Su explotación posterior es lo que justifica su existencia y condiciona su contenido.

Se deben recoger todas las intervenciones correctivas y preventivas así como las que lo sean por imperativo legales y calibraciones o verificaciones de instrumentos incluidos en el plan de calibración.

Datos del fichero:

Fecha y número de la orden de trabajo.
Especialidad.
Tipo de fallo (Normalizar y codificar).
Número de horas de trabajo.
Tiempo fuera de servicio

Datos de la intervención:

Síntomas.
Defectos encontrados.
Corrección efectuada.
Recomendaciones para evitar su repetición.

Con estos datos será posible realizar los siguientes análisis:

- a) Análisis de fiabilidad.
- b) Análisis de disponibilidad.
- c) Análisis de mejora de métodos.
- d) Análisis de repuestos.
- e) Análisis de la política de mantenimiento:

Máquinas con mayor número de averías

Máquinas con mayor importe de averías

Tipos de fallos más frecuentes

El análisis de éstos datos permite establecer objetivos de mejora y diseñar el método de mantenimiento (correctivo preventivo predictivo) más adecuado a cada máquina.

4.4.4 Gestión del trabajo

Para optimizar los recursos disponibles es imprescindible planificar y programar los trabajos como en cualquier otra actividad empresarial. El mantenimiento tiene una dificultad añadida y es que debe de estar ligado a la planificación y programación de la producción.

- La ***planificación*** de los trabajos consiste en poner al ejecutor en disposición de realizar el trabajo dentro del tiempo previsto, con buena eficiencia y según un método optimizado; es lo que también se denomina proceso de preparación de trabajos.

- La ***programación***, una vez planificados los trabajos, establece el día y el orden de ejecución de los mismos.

Supone por tanto, un trabajo de ingeniería previo a la ejecución de los trabajos para determinar:

Localización de fallos y averías.

Diagnosís del fallo.

Prescribir la acción correctiva.

Decidir la prioridad correcta del trabajo.

Planificar y programar la actividad.

4.4.4.1 Clasificación de los trabajos

Para asignar tiempos a los trabajos, puede ser una valiosa ayuda proceder previamente a la clasificación de los mismos. Una posible clasificación en este sentido, sería la siguiente:

1. **Pequeños trabajos no rutinarios:** De menos de 4 horas de duración. No es rentable la obtención de tiempos.
2. **Trabajos rutinarios:** Repetitivos y previsibles, ejecutados por un equipo fijo asignado a cada instalación. Es útil disponer de tiempos asignados y procedimientos de trabajo.
3. **Trabajos de mantenimiento diversos:** Son la mayor parte de los trabajos de mantenimiento, aparecen con cierta repetitividad y no con una gran variabilidad. Es necesario tener tiempos y procedimientos de trabajo escritos.
4. **Trabajos de ayuda a producción:** Ajustes, cambios de formato, etc. Se deben tener procedimientos y tiempos para los repetitivos.

5. **Trabajos de mantenimiento extraordinario:** Grandes revisiones ó reparaciones. Interesa disponer de procedimientos escritos y tiempos de intervención.

4.4.4.2 Programación del trabajo

Las características tan diferentes de los distintos trabajos que tiene que realizar el mantenimiento obligan a distintos niveles de programación:

1. **Nivel de Largo plazo.** A nivel de Presupuesto Anual se han de definir lo que se podrá llamar, “TRABAJOS EXTRAORDINARIOS”. Se trata de grandes reparaciones previstas en el presupuesto anual o paradas/revisiones programadas, sean de índole legal o técnicas.

Se trata de una programación a largo plazo (1 año o más). El trabajo se puede cuantificar, prever medios necesarios, tiempo de ejecución e incluso se dispone de elementos de juicio para determinar la fecha de comienzo.

2. **Nivel de mediano plazo.** Existe una programación semanal o mensual en la que se puede prever:
 - a) Carga de Mantenimiento Preventivo, resultante de dividir la carga total anual en bloques homogéneos para cada período. Normalmente, esta programación se suele hacer semanalmente.
 - b) El resto lo constituye la carga de mantenimiento correctivo, no urgente, que por tanto debe ser cuantificado en horas y preparado adecuadamente para asegurar su duración y calidad.

3. **Nivel de corto Plazo.** Por último, es imprescindible realizar una programación diaria (corto plazo, turno o jornada) dónde se desarrolla y concreta el programa anterior (semanal/mensual) y en el que se insertan los trabajos urgentes e imprevistos.

4.4.5 Programa de inspección y prueba del equipo

Las pruebas de una instalación eléctrica deben de desarrollarse a lo largo del tiempo de operación del sistema de acuerdo con un programa, cuya elaboración dependerá de la magnitud del trabajo que se esté realizando y de la existencia de equipo especial instalado en la planta.

La inspección implica asegurarse que todos los elementos del sistema estén operando de forma aceptable y de manera segura para evitar paros en la producción. Tanto el proceso de pruebas como el de inspección forman parte fundamental de un programa de mantenimiento.

Habiendo descrito tanto la responsabilidad del mantenimiento, como las normas de seguridad y los pasos necesarios para gestionar tanto el equipo como el trabajo para realizar el mantenimiento, se está ahora en capacidad de realizar la propuesta de un programa de inspección y prueba para la planta, el cual será la base para la implementación de las rutinas de mantenimiento preventivo correctivo para el sistema eléctrico de la subestación y la subestación misma.

Es decir la inspección periódica y constante del equipo instalado dará a conocer el estado actual y las tendencias presentes de degradación del mismo, siendo esta inspección la que dictara la necesidad de aplicación de mantenimiento más específico y de mayor profundidad. Se puede afirmar que los objetivos de la inspección son los siguientes:

1. Detallar el estado actual y las tendencias operativas de la instalación.
2. Realizar ajustes y mantenimiento correctivo durante el mismo proceso de inspección.
3. Dictar la necesidad de ejecución de Rutinas de mantenimiento específicas y más especializadas antes de lo programado.

Básicamente se deben de realizar inspecciones para el siguiente equipo:

1. En la subestación:

- Para el transformador.
 - Equipo de Enfriamiento o ventilación.
 - Alarmas de sobrecalentamiento.
 - Dispositivos de desconexión y apertura.
 - Estado de Boquillas y conexiones.

- Barras de la subestación.
 - Ajuste y continuidad de barras.
 - Integridad de la barras.

- Equipo de medición
 - Transformador de potencial.
 - Transformador de Corriente.
 - Inspección del medidor de KWH.
 - Inspección del medidor de KVARH
 - Inspección del medidor de Demanda.

- Seccionador principal.

- **En los tableros de alimentación del sistema:**
 - Barras de los tableros.
 - Integridad barras.
 - Ajuste de borneras y contactos.

 - En las protecciones del tablero.
 - Integridad de la protección.
 - Capacidad y tiempo de apertura.
 - Integridad de contactos y borneras.
 - Medición de temperatura en la protección.
 - Verificación de coordinación.

 - Alimentadores.
 - Integridad del conductor.
 - Ajuste del alimentador en bornes de protección y barra.
 - Continuidad del neutro y puesta a tierra.

- **De las magnitudes operativas.**
 - Medición de corriente y demanda en los alimentadores principales.

En el caso analizado en este documento el crecimiento de la demanda se monitorea con software instalado en los diferentes equipos de la instalación de la planta. De no contar con estas herramientas habrá que realizar mediciones de corriente en cada alimentador del sistema eléctrico

Se presenta el programa de inspección y prueba para la subestación analizada.

Tabla XXVIII. Programa de inspección y prueba del sistema eléctrico

ELEMENTO DEL SISTEMA	EQUIPO	DIVISION	Verificar que / Inspeccionar	PERIODICIDAD
SUBESTACION.	Transformador.	Equipo de ventilacion. Alarmas de Sobrecalentamiento Dispositivos de Desconexion Estado de Bushings y Conexiones.	Arreglen los ventiladores. Se enciendan las alarmas / Detecten los sensores Integridad / Tiempos de disparo/ Prueba de Aislamiento. Conexiones Apertadas / Derramamiento de aceite/ Rajaduras	Cada 3 meses Cada 3 meses Cada 3 meses Cada 3 meses
	Barra de la subestacion.	Ajuste y continuidad de barras. Integridad de Barras	Continuidad / Estabilidad Estructural / Tornillos Apertados Rajaduras / Soldaduras Rotas / Oxido - Corrosión	Anualmente. Cada 6 meses
	Equipo de medicion.	Transformador de Potencial. Transformador de Corriente. Medidor de KV/H Medidor de KVA/H	Operacion Apropiada / Conexiones / Integridad del equipo Operacion Apropiada / Conexiones / Integridad del equipo Operacion Apropiada / Conexiones / Integridad del equipo Operacion Apropiada / Conexiones / Integridad del equipo	Cada 3 meses Cada 3 meses Cada 3 meses Cada 3 meses
	Seccionador Principal.	Apertura Manual y Electrica / Integridad del Aislamiento.		Cada 6 Meses.
Tableros de Alimentacion.	Barra de las tableros.	Integridad de barras. Ajuste de Borneras y Contactos.	Oxido - Corrosión / Rajaduras / Soldaduras rotas Continuidad / Tornillos - borneras apertadas	Cada 6 meses. Cada 3 meses.
	Protecciones	Integridad de la proteccion. Capacidad y tiempo de Apertura. Integridad de contactos y borneras. Temperatura en la proteccion. Verificacion de coordinacion.	Ataque del Interruptor / Rajaduras/ Oxido Prueba de Apertura y Cierre / Tiempos de Apertura Prueba de Aislamiento / Bornes apertados / Oxido -corrosion de contactos Temperatura debajo de la critica de la proteccion. Ajuste de la unidad de disparo/ Comprobacion del disparo de emergencia	Mensualmente. Mensualmente. Mensualmente. Mensualmente. Cada 3 meses.
	Alimentador.	Integridad del Conductor. Ajuste en bornes de proteccion y barras Continuidad del neutro y puesta a tierra.	Buen estado del Aislante/ Conductor quemado Conductor fuertemente ajustado a la bornera/ Conductores sueltos Tierra fuertemente aterrizada / Continuidad del neutro y tierra	Cada 3 meses. Cada 3 meses. Cada 3 meses.
Medicion y control	Magnitudes fisicas.	Medicion de corriente y demandas.	En alimentadores principales para estimacion del recimiento de demanda.	Cada 6 meses.

Luego de realizar la inspección del equipo, es de interés conocer cuantas horas quedó fuera de servicio el equipo y por ende parte de la producción. En la oficina de mantenimiento se deberá de abrir un fichero que contenga la información de las averías y horas de paro de la maquinaria o elementos inspeccionados. En la ficha de historial los datos que interesan son:

- Fecha y número del parte de avería.
- Máquina donde estuvo localizada la avería.
- Detalle de los trabajos realizados.
- Horas de parada de la máquina.
- Horas de intervención.
- Importe de la mano de obra empleada
- Importe total de la reparación.

Parte de esta información será llenada en la ficha de averías por el técnico o personal de mantenimiento que realizó la inspección y la parte relacionada con el costo de las horas de trabajo y las horas de paro será calculada o proporcionada por el ingeniero de planta o el personal administrativo.

Figura 35. Ficha de control de historial de fallas

FICHA NO.	HISTORIAL DE AVERÍAS				Tablero:							
ENCARGADO.					Alimentación:							
TURNO.					Localización:							
FECHA.	ELEMENTO AVERIADO			TRABAJO REALIZADO.	HORAS DE PARO	Personal- Horas.			Costo horas			
	Tablero	Alimentador	Proteccion			Mecanico	Electrito	Totales	Maquina	Personal	Total	

4.5 Análisis de averías.

Los métodos utilizados para fijar la política de mantenimiento son insuficientes por si mismos para asegurar la mejora continua de mantenimiento, por lo cual es necesario establecer una estrategia que, además de corregir las averías asegure que todos los involucrados en el proceso de mantenimiento se comprometan para la mejora continua del mismo.

Desde este punto de vista el análisis de averías se podría definir como el conjunto de actividades de investigación que aplicadas sistemáticamente, tratan de identificar las causas de las averías y establecer un plan que permita su eliminación, se trata por tanto, de no conformarse con devolver a los equipos a su estado de buen funcionamiento tras el fallo sino de identificar la causa raíz para evitar si es posible, su repetición.

Si esto es poco factible se tratará de disminuir la frecuencia de la citada avería de manera que la detección precoz de la misma cause que las consecuencias sean tolerables o simplemente controlables. El fin último sería mejorar la fiabilidad, aumentar la disponibilidad y reducir los costos. El análisis sistemático de las averías se ha mostrado como una de las metodologías más eficaces para mejorar los resultados del mantenimiento.

4.5.1 Metodología a utilizar

El análisis de averías debe de cumplir con ciertas condiciones de elaboración para asegurar su eficacia, estas condiciones son las siguientes:

- Estar bien estructurada, de forma que se desarrolle según un orden lógico.
- Ser rígida, de manera que no dé opción a pasar por alto ninguna etapa fundamental.
- Ser completa, es decir que cada etapa sea imprescindible por sí misma y como punto de partida para la siguiente.

Se presenta un método de análisis de averías estructurado en cuatro fases y diez etapas o pasos:

Fase A. Concretar el problema:

1. Seleccionar el sistema.
2. Identificar el problema
3. Cuantificar el problema.

Fase B. Determinar las causas:

4. Enumerar las causas.
5. Clasificar y jerarquizar las causas.
6. Cuantificar las causas.
7. Seleccionar una causa.

Fase C. Elaborar la solución:

8. Proponer y cuantificar soluciones.
9. Seleccionar y elaborar una solución.

Fase D. Presentar la propuesta:

10. Formular y presentar una propuesta de solución.

Luego de identificar las fallas que se encuentran en un sistema operativo así como sus causas, los pasos descritos anteriormente en la fase C y D de la metodología del análisis de averías, indican que es necesario elaborar soluciones y propuestas de mejora para el sistema. El análisis de averías permite priorizar y seleccionar las fallas de mayor efecto dentro del sistema y por ende maximizar la eficacia del sistema de mantenimiento, donde su busca focalizar el trabajo en los elementos o fallas que se repiten con más frecuencia y que causan un mayor costo en la producción y en la reparación.

Bajo este concepto se presenta una herramienta de análisis que permitirá cuantificar los efectos de las fallas dentro del sistema y por ende priorizar los esfuerzos de mantenimiento.

4.5.2 El diagrama de Pareto

Es una representación gráfica de los datos obtenidos sobre un problema, que ayuda a identificar y seleccionar los aspectos prioritarios que hay que tratar. También se conoce como Diagrama ABC o Ley de las Prioridades 2080, que dice:

“El 80% de los problemas que ocurren en cualquier actividad son ocasionados por el 20% de los elementos que intervienen en producirlos”.

Sirve para conseguir el mayor nivel de mejora con el menor esfuerzo posible. Es pues una herramienta de selección que se aconseja aplicar en la fase A, específicamente en el apartado de “concretar el problema”, así como en la etapa C en el apartado *de “seleccionar una causa”*.

Tiene el valor de concentrar la atención en el 20% de los elementos que provocan el 80% de los problemas, en vez de extenderse a toda la población.

Los pasos a seguir para su representación son:

1. Anotar, en orden progresivo decreciente, los fallos o averías a analizados por costos. (costo de de averías de un tipo de máquinas, costos de averías del conjunto de la instalación, consumo de repuestos, costos de personal etc.).

2. Calcular y anotar, a su derecha, el peso relativo de cada uno (%), es decir el porcentaje que representa dicha falla en el costo total del mantenimiento y/o solución del problema.
3. Calcular y anotar, a su derecha, el valor acumulado (% acumulado).
4. Representar los elementos en porcentajes decrecientes de izquierda a derecha (histograma) y la curva de porcentaje acumulado (curva ABC).

A continuación se realizará dicho análisis de averías aplicando el método del diagrama de Pareto, para el sistema eléctrico de la subestación “A”. Como se describió con anterioridad se necesita conocer el costo total que tiene para la empresa la incidencia de las fallas. Se considerará el costo por paro de la producción, y el costo de la compra e instalación del equipo.

$$\text{Costos de Avería} = \text{COSTO pérdida de producción} + \text{COSTO equipo y personal.}$$

$$\text{COSTO equipo y personal} = \% \text{ COSTO equipo} * \text{COSTO estimado de equipo}$$

$$\text{COSTO pérdida de producción} = \% \text{ PÉRDIDA equipo} * \text{GANANCIA estimada de producción.}$$

Mediante entrevistas con el equipo del departamento de mantenimiento de la planta y cotizaciones realizadas en la elaboración de este documento, se llegó a la recopilación de la siguiente información, considerando que se da la falla de manera repentina y fuera de la planificación de mantenimiento en fines de semana.

Tabla XXIX. Costo de equipo del sistema eléctrico

COSTOS DE EQUIPO			
ELEMENTO DEL SISTEMA	EQUIPO	REPRESENTA	TOTAL
SUBESTACIÓN	Transformador	50%	60%
	Seccionador y bushing	10%	
ALIMENTADORES	Conductores	10%	30%
	Protecciones	20%	
TABLEROS	Barras	5%	10%
	Otros	5%	
			100%

Si se considera ahora el costo que tendría dicha falla sobre la pérdida de la productividad de la planta por la salida de operación del equipo debido a la falta de alimentación de energía eléctrica, se tiene:

Tabla XXX. Porcentaje de pérdida de producción por falla de equipo

COSTOS POR PERDIDA DE PRODUCCIÓN SEMANAL.			
FALLA.	DÍAS DE PARO	PARO DEL SISTEMA	PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN
Transformador	3	Total	60%
Seccionador y Bushings	2	Total	20%
Alimentadores	2	Parcial	15%
Protecciones	1	Parcial	15%
Barras	1	Nulo	0
Otros	1	Parcial	10%

Se consideró que las barras de los tableros no tienen incidencia en el paro de la producción pues las fallas tomadas en cuenta para las mismas fueron la corrosión, rajadura así como pérdida de fijación y dichos problemas se solucionan generalmente en fines de semana cuando la planta está parada.

Aplicando las formulas definidas anteriormente para el costo de la avería, resultan los siguientes costos para cada equipo definido. Los valores aquí presentados son estimaciones anuales que sirven para ejemplificar el método de análisis.

Tabla XXXI. Costo de la avería

COSTO ESTIMADO DE EQUIPO	Q 100,000
GANANCIA ESTIMADA DE PRODUCCIÓN.	Q 5,000,000
COSTO EFECTIVO DE EQUIPO	C. E. E
COSTO EFECTIVO DE PERDIDA DE PRODUCCIÓN.	C. E. P. P

EQUIPO	(%) COSTO DE EQUIPO.	(%) PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN	C.E.E	C.E.P.P	COSTO AVERÍA	%	% ACUMULADO
Transformador	50%	60%	50,000	3,000,000	3,050,000	50	50
Seccionador y bushing	15%	20%	15,000	1,000,000	1,015,000	17	67
Conductores	10%	15%	10,000	750,000	760,000	12	79
Protecciones	20%	15%	20,000	750,000	770,000	13	92
Barras	5%	0	5,000	0	5,000	0.0819	92
Otros	5%	10%	5,000	500,000	505,000	8	100
TOTAL					6,105,000	100	

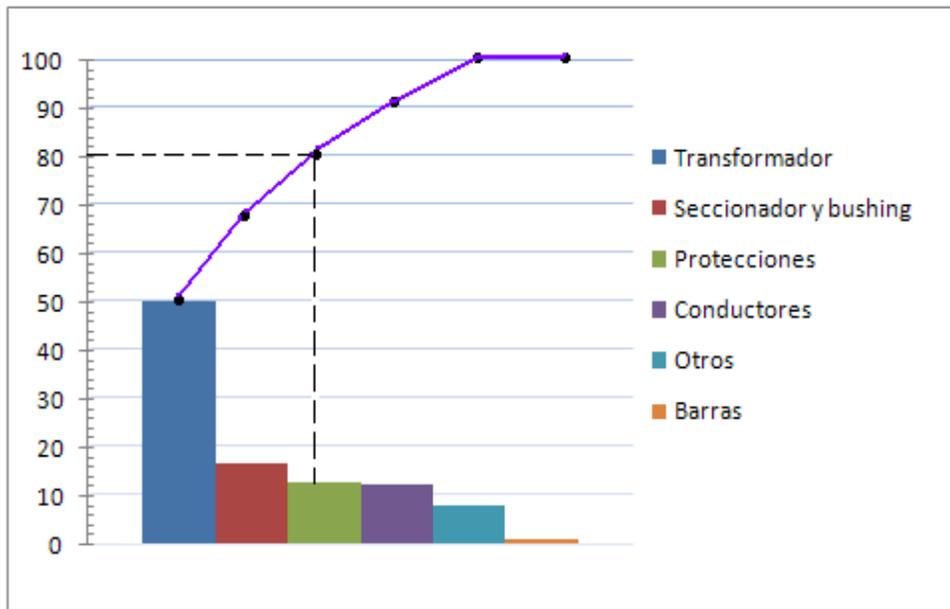
Se está ahora en posición de aplicar el diagrama de Pareto, con los pasos explicados en las páginas anteriores. Se obtiene la siguiente tabla con los datos ordenados de mayor a menor en porcentaje de costo de avería.

Tabla XXXII. Datos del diagrama de Pareto

EQUIPO	%	% ACUMULADO
Transformador	50	50
Seccionador y bushing	17	67
Protecciones	13	80
Conductores	12	92
Otros	8	100
Barras	1	100
TOTAL	100	

Graficando los costos de manera descendente y la curva de los costos acumulados se obtienen:

Figura 36. Diagrama de Pareto del sistema eléctrico



Se puede observar de dicho diagrama que controlando las fallas en el transformador seccionador y bushing o boquillas, es decir en la subestación principal de alimentación y en las protecciones de los alimentadores, se puede llegar a influir en el 80% de los costos de la planta tanto en reparación de equipo como en pérdidas monetarias por paro en la producción.

Habiendo definido los equipos con más influencia en los costos por avería se procederá a proponer las rutinas de mantenimiento para los mismos.

4.6 Rutinas de mantenimiento eléctrico

Ya se ha definido un programa de inspección y prueba para los elementos de la subestación y del sistema eléctrico de alimentación de la planta, dicho programa es la base para la implementación de un sistema de mantenimiento preventivo, ya que permite controlar, evaluar y mejorar el estado del equipo. Al mismo tiempo sirve como base para el reconocimiento de la periodicidad y causas de las fallas que se presentan. Esta información a su vez es fundamental para poder realizar el análisis de averías descrito anteriormente, y por ende priorizar las maniobras de mantenimiento para el equipo que tiene más incidencia en el costo de la planta.

Habiendo priorizado el equipo del caso analizado en este documento y con el objetivo de complementar la implementación del programa de mantenimiento para la subestación y su sistema eléctrico se procederá ahora a describir las rutinas de mantenimiento que se deben de realizar para garantizar la máxima operación y continuidad del servicio que presta.

Se ha descrito por separado el programa de inspección y las rutinas de mantenimiento ya que el primero busca identificar las condiciones de operación y realizar reparaciones pequeñas dentro del mismo recorrido de inspección, siendo esta la base del análisis de averías, mientras que las rutinas de mantenimiento son trabajos más profundos que buscan mantener el equipo trabajando en sus condiciones óptimas.

Las rutinas de mantenimiento para la subestación y el sistema eléctrico se proponen debido a la importancia y al costo implícito de la falla de la siguiente manera:

- **Transformador:**

- Prueba de Resistencia de Aislamiento.
- Medición de Perdidas dieléctricas o factor de potencia.
- Prueba de corriente de Excitación.
- Termografía.
- Prueba de Relación de transformación.
- Cromatografía de gases y rigidez dieléctrica (Si es aislado en aceite).

- **Boquillas o Bushings:**

- Prueba de Aislamiento entre conductor y tierra.
- Prueba de Capacitancia de la Boquilla.
- Prueba de Collar caliente.

- **Seccionador y Protecciones de Alimentadores:**

- Prueba del estado de los polos de interrupción.
- Prueba de apertura y cierre.
- Prueba de resistencia de aislamiento y contactos.
- Prueba de Inyección de corriente Primaria.
- Termografía.

- **Conductores de Alimentadores:**

- Prueba de Aislamiento.
- Prueba de Voltaje aplicado.

- **Tableros y barras del tablero:**

- Pruebas de continuidad.
- Revisión de estado físico del tablero

Se describen las rutinas de mantenimiento a realizar en el equipo estudiado.

Tabla XXXIII. Descripción de las pruebas del transformador

	<i>PRUEBA</i>	<i>OBJETIVO</i>	<i>ANALIZAR</i>	<i>INSTRUMENTO</i>
TRANSFORMADOR	Prueba de resistencia de aislamiento.	Monitorear el estado del aislamiento de los devanados del transformador.	La tendencia de la resistencia de los devanados, mediante pruebas periódicas.	MEGGER. PRUEBA DE 30-60 SEG. O PRUEBA DE 1-10 MIN.
	Medición de pérdidas dieléctricas	Detectar degradación, envejecimiento y contaminación de los aislamientos para prevenir fallas peligrosas como cortos francos.	Relación de los watts de pérdida entre la carga volt-ampere de la prueba	Probadores de factor de potencia. TIPO MEU y TIPO M2H-D
	Prueba de corriente de excitación.	Detectar la existencia de vueltas en cortocircuito, conexiones defectuosas y desplazamiento de devanados	La corriente de excitación del transformador al aplicar un voltaje de prueba.	Probadores de factor de potencia
	Termografía.	Detectar puntos calientes dentro del transformador. Debido a fallas en el mismo.	La temperatura irradiada por las fallas. Puntos calientes fuera de lo normal.	Equipo de termografía infrarroja.

Tabla XXXIV. Rutinas de mantenimiento para boquillas, seccionador y protecciones

	PRUEBA	OBJETIVO	ANALIZAR	INSTRUMENTO
BOQUILLAS DEL TRANSFORMADOR	Prueba de aislamiento.	Monitorear el estado de aislamiento de las boquillas de los transformadores. Asegurar un nivel de aislamiento que prevenga el arqueo.	La tendencia de la resistencia de aislamiento a tierra. Comparar con valores de fabricantes.	Medidor GST-Ground.
	Prueba de capacitancia de la boquilla.	Asegurar que la capacitancia de la boquilla mantenga una distribución de campo eléctrico uniforme.	La distribución de capacitancia en las boquillas, se busca una tendencia uniforme.	Medidor de capacitancia UST.
	Prueba de collar caliente.	Examinar el estado del aislamiento de la base de la boquilla y el aceite de la misma.	El nivel de aislamiento del collar hasta la terminal.	Medidor GST-Ground.
SECCIONADOR Y PROTECCIONES.	Prueba del estado de los polos de interrupción.	Comparar el estado de apertura con respecto al tiempo de uso.	Los tiempos de apertura medidos con los recomendados por los fabricantes.	Analizador de interruptores.
	Prueba de apertura y cierre.	Verificar que los polos abran al simultáneamente.	Que se aisen las tres fases en un tiempo de apertura correcto.	Analizador de interruptores.
	Prueba de resistencia de aislamiento y contactos.	Monitorear la tendencia de la resistencia de aislamiento y contactos.	Que los valores medidos de resistencia estén dentro de los parámetros del fabricante.	Megger
	Prueba de Inyección de corriente Primaria.	Verificar que la unidad de protección magnética este funcionando apropiadamente.	Que se realice la apertura al inyectar la corriente nominal.	Equipo de inyección de corriente primaria.
	Termografía.	Verificar que la temperatura de trabajo este por debajo de la nominal de apertura del interruptor.	Puntos calientes y gradientes de temperatura.	Equipo termográfico.

Tabla XXXV. Rutinas de mantenimiento para alimentadores y tableros

	PRUEBA	OBJETIVO	ANALIZAR	INSTRUMENTO
CONDUCTORES DE LOS ALIMENTADORES	Prueba de aislamiento	Verificar la capacidad del aislamiento de los conductores a soportar a corrientes de fuga y conducción.	Que el valor obtenido de nivel de aislamiento este apropiado para el nivel de corriente transmitida y el tipo de instalación.	Megger.
	Prueba de voltaje aplicado	Asegurar la calidad del aislamiento aún en aristas o picos donde un sobrevoltaje puede causar una falla.	Aplicar un gradiente de voltaje en un tiempo seleccionado y verificar que no se haya producido una falla.	Equipo de inyección Secundaria. 0-900 v
TABLEROS	Prueba de continuidad.	Verificar el estado de las barras del tablero.	Que se de la conducción apropiadamente. Buscar rajaduras, oxido y corrosión.	Inspeccion visual. Medidores de continuidad.
	Estado físico del tablero.	Verificar el contacto apropiado y la estabilidad estructural del tablero	Apretar tornillos, juntas y realizar soldaduras de soporte.	El que se considere pertinente.

4.7 Subcontratación del mantenimiento.

La tendencia actual de la organización de mantenimiento es tener menos personal, lo cual conlleva a una disminución cuantitativa, pero a su vez se desea tener un personal cada vez más preparado técnicamente es decir una mejora cualitativa.

Una vez preparado el trabajo de mantenimiento del equipo analizado y a la vista de la carga pendiente que se tiene del trabajo regular en la planta, se puede decidir subcontratar algunas tareas.

Esta opción se presenta como factible hasta el punto en que la empresa decida tomar el control de todo el sistema de mantenimiento de la planta y adquirir equipo de prueba especialmente para transformadores, protecciones, boquillas de transformador y seccionadores. Una de las tareas más importantes a tomar en cuenta para llegar a tener un mantenimiento propio y autónomo es contratar personal mejor capacitado o contratar específicamente las capacitaciones necesarias para el personal actual de la planta.

La justificación de la subcontratación del mantenimiento forma parte de las políticas de mantenimiento de la empresa y depende generalmente de consideraciones económicas, técnicas y sobre todo estratégicas. En términos generales se suele subcontratar por alguna de las siguientes razones:

- Sobrecarga de trabajo.
- Trabajos para los que existen empresas especializadas y mejor dotadas de herramientas y conocimientos técnicos.
- Trabajos muy especializados y que necesiten mucha inversión de tiempo.
- Reducción de costos, al pasar de costos fijos a variables.
- Dificultades de reclutamiento.
- Inspecciones reglamentarias por empresas homologadas.

En este sentido y apegándose al caso referido en este documento, el trabajo de inspección del equipo del sistema eléctrico de la subestación y de la subestación misma puede ser realizado por el personal de la planta al igual que las reparaciones que no necesiten de una toma de tiempo considerable o de equipo específico. Al mismo tiempo que las rutinas de mantenimiento especificadas para el equipo que requiere de instrumentos especiales y conocimientos técnicos muy específicos pueden ser tareas a subcontratar por parte del departamento de mantenimiento.

Mediante la subcontratación se busca minimizar los tiempos de paros del equipo que necesita un análisis y pruebas específicas, así como también tener la certeza de que el manejo del mantenimiento del equipo crítico de la planta está siendo manejado por personal con más experiencia y mejores conocimientos técnicos.

Si se decide tomar parte de la subcontratación del mantenimiento será necesario ejecutar la planificación y la programación de las sesiones subcontratadas para la planta.

5. RELACIÓN BENEFICIO COSTO

En este capítulo se procederá a describir los conceptos y pasos necesarios para poder evaluar a través de un análisis de Beneficio / Costo, las propuestas de correcciones y de rediseño así como la implementación de las rutinas de mantenimiento descritos en los capítulos anteriores de este documento.

5.1 El análisis económico.

A nivel empresarial la mayoría de los profesionales de cualquier rama de la administración y de la ingeniería enfrentan situaciones en las cuales se tiene que tomar decisiones que involucran cantidades importantes de dinero. Es por esto que se tiene que contar con métodos de análisis que aseguren que se tome la mejor decisión para evitar pérdidas. Algunas de estas situaciones son las siguientes:

- Aumento de personal, turnos o pago de horas extras.
- Aumento de costos de publicidad.
- Reemplazo de maquinaria obsoleta.
- Renta de equipo, infraestructura o servicios.
- Modificaciones de montajes en fábricas.
- Elegir entre opciones para ver cuál es la más rentable.

El análisis económico provee de un conjunto de técnicas y herramientas para tomar decisiones de índole económico en el ámbito industrial, considerando siempre el valor del dinero a través del tiempo y de esa manera poder escoger un método para la selección de alternativas más convenientes.

Es por esto que el análisis económico proporciona herramientas analíticas para tomar decisiones al comparar las cantidades de dinero que se tienen en diferentes periodos de tiempo y traerlas a un solo instante en el tiempo, que va a ser el momento en que se desee la apreciación económica

5.1.1 El Análisis económico en la toma de decisiones

La toma de decisiones se hace siempre considerando periodos de tiempo en el futuro, es por esto que todos los métodos de análisis económico toman las mejores estimaciones financieras que se espera que ocurran para un caso ya conocido. Para poder tomar una decisión apropiada es necesario conocer y estudiar las diferentes alternativas en el tiempo, considerando las condiciones de costos y beneficios que se espera tener cuando se termine el proyecto, la implementación o la decisión tomada. Los métodos de evaluación de alternativas son la base de la ingeniería económica y del análisis económico de toma de decisiones, dichos métodos generan valores numéricos denominados medidas de valor que consideran inherentemente el valor del dinero en el tiempo. Algunas de las medidas de valor del dinero que son la base de los métodos de evaluación de alternativas son:

- Valor presente neto (VAN).
- Valor anual (VA).
- Razón beneficio costo (B/C).
- Valor futuro.
- Tasa interna de retorno (TIR).
- Costo capitalizado.

5.1.2 El valor del dinero en el tiempo

Es el cambio de una cantidad de dinero durante un periodo de tiempo y la evidencia de este cambio es denominada interés. Esto es un incremento entre la suma originalmente prestada o invertida y la cantidad final debida o acumulada. El cambio del valor del dinero en el tiempo se da debido a un fenómeno económico llamado inflación, el cual consiste en la pérdida del poder adquisitivo del dinero con el paso del tiempo, si no existiera este, y el poder adquisitivo del dinero se mantuviera constante la evaluación económica se limitaría a hacer simples operaciones aritméticas.

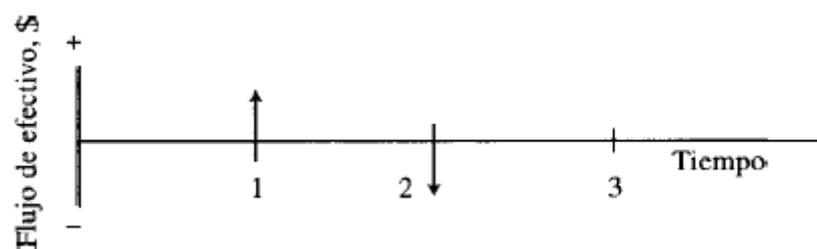
Generalmente el valor del dinero en el tiempo se estima mediante flujos de efectivo.

5.1.3 Flujos de efectivo

Los flujos de efectivo se describen como las entradas y salidas reales de dinero en el tiempo. Toda persona o compañía tiene entradas de efectivo como recaudos, ingresos y ahorros así como también tiene desembolsos de efectivo como son gastos, costos e impuestos. Los flujos de efectivo se representan en periodos de tiempo específicos tales como mensuales o anuales, estos periodos de capitalización sirven para estimar el valor del dinero en el tiempo considerando la influencia del interés que se aplique tanto para ingresos como para egresos.

Es decir la representación de los ingresos y egresos de una compañía o persona mediante una representación grafica en un flujo de efectivo es la base para la estimación del valor del dinero en el tiempo y por ende del análisis económico para la toma de decisiones. En el diagrama de flujos de efectivo todos los ingresos se toman con signo positivo hacia arriba del diagrama y todos los egresos se toman de signo negativo hacia abajo del diagrama.

Figura 37. Diagrama de flujo de efectivo



Para poder aplicar los métodos de evaluación de alternativas, es necesario representar en un diagrama de flujo de efectivo, el estado económico de entradas y salidas de dinero que representa para la empresa la implementación de las alternativas a analizar, es decir se representará gráficamente los gastos y entradas de efectivo que representa dicha alternativa. Luego de esta representación gráfica es necesario llevar el valor de dinero a un instante en el tiempo donde se quiera evaluar, ya que estos flujos de efectivo se encuentran representados a lo largo de un periodo de tiempo hacia el futuro.

5.1.4 Factores económicos de análisis

Los factores económicos permiten trasladar una cantidad de dinero de un tiempo “x” en el futuro, a un tiempo presente según se quiera para el análisis. Los factores económicos que interesan para el caso que se expondrá en las secciones siguientes se presentan a continuación.

- **Presente dado un futuro.** Da un estimado de una cantidad que se tendría en el presente al evaluar una cantidad en el futuro.
- **Futuro dado un presente.** Da un estimado de una cantidad que se tendría en el futuro debido a una cantidad que se tiene actualmente en el presente.
- **Presente dado una cantidad uniforme.** Da una estimación de una cantidad que se tendrá en el presente debido a un pago uniforme que se tiene en todo el período de tiempo.
- **Cantidad uniforme dado un presente.** Reparte una cantidad presente de tal forma que se tenga distribuida en todo el período de tiempo uniformemente.
- **Cantidad uniforme dado un futuro.** Reparte una cantidad futura de tal forma que se tenga distribuida en todo el periodo de tiempo uniformemente.
- **Futuro dado una cantidad uniforme.** Da una estimación de una cantidad futura que se tendrá debido a una cantidad uniforme que se tiene actualmente distribuida en el período de tiempo.

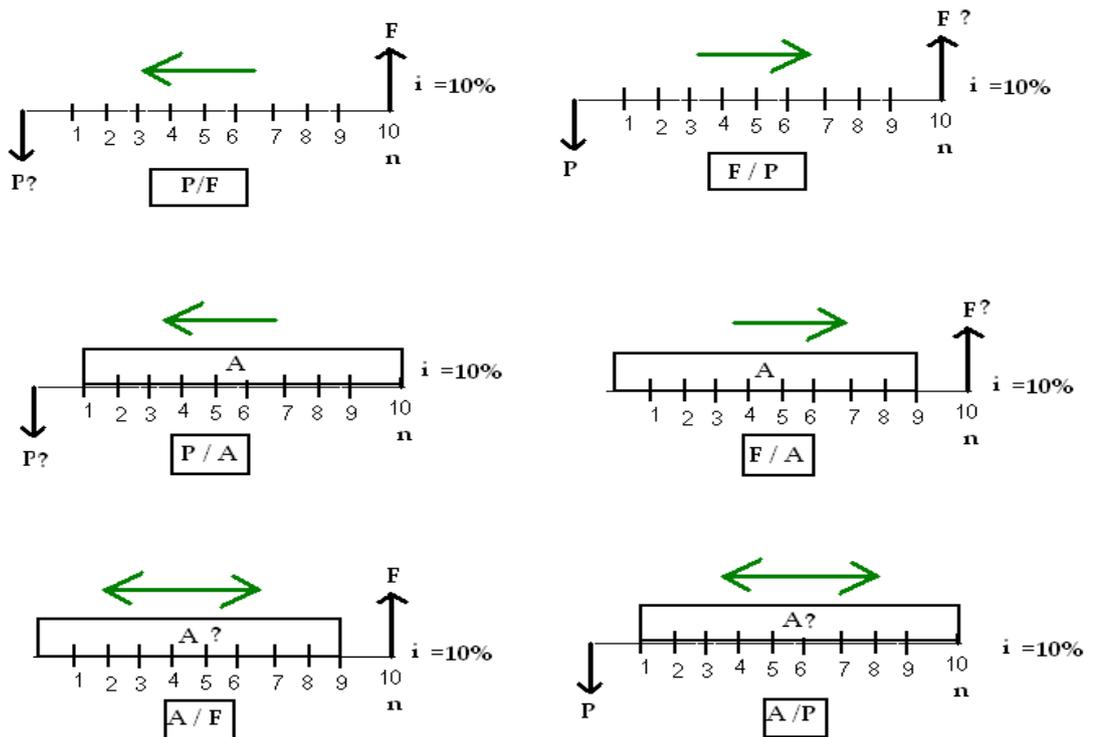
Figura 38. Factores económicos y su notación estándar

Cálculos mediante la notación estándar				
Encontrar	Dado	Factor	Ecuación	Fórmula
P	F	$(P/F, i, n)$	$P = F(P/F, i, n)$	$P = F[1/(1 + i)^n]$
F	P	$(F/P, i, n)$	$F = P(F/P, i, n)$	$F = P(1 + i)^n$
P	A	$(P/A, i, n)$	$P = A(P/A, i, n)$	$P = A\{[(1 + i)^n - 1]/i(1 + i)^n\}$
A	P	$(A/P, i, n)$	$A = P(A/P, i, n)$	$A = P\{i(1 + i)^n/[(1 + i)^n - 1]\}$
A	F	$(A/F, i, n)$	$A = F(A/F, i, n)$	$A = F\{i/[(1 + i)^n - 1]\}$
F	A	$(F/A, i, n)$	$F = A(F/A, i, n)$	$F = A\{[(1 + i)^n - 1]/i\}$

Fuente: Leland Blank y Anthony Tarquin. **Ingeniería económica. Pág.108**

De la notación estándar se puede decir que la letra “*i*” representa el interés que se tomara para realizar las capitalizaciones en el periodo de tiempo y la letra “*n*” representa el número de capitalizaciones en el mismo.

Figura 39. Representación gráfica de los factores y el flujo del dinero



5.2 Relación de beneficio costo

El método de selección de alternativas más comúnmente utilizado por las agencias gubernamentales, federales, estatales, empresas de proyectos privados y obras públicas es la razón de beneficio /costo. Como su nombre lo sugiere este método de análisis está basado en la razón de los beneficios a los costos asociados a un proyecto en particular. Se considera que un proyecto es atractivo cuando los beneficios derivados de su implementación y reducidos por los beneficios negativos esperados exceden a sus costos asociados.

Este método se establece con el fin de evaluar la eficiencia con la que se utilizan los recursos de un proyecto determinado, si los ingresos superan a los costos del proyecto este es aceptable, de lo contrario el mismo debe de ser rechazado.

El criterio formal de decisión cuando se utiliza la relación beneficio / costo para evaluar alternativas, consiste en aceptar todos aquellos cuya relación sea mayor que 1, si el resultado es menor que 1, se tiene un indicador de que el valor actual de los ingresos sería menor que el valor actual de los costos por lo cual no se estaría recuperando la inversión. Dicha relación está representada por:

Ingresos / Egresos

En donde los ingresos y los egresos deben de ser calculados utilizando el Valor presente neto (VAN). Debido al valor de la relación de beneficio costo se tiene que:

- $B / C > 1$ Implica que los beneficios son mayores que los costos y el proyecto es aconsejable.
- $B / C = 1$ Implica que los beneficios son iguales a los costos por lo cual el proyecto es indiferente.
- $B / C < 1$ Implica que los beneficios son menores que los costos por lo cual el proyecto no es aconsejable.

Vale la pena tener en cuenta que una relación de beneficio costo mayor a la unidad pero que a la vez este muy cerca de la unidad, deberá de tener un análisis más profundo debido al retorno de la inversión es decir:

$$\text{Si} \quad B / C = 1.27$$

Quiere decir que por cada quetzal invertido se tendrá un retorno de inversión de 27 centavos, por lo cual se debe de analizar si realmente vale la pena implementar este

proyecto, dado a que se debe de considerar el tiempo de planificación e implementación, el cambio de la logística en el desarrollo de la producción, los cambios de formato, la contratación y capacitación de personal nuevo. Es decir se debe de considerar si el retorno de la inversión se justifica tomando en cuenta todo el esfuerzo extra que se debe de realizar para implementar el proyecto, este esfuerzo va más allá de la inversión del dinero.

El método más utilizado para encontrar la relación de beneficio costo es el siguiente.

1. Determinar el costo de la alternativa o alternativas a evaluar.
2. Encontrar el valor actual neto tanto de costos como de beneficios. Es decir llevar todo el flujo de dinero del periodo de capitalización considerado a un punto común en el tiempo utilizando los factores económicos descritos.
3. Encontrar la relación de Beneficios / Costos

5.3 Relación de beneficios /costo para las propuestas dadas

Se procederá en esta sección a verificar si las propuestas tanto de modificaciones y rediseño de los elementos instalados en el sistema eléctrico, así como la implementación de las rutinas de mantenimiento son viables de realizar considerando los costos, los esfuerzos de instalación y de implementación.

Como ya se ha mencionado anteriormente se utilizará el método de la relación de beneficio / costo para evaluar la viabilidad de dichos proyectos y se consideraran dos situaciones diferentes:

Propuesta “A”.

La realización de las propuestas de correcciones y de rediseño presentadas en el capítulo 3.

- a. Se considerará el costo del equipo a instalar.
- b. Los costos inferidos en la mano de obra y horas extras, al realizarse la instalación y las maniobras de carga los fines de semana cuando la planta esta parada.
- c. El costo de las pruebas del equipo y la coordinación de protecciones.
- d. El ahorro por perdida de producción que se tendrá al no presentarse el disparo de forma súbita en la planta.

Propuesta “B”.

La realización de las propuestas de corrección y rediseño del capítulo 3, más la implementación del programa de inspección y rutinas de mantenimiento presentadas en el capítulo 4.

- a. El costo del equipo a instalar.
- b. Los costos inferidos de mano de obra y horas extras de trabajo.
- c. La necesidad de considerar la contratación de personal para la implementación del programa de inspección y prueba del sistema. Eléctrico así como para las rutinas de mantenimiento.
- d. La necesidad de la contratación de personal especializado para las pruebas al equipo que sean de carácter técnico muy específico, especialmente en el transformador de la subestación.
- e. El ahorro que se tendrá al evitar una falla de período largo por falta de mantenimiento en el sistema eléctrico de la subestación.

5.3.1 Análisis de la propuesta “A”

Se procederá a realizar el análisis de la relación de beneficio costo par la propuesta “A”. Se considerarán los costos de la implementación y los beneficios de la misma que se resumen como el ahorro que se tendrá por paros de reproducción, al evitar las salidas de línea innecesarias.

Luego de esta descripción, se procederá a realizar el diagrama de flujo de efectivo de la propuesta en el tiempo, para luego aplicar mediante los factores económicos de análisis el método de Valor Presente Neto (VAN), que permitirá tener el valor tanto de los beneficios como de los costos en un punto deseado del diagrama.

Luego de este desarrollo se procederá a encontrar la relación de Beneficio / Costo para las diferentes propuestas y por últimos se realizará la comparación con el índice obtenido para verificar la viabilidad de la propuesta.

Tabla XXXVI. Cotización de equipo a instalar

Cantidad	Descripcion.	Precio.
120 m	Cable THHN 1/0	4,320.00
360 m.	Cable THHN 4/0	25,390.00
180 m.	Cable THHN 350 MCM	20,970.00
120 m.	Cable THHN 2AWG	2,664.00
1	Interruptor de 1600A. Fusible Termo Magnético tipo ATU TS1600	10,000.00
TOTAL.		63,352.00

- **Costos del equipo a instalar según cotizaciones de abril del 2009.**

Se considerará que para realizar la instalación del equipo y las maniobras de carga propuestas, se ocupará al equipo completo de electricistas de turno, que consta de 4 elementos.

El trabajo total se realizará a lo largo de todos los fines de semana, durante 2 meses para poder realizar el cambio del equipo obsoleto, la instalación del nuevo, las maniobras de carga y el periodo de verificación y prueba. Se trabajará los sábados el día completo y domingos cuando sea necesario. Se estima el costo de las horas extras en Q1200 mensuales, más una bonificación de Q200 por el trabajo realizado el domingo en turno doble.

Tabla 37. Costos de mano de obra

NÚMERO DE ELECTRICISTAS	HORAS EXTRA Y BONIFICACIONES	COSTO MENSUAL	MESES TRABAJADOS	TOTAL
4	1400	5600	2	Q. 11,200.00

▪ **Costos al producirse la falla**

Este costo pasará a ser un ahorro o un beneficio pues ya no se tendrá la falla al implementar la propuesta de corrección y rediseño. Según consideraciones hechas por el equipo de mantenimiento y de producción de la planta se puede afirmar:

El costo de la pérdida de la producción al producirse la falla se toma por motivos de calentamiento del componente de llenado (Brix), desperdicio de materia prima, proceso de limpieza en las tuberías, reinicio de las maquinas, y restablecimiento de la alimentación de la planta. El costo por pruebas al equipo se considerará del 1% de la pérdida de producción.

$$\text{Costo por pérdida de producción} = \text{Q } 800,000.00$$

$$\text{Costo por pruebas al equipo.} = \text{Q } 8,000.00$$

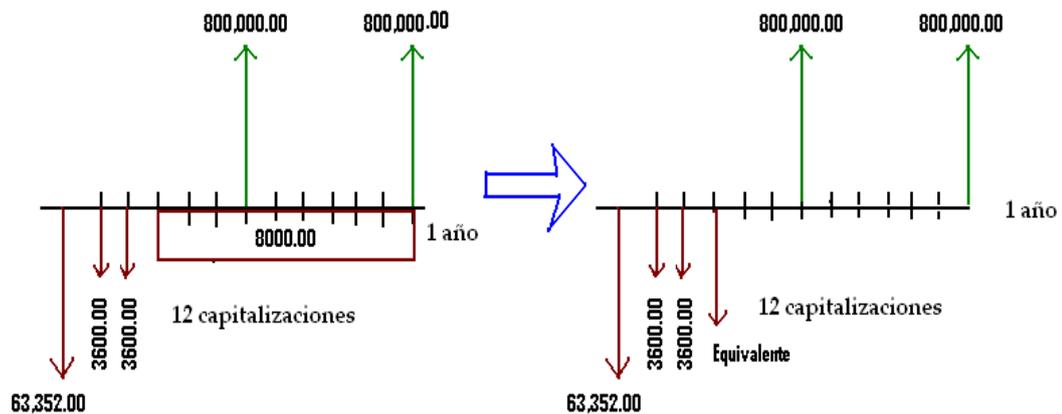
- Se considerará en el mejor de los casos un disparo semestral

Se tomará en cuenta:

- 1) Que el pago del equipo se hace como inversión inicial como un solo pago.
- 2) Los sueldos de los empleados se pagarán al final de cada mes, por lo tanto se realizarán dos pagos.
- 3) Se tomarán dos ahorros por disparo, al haber definido su periodicidad semestral.
- 4) Se considerará un pago uniforme a partir de la finalización de la instalación, por motivo de control del equipo instalado en la planta y por pruebas al mismo.
- 5) Se tomará un interés del 12% anual capitalizable mensualmente.

El diagrama de flujo de dinero es el siguiente:

Fig. 40 Diagrama de flujo de efectivo de la propuesta "A".



Es necesario convertir primero la cantidad uniforme de Q8000.00 a una equivalente en el período 3 y luego llevarla al presente.

Analizando el diagrama de flujo de efectivo.

Se definen los costos:

$$\text{Costos} = 63,352.00 + 3600 * (\text{P/F}, 12\%, 1) + 3600 * (\text{P/F}, 12\%, 2) + [(8000 * (\text{P/A}, 12\%, 9)) * (\text{P/F}, 12\%, 3)]$$

Utilizando los factores de la tabla XXVI.

$$\text{Costos} = 63,352.00 + 3600.00 * (1 / (1+0.12)^1) + 3600.00 * (1 / (1+0.12)^2) + (8000.00 * ((1 + 0.12)^9 - 1) / (0.12 * (1+0.12)^9)) * (\text{P/F}, 12\%, 3)$$

$$\text{Costos} = 63,352.00 + 3214.28 + 2869.89 + (42626.10) (\text{P/F}, 12\%, 3)$$

$$\text{Costos} = 69436.17 + 42626.10 * (1 / (1+0.12)^3)$$

$$\text{Costos} = 69436.17 + 30,340.41 = 99,776.60$$

Costos “A” =99,776.60

Se definen los beneficios.

$$\text{Beneficios} = (\text{P/F}, 12\%, 6) + (\text{P/F}, 12\%, 12)$$

$$\text{Beneficios} = (800,000 / 12\%, 6) + (800,000 / 12\%, 12)$$

$$\text{Beneficios} = 800,000.00 * (1 / (1+0.12)^6) + 800,000.00 * (1 / (1+0.12)^12)$$

$$\text{Beneficios} = 405,304.90 + 205,340.10 = 610,644.95$$

Beneficios totales = 610,644.95

Se procede a encontrar ahora la relación de Beneficio / Costo para la alternativa analizada.

$$\text{Beneficio / Costo} = 610,644.95 / 99,776.60$$

$$\text{Beneficio / Costo} = 6.12$$

✓ La alternativa “A” es viable desde el punto de vista económico.

- ✓ Por cada quetzal invertido en equipo y mano de obra se ahorraran 6.12 quetzales correspondientes a la pérdida de producción por falta de alimentación eléctrica del equipo.

5.3.2 Análisis de la propuesta “B”.

El análisis que se llevará a cabo para la propuesta “B” es muy parecido al de la propuesta “A”, con la diferencia que en este caso se considerarán los costos de contratación de personal para ejecutar el programa de inspección y prueba, así como también se considerará la contratación del mantenimiento para la subestación, entendiéndose por esto que se contará con personal capacitado y especializado para realizar las rutinas de mantenimiento del transformador, boquillas, e interruptor principal.

A los costos expuestos para la propuesta “A” se le sumarán los siguientes:

- Contratación de un electricista extra para apoyar en la tarea de inspección y mantenimiento del sistema eléctrico de la subestación (Alimentadores y protecciones de los alimentadores), así como para la verificación de los sistemas de enfriamiento forzado y alarmas del transformador.
 - Sueldo mensual + Bonificaciones. = Q 6,000.00
 - Prestaciones = Q 12,000.00

Se han considerado las prestaciones para el caso de la contratación del electricista nuevo ya que el diagrama de flujo de efectivo de la propuesta se está evaluando en razón de un año es decir una capitalización mensual.

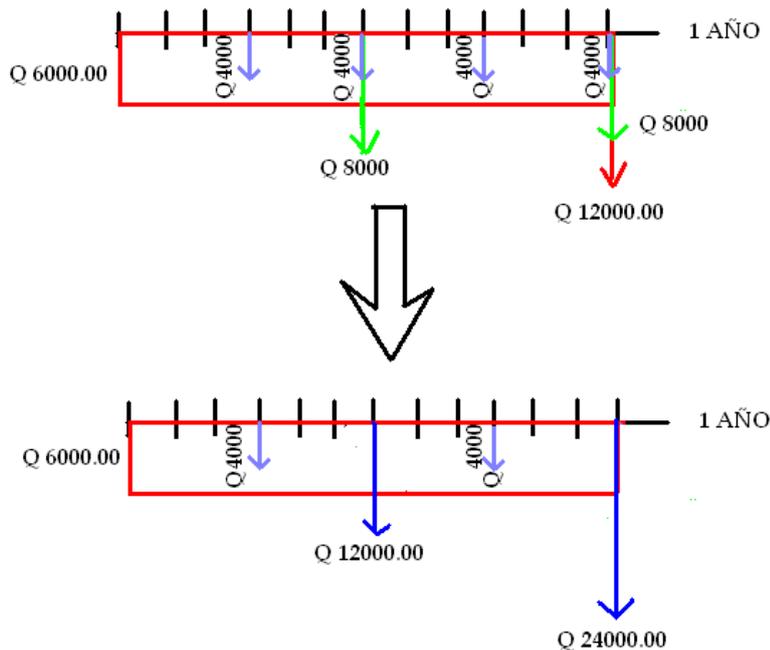
Tabla XXXVIII. Costo y periodicidad del mantenimiento contratado

Mantenimiento	Periodicidad	Costo
<i>Boquillas e Interruptor principal</i>	<i>Trimestral</i>	<i>Q 4000.00</i>
<i>Barras de la Subestación.</i>	<i>Anual</i>	<i>Q 1000.00</i>
<i>Transformador</i>	<i>Semestral</i>	<i>Q 8000.00</i>

Se procederá a analizar el valor presente neto (VAN), de los nuevos costos para la implementación de las rutinas de mantenimiento, para luego sumarlo al obtenido para el análisis de costos de la Propuesta “A” y encontrar el índice de beneficio/costo de esta nueva propuesta.

Siendo el diagrama de flujo de efectivo para los costos de esta propuesta el siguiente.

Figura 41. Diagrama de flujo de efectivo propuesta “B”



Se procederá a encontrar los nuevos costos:

$$C \text{ nuevos} = 4000 (P/F, 12\%, 3) + 12000 (P/F, 12\%, 6) + 4000 (P/F, 12\%, 9) + 24000 (P/F, 12\%, 12) + 6000 (P/A, 12\%, 12)$$

Utilizando los factores de la tabla XXXVI.

$$C \text{ nuevos} = 4000 * (1 / (1+0.12)^3) + 12000 * (1 / (1+0.12)^6) + 4000 * (1 / (1+0.12)^9) + 24000 * (1 / (1+0.12)^12) + 6000 * ((1.12^{12} - 1) / (0.12 * (1.12^{12})))$$

$$C \text{ nuevos} = 2847.12 + 6079.57 + 1442.44 + 6160.20 + 37166.25$$

$$C \text{ nuevos} = 53695.60$$

Se definen ahora los costos de la propuesta "B"

$$\text{Costos "B"} = \text{Costos "A"} + C \text{ nuevos}$$

$$\text{Costos "B"} = 99,776.60 + 53695.60$$

$$\text{Costos "B"} = 153472.2$$

Se procede a encontrar ahora la relación de Beneficio / Costo para la alternativa analizada.

$$\text{Beneficio / Costo} = 610,644.95 / 153472.2$$

$$\text{Beneficio / Costo} = 3.97$$

- ✓ Lo propuesta "B" es viable desde el punto de vista económico.
- ✓ Implementándola se ahorrarán Q3.97 por cada uno invertido.

CONCLUSIONES

1. El primer paso para poder implementar el análisis de un sistema eléctrico industrial es la auditoría eléctrica, mediante la realización del inventario del equipo instalado y la medición de los parámetros operativos de la planta. Al conocer la demanda real de cada elemento instalado se estará en capacidad de determinar las condiciones de operación que están propiciando sobrecargas y por ende fallas.
2. Al comparar las corrientes medidas en los ramales del sistema eléctrico, con las corrientes esperadas calculadas con los factores de demanda originales, se puede tener una base de comparación para saber si estos siguen aún vigentes para las condiciones de operación actuales de la planta. En el caso estudiado, la corriente medida fue mucho más grande que la esperada, por lo cual se procedió a corregir los factores de demanda de todos los tableros.
3. Corregidos los factores de demanda y habiendo calculado la capacidad actual del sistema eléctrico de la subestación, se pudo determinar qué elementos del sistema estaban sobrecargados. Siendo los problemas más críticos la sobrecarga en los tablero TB4 y TB9 y en la protección principal de la subestación.
4. El disparo en la protección de la subestación se debe a sobrecarga en la misma y no por fallo en la coordinación de protecciones del sistema eléctrico.

5. Las correcciones propuestas son: cambio de alimentadores y protecciones para la instalación eléctrica del banco de compresores y de los tableros mencionados, al mismo tiempo que se denomina rediseño a las maniobras de carga y a la instalación de un banco de condensadores para compensación central de potencia reactiva en la subestación y por ende mejorar el factor de potencia.
6. Debido al requerimiento de continuidad en la alimentación de energía eléctrica en la planta, se debe implementar una solución integral a los problemas que se presentan en la misma, siendo esta optar por la aplicación un sistema de mantenimiento preventivo para el sistema eléctrico y especialmente para la subestación. El mantenimiento de base correctivo se debe de aplicar solamente para pequeñas reparaciones que no repercutirán en la continuidad del servicio ni en la eficiencia de la planta.
7. Después de aplicar un análisis de fallas basado en el diagrama de Pareto y considerando tanto el estado crítico del equipo como la influencia del mismo en la continuidad del servicio, se ha obtenido el resultado que dicta que se controlará el 80% de las fallas y tiempos muertos, si se enfoca el mantenimiento en el transformador y seccionador de la subestación, así como en las protecciones de los ramales del sistema.
8. Tanto la propuesta de corrección y rediseño del sistema eléctrico, como la de implementación de las rutinas de mantenimiento para la subestación, son viables de realizar desde un punto de vista económico, pues los índices de la relación Beneficio/Costo obtenidos fueron de 6.12 y 3.27 respectivamente, lo que indica que por cada quetzal invertido se ahorrara dicha cantidad en lo respectivo a costos por pérdida de producción en la planta.

RECOMENDACIONES.

1. Es necesario mejorar el sistema de seguridad industrial que actualmente se está implementado en la planta, con el objetivo de ampliar su alcance para que regule las actividades de mantenimiento preventivos que se realicen tanto para el sistema eléctrico como para la subestación misma.
2. Con el propósito de tener un sistema de mantenimiento que sea totalmente autónomo y solamente dependiente de la programación interna del departamento de mantenimiento, es necesario adquirir el equipo de prueba necesario y capacitar al personal, para que las rutinas para la mantención y verificación del equipo de la subestación, puedan ser realizadas por los técnicos de la planta.
3. Antes de tomar la decisión de realizar maniobras de carga, es necesario verificar el porcentaje de ocupación de las canaletas tanto receptoras como contenedoras, ya que si estas están excesivamente sobrepobladas el movimiento de los alimentadores se vuelve un trabajo extremadamente arduo y peligroso, por lo cual se debe optar por otras opciones para mejorar las condiciones operativas.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Enríquez Harper, Gilberto. Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales. 2ª edición. México: Limusa Noriega Editores, 2003. 518 pp.
2. Raull Martín, José. Diseño de subestaciones eléctricas. 2ª edición. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 545 pp.
3. Littlewood Campero Eduardo. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2ª. edición. México: Editorial Alfa Omega, 1992. pp. 193-200.
4. Rosaler, C. Robert. Manual de mantenimiento industrial. (Tomo 1). México: Editorial MacGraw Hill, 1989. 315 pp.
5. Monchy, F. Teoría y práctica del mantenimiento industrial. 2ª edición. París: Editoriales Masson, 1990.
6. Blank, Leland y Tarquin, Anthony. Ingeniería económica. 4ª edición. Colombia: Editorial MacGraw Hill, 1999. pp. 108 118 , 264 -278