

Agradecimientos:

Con un eterno agradecimiento primeramente a dios por permitirme realizar mi carrera profesional.

A mis padres, quien gracias a su trabajo y su consejo he llegado a esta meta planteada.

A mi esposa por todo su apoyo.

A todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería

Y muy en especial a todos los ingenieros del Centro de Diseño Mecánico a quienes les estaré eternamente agradecido.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**TRABAJO PROFESIONAL DE MODERNIZACIÓN DE  
TELEPROTECCIÓN DTT (DISPARO TRANSFERIDO  
DIRECTO) REALIZADO POR RELEVADOR SEL 351**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA



PRESENTA: AARÓN RIOS GODINEZ

ASESOR: M.I. ANTONIO ZEPEDA SÁNCHEZ  
CIUDAD UNIVERSITARIA MEXICO, D.F. 2011

1.- INTRODUCCIÓN .....	1
2.- DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y ORGANIGRAMA	
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA.....	2
2.1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TOPILEJO.....	4
2.2. ORGANIGRAMA.....	8
3.- DESCRIPCIÓN DE PUESTO Y ACTIVIDAD PROFESIONAL	
3.1 PERFIL DEL PUESTO.....	14
3.1.1 PERFIL DEL PUESTO/TÉCNICO AUXILIAR (PyM).....	15
3.1.2 PERFIL DEL PUESTO/TÉCNICO (PyM).....	19
3.1.3 PERFIL DEL PUESTO/JEFE DE OFICINA (PyM).....	23
3.2 DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL.....	29
4.- MODERNIZACIÓN DE TELEPROTECCIÓN DISPARO TRANSFERIDO DIRECTO, UTILIZANDO ESQUEMA DE PROTECCIÓN 50 FI.	
4.1. OBJETIVOS.....	33
4.2. DESCRIPCIÓN.....	34
4.3. ACTIVIDADES.....	36
4.4. RESULTADOS.....	38
5.- CONCLUSIONES.....	46
6.- REFERENCIAS.....	47
7.-ANEXOS.....	48

## **1.- INTRODUCCIÓN.**

La energía eléctrica es una parte esencial del ser humano ya que está presente en casi todo lo que nos rodea, desde la iluminación de los hogares, edificios públicos, hospitales y hasta en los procesos industriales, es por eso que el garantizar la continuidad del servicio nos permite gozar de los beneficios que esto conlleva, la empresa encargada de tener el compromiso de satisfacer la necesidad de la energía eléctrica es Comisión Federal de Electricidad, si por algún motivo se dejara de tener la continuidad del servicio eléctrico nos veríamos afectados teniendo daños cuantitativos, por tal motivo es necesario contar con dispositivos para la protección adecuada del equipo encargado de generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los hogares, fábricas, hospitales, etc.

Los dispositivos encargados de garantizar la protección adecuada de los equipos son los relevadores de protección, los cuales tienen el objetivo principal de detectar fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema.

El presente trabajo da a conocer mi experiencia laboral en este ámbito, dando un ejemplo de las diferentes actividades en las cuales he participado aplicando el conocimiento adquirido en la Facultad de Ingeniería.

## 2.1 DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA.

### ¿Qué es CFE?

La comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 34.0 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 178 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 51,571 megawatts (MW). En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoelectrica. El 23.09% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene cerca de 744 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

Se cuenta con líneas de transmisión de diferente voltaje 400 kV, 230 kV, 115 kV alrededor de todo el país. Figura 2.1.

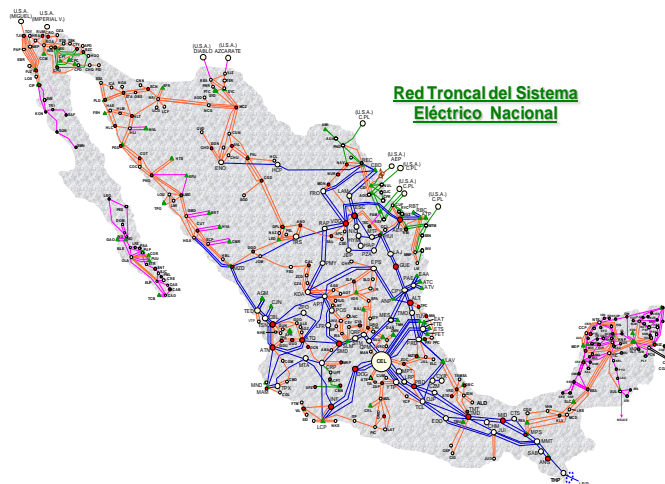


Figura 2.1 Red Troncal del Sistema Eléctrico Nacional.

El suministro de energía eléctrica llega a cerca de 137 mil localidades (133,390 rurales y 3,356 urbanas) y el 96.85% de la población utiliza la electricidad.

En los últimos diez años se han instalado 42 mil módulos solares en pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población. Ésta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas comunidades que aún no cuentan con electricidad.

En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1.0% restante se exporta. Si bien el sector doméstico agrupa 88.29% de los clientes, sus ventas representan 25.32% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional, la cual es plasmada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo.

CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

### 2.1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TOPILEJO.

Mi experiencia laboral dentro del sector eléctrico inicia en la Subestación Eléctrica Topilejo, la cual es una instalación de gran importancia en el país, ya que es la encargada de proporcionar energía al Valle de México, ahora llamada Zona de Transmisión Metropolitana y a la parte norte del estado de Morelos, siendo un enlace en el anillo de 400kV.

La Subestación Eléctrica Topilejo cuenta con siete líneas de transmisión de 400kV: 2 enlaces con la Subestación San Bernabé, 2 con la Subestación Santa Cruz y 3 con la Subestación Yautepec Potencia.

Por el lado de 230kV se tienen seis líneas: Un enlace con la Subestación de Iztalapa, un enlace con la Subestación Odón de Buen Lozano, un enlace con la Subestación Parres Móvil, un enlace con la Subestación Coapa y dos enlaces con la Subestación Morelos.

Se tienen dos bancos de Autotransformadores de 400 / 230 / 13.8 kV, los cuales aparte de enlazar los sistemas de 230 kV con 400 kV, se utilizan para regular la tensión en ambos sistemas. Figura 2.1.2.

Se cuenta con un Compensador Estático de Vars (CEV), con una capacidad de 90 MVAR inductivos a 300 MVAR capacitivos, y sirve para mantener el control de voltaje en la red de 400 y 230 kV.



Figura 2.1.2. Banco de Autotransformadores 400/230 kV.

### **2.1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA Y SITUACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

La Subestación Eléctrica Topilejo, se encuentra ubicada al Sur del Distrito Federal, en el kilómetro 36.5 de la carretera federal México-Cuernavaca, Delegación de Tlalpan, Distrito Federal. Figura 2.1.2.

La subestación fue construida en las décadas de 1980 y 1990 en diferentes etapas.

La función de la Subestación Topilejo, es la de reducir el voltaje de 400 a 230 kV, alimentando así a los *buses* de la subestación, y sirviendo también como un enlace entre el Sistema Eléctrico Nacional, además de regular carga reactiva, transmitiendo de esta manera energía eficiente y rentable.

Su importancia radica en el Sistema Eléctrico Nacional, derivado a la aportación de gran parte de la energía eléctrica consumida en el Sur de la Ciudad de México, así como la zona Norte del Estado de Morelos.



Figura 2.1.2. Localización de la Subestación Topilejo.





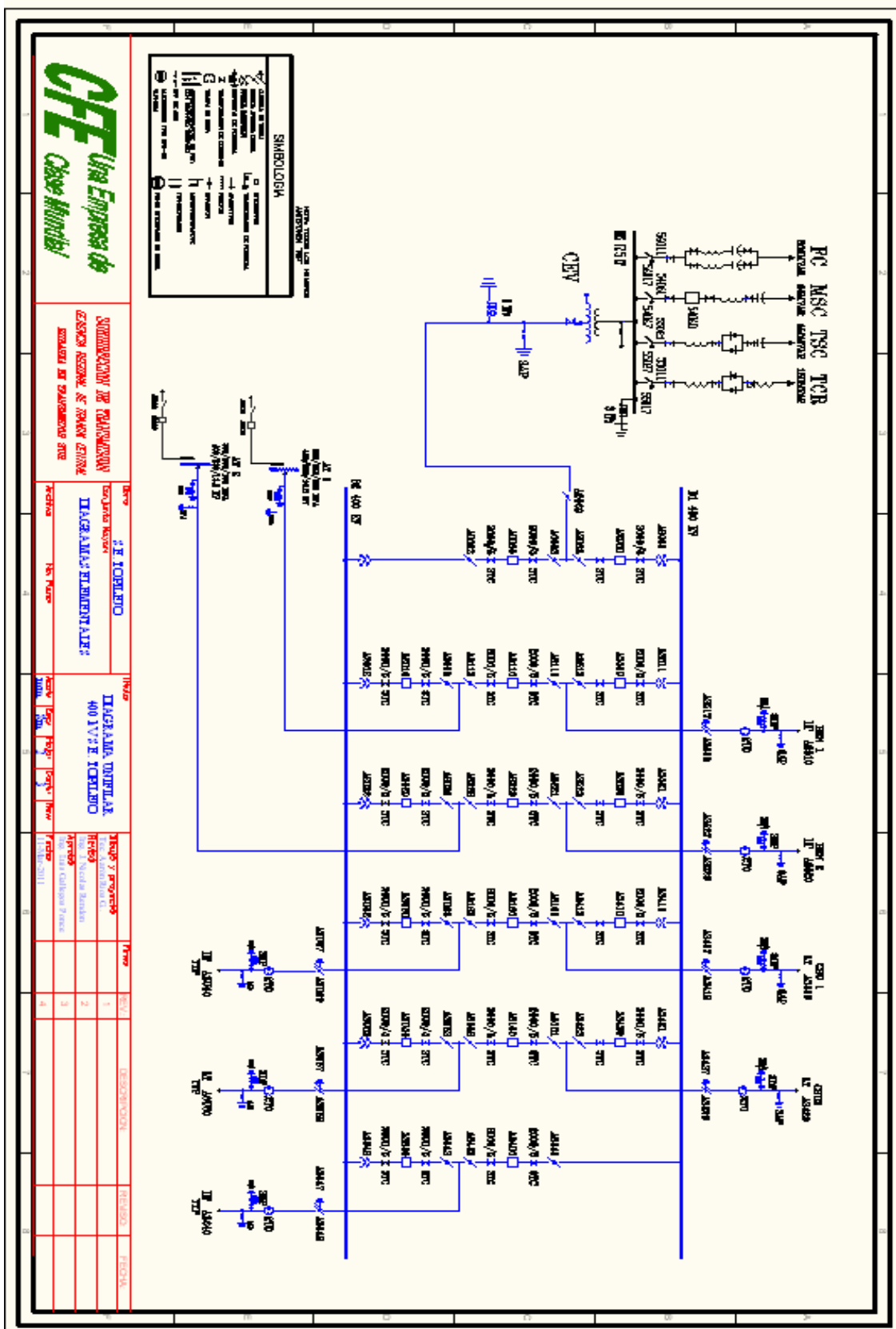
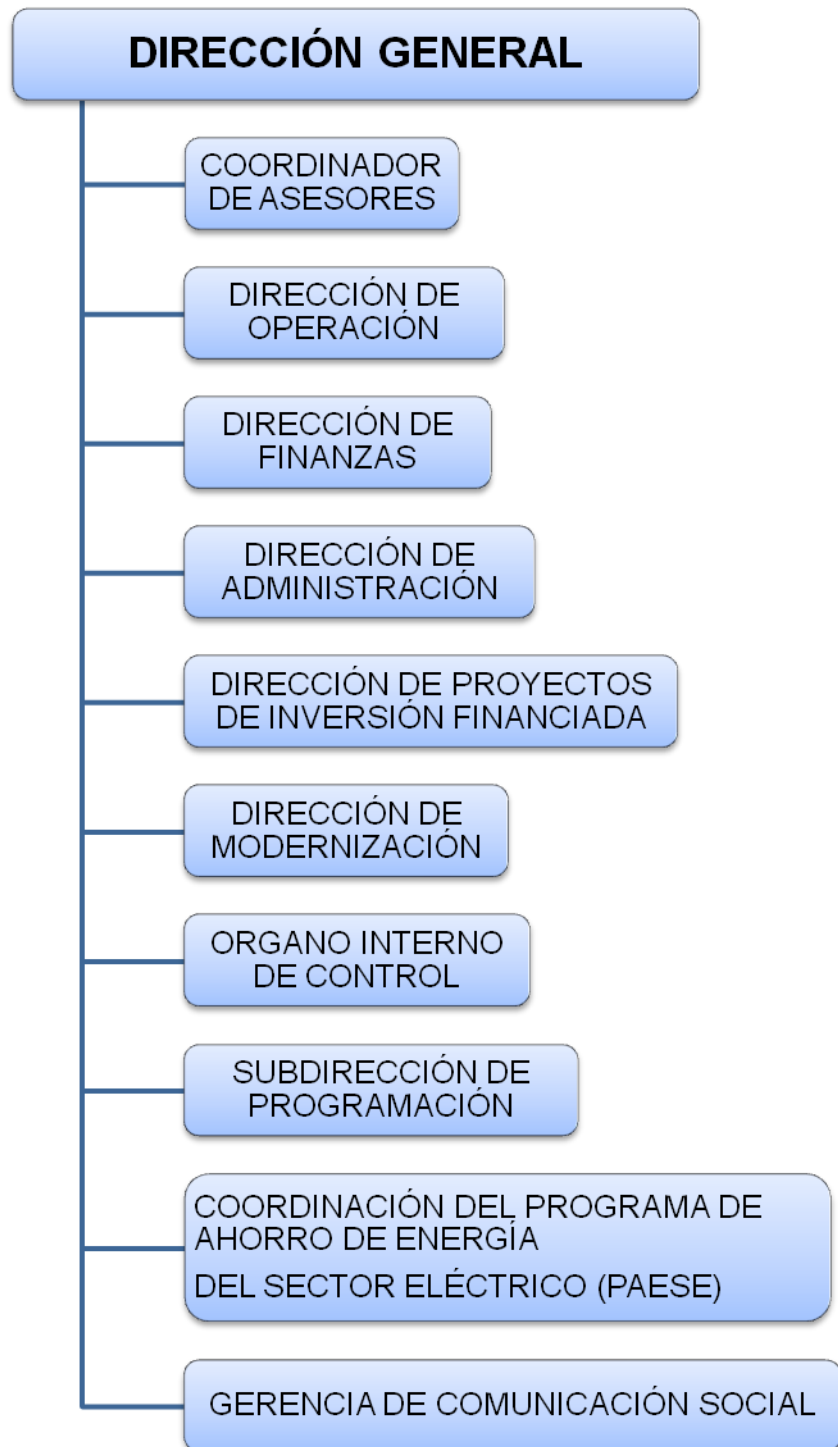


Figura. 2.1.3.2 Diagrama unifilar de 400 kV.

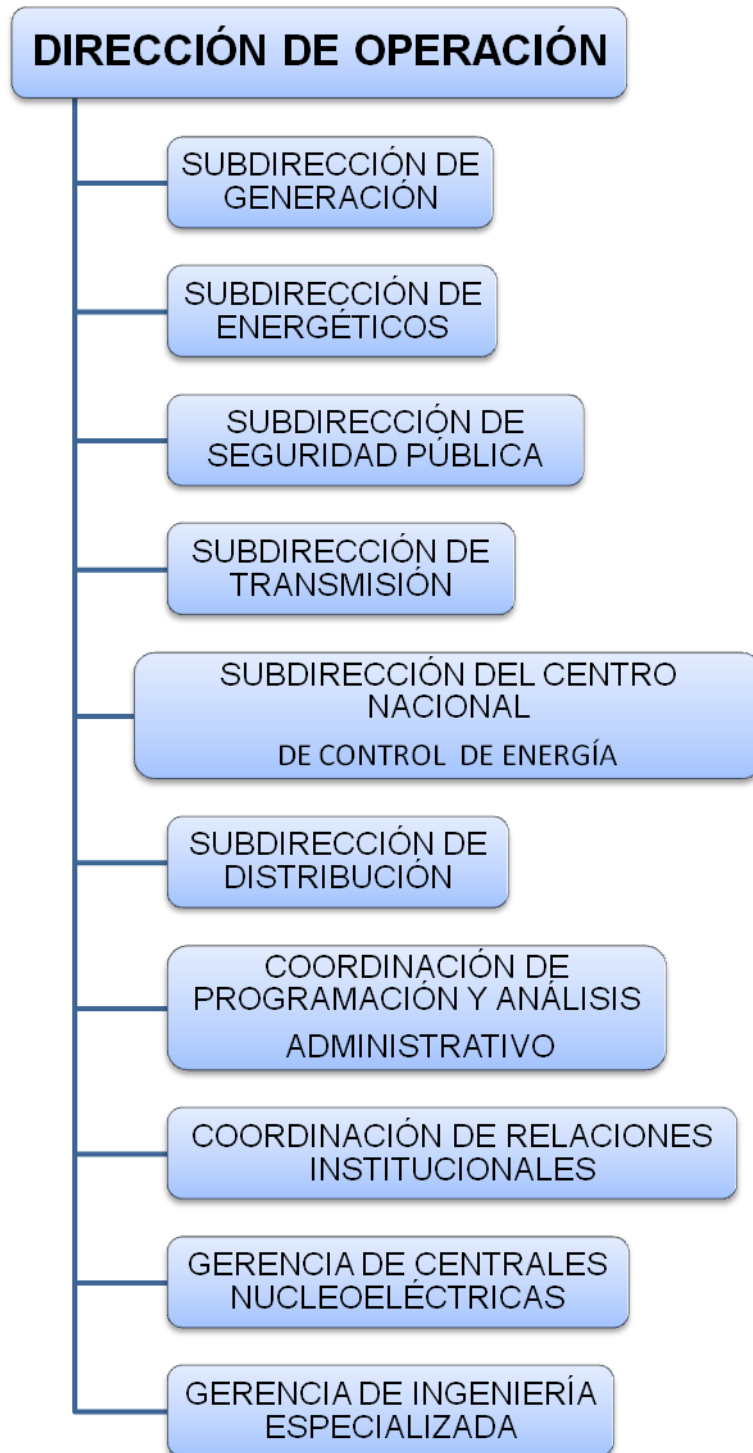
## 2.2 ORGANIGRAMA.

A continuación se muestra el organigrama de Comisión Federal De Electricidad.



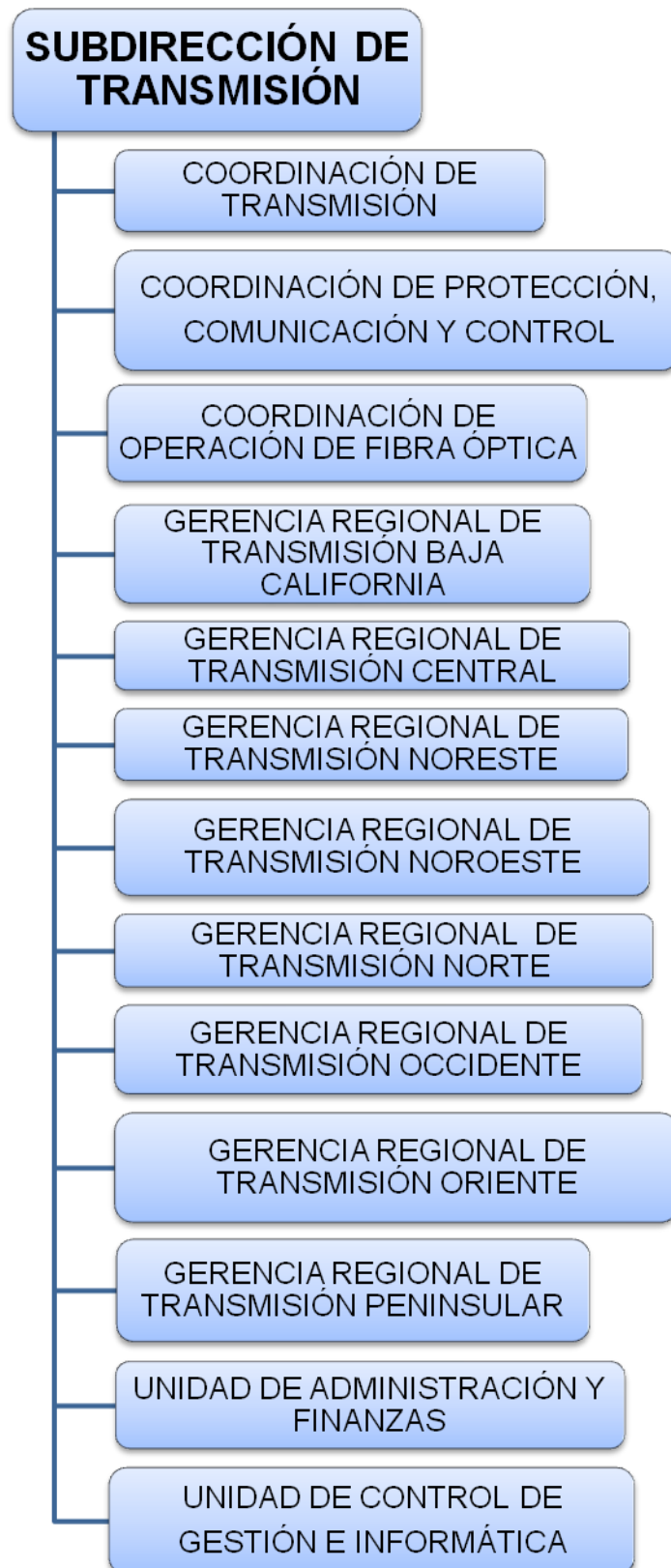
Organigrama 2.2.1. Dirección General de Comisión Federal de Electricidad

De la Dirección General se deriva la Dirección de Operación la cual se muestra en el organigrama 2.2.2



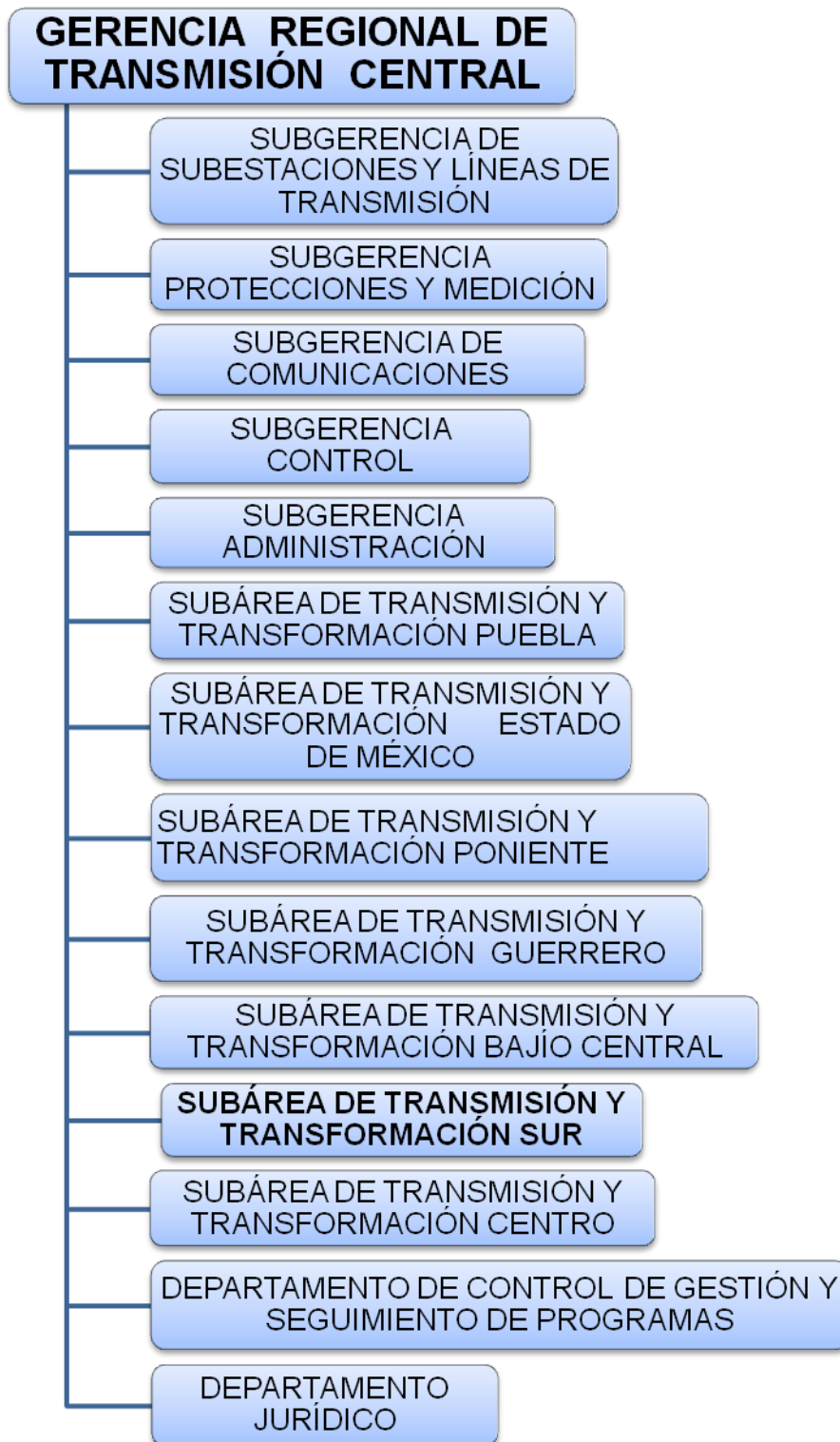
Organigrama 2.2.2. Dirección de Operación de C.F.E.

De la Dirección de Operación se deriva la Subdirección de Transmisión, la cual se muestra en el Organigrama 2.2.3.



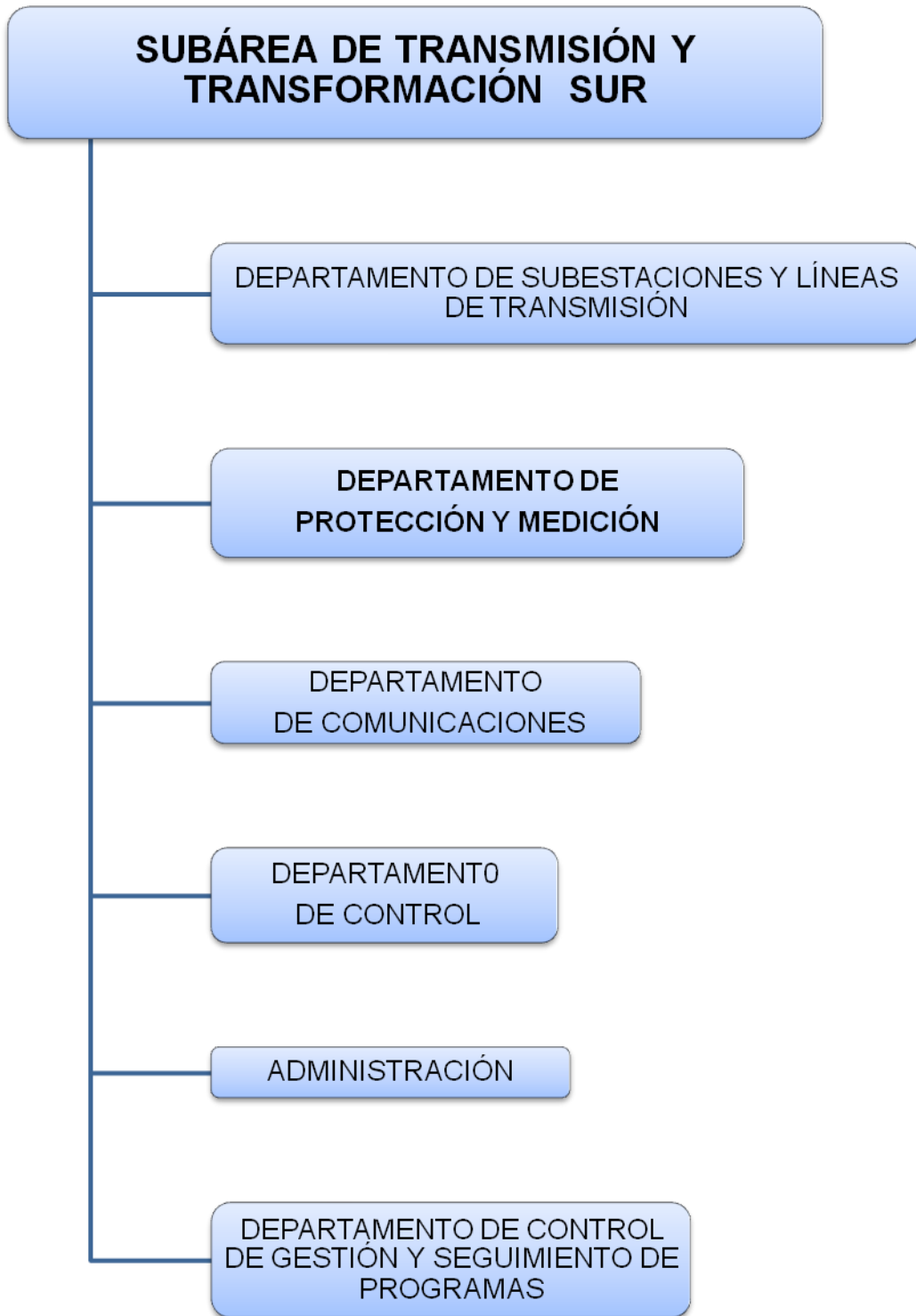
Organigrama 2.2.3. Subdirección de Operación de C.F.E.

Así mismo de la Subdirección de Operación se tiene la Gerencia Regional de Transmisión Central, en la cual se tienen las diferentes Subáreas de Transmisión, las cuales se muestran en el Organigrama 2.2.4.



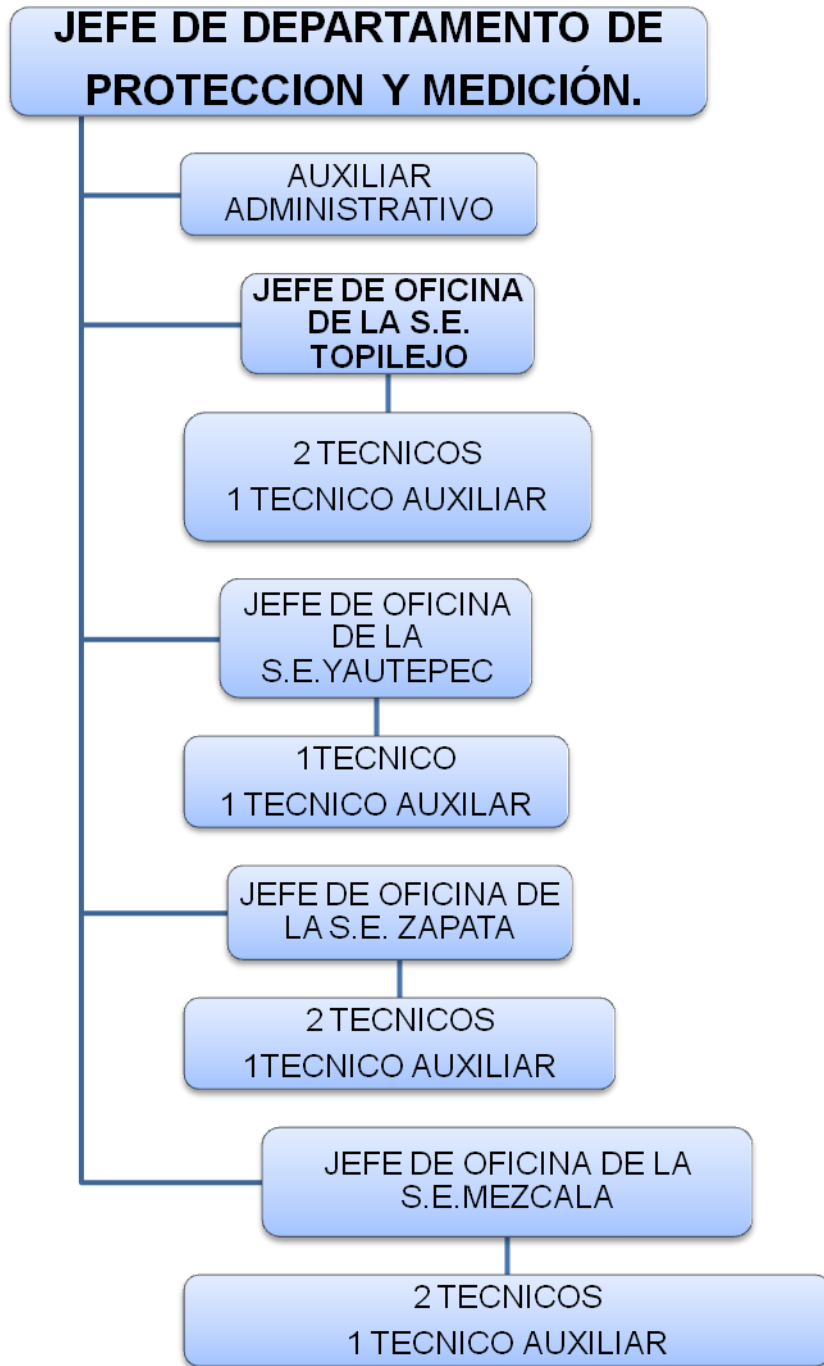
Organigrama 2.2.4. Gerencia Regional de C.F.E.

De donde se deriva la Subárea de Transmisión y Transformación Sur, mostrada en el Organigrama 2.2.5.



Organigrama 2.2.5. Subárea de Transmisión Sur de la Gerencia Regional Central de C.F.E.

Finalmente se muestra el organigrama 2.2.6, del departamento de protección y medición de la Subárea de transformación y transformación sur.



Organigrama 2.2.6. Departamento de Protección Y Medición de la Subárea de Transmisión y Transformación Sur

Conformado por el siguiente personal

Personal de confianza 5

Personal sindicalizado 1



### **3.- DESCRIPCIÓN DE PUESTO Y ACTIVIDAD PROFESIONAL.**

#### **3.1 PERFIL DEL PUESTO.**

El inicio de mi experiencia laboral dentro de Comisión Federal de Electricidad, de manera permanente fue en el puesto de Técnico Auxiliar de Protecciones, en donde inicié dando el mantenimiento al esquema de protección de líneas, registradores de fallas, faseo de líneas y bancos de transformación, pruebas eléctricas a equipo primario, alambrado de relevadores digitales de protección los cuales iban a sustituir a los relevadores electromecánicos, lo cual me sirvió para realizar sustituciones en el puesto inmediato superior Técnico, posteriormente ocupé el puesto de Jefe de Oficina en sustituciones temporales en las siguientes Subestaciones.

Subestación Eléctrica Topilejo.

Subestación Eléctrica Zapata.

Subestación Eléctrica Cementos Moctezuma.

Subestación Eléctrica Yautepec.

Actualmente tengo el puesto titular de profesionista del departamento de protección y medición en la Zona de Transmisión Metropolitana.

A continuación describo el perfil de puesto de los diferentes puestos que ocupé en el lapso de 7 años de labor en comisión federal de electricidad.

### 3.1.1 PERFIL DE PUESTO DE TÉCNICO AUXILIAR

#### PERFIL DEL PUESTO

<b>IDENTIFICACIÓN</b>
-----------------------

**CLAVE Y NOMBRE DEL PUESTO:**

TÉCNICO AUX. PROTECCIÓN Y  
MEDICION (SUBAREA)

**CLAVE:**

676X2, 678X1 – P1

**AREA DE RESPONSABILIDAD:**

**SUBÁREA**

**CLAVE DE ÁREA**

**DE RESPONSABILIDAD:**

**REPORTA A:**

JEFE OFICINA DE PROTECCIÓN Y  
MEDICIÓN (SUBÁREA)

**PUESTO INMEDIATO SUPERIOR:**

TÉCNICO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN  
(SUBÁREA)

<b>DESCRIPCIÓN</b>
--------------------

**FUNCIÓN GENÉRICA:**

Ejecutar actividades técnicas para la operación, mantenimiento, modernización y puesta en servicio del equipo inherente a la especialidad, de las instalaciones que conforman la Subárea.

**FUNCIONES GENERALES:**

**FUNCIONES SUSTANTIVAS:**

1. Ejecutar actividades de mantenimiento, modernización y puesta en servicio en los esquemas de protección, control, medición y supervisión.
2. Participar en trabajos de restablecimiento, provisional y definitivo de equipo eléctrico primario de las Subestaciones que integran la Subárea.
3. Participar en el análisis del comportamiento de los equipos en eventos ocurridos en la red eléctrica.

4. Ejecutar pruebas de verificación de parámetros a los transformadores de corriente y transformadores de potencial.
5. Ejecutar proyectos menores de modernización de equipo de protección, control, medición y registro en las instalaciones de su ámbito.
6. Recopilar datos de la especialidad para estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones del sistema eléctrico de potencia en el ámbito de su responsabilidad.
7. Ejecutar las acciones necesarias para mantener actualizados diagramas, manuales, documentos de referencia y registros de calidad de la especialidad.
8. Ejecutar pruebas a los sistemas de protección, control, medición y supervisión de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes.
9. Ejecutar la metodología para la toma de lecturas del balance de la energía en su ámbito.
10. Ejecutar las acciones necesarias para mantener vigente la calibración de los dispositivos de medición y monitoreo.
11. Recabar información mediante el acceso a los diferentes relevadores, medidores y registradores.

**FUNCIONES ADJETIVAS:**

1. Acatar la reglamentación interna y externa aplicable al centro de trabajo.
2. Ejecutar las actividades del sistema integral de gestión de acuerdo a la normatividad aplicable y a los procedimientos, planes y procesos establecidos en el propio sistema.
3. Reportar oportunamente a su jefe inmediato las pérdidas físicas o funcionales de los equipos utilizados para el desarrollo de sus funciones de acuerdo al procedimiento administrativo correspondiente.
4. Aplicar procedimientos, instrucciones de trabajo, manuales, diagramas y planos necesarios para el desempeño de sus funciones.
5. Manejar vehículos de transporte y maniobras, de acuerdo al reglamento de tránsito local y federal.
6. Participar en la capacitación asignada de acuerdo a sus funciones.

## **FUNCIONES ESPECÍFICAS:**

<b>REQUISITOS</b>
-------------------

ESCOLARIDAD:

CLAVE:

Ingeniería eléctrica, mecánica-eléctrica o carreras afines.

## **CONOCIMIENTOS, HABILIDADES Y ACTITUDES**

### **CONOCIMIENTOS (SABER)**

Guías de mantenimiento prot-0003 y prot-0011 y capítulo 800.

Reglamento de operación del SEN.

Manuales y procedimientos operativos para las pruebas funcionales de los relevadores.

Normas nrf-027, nrf-038.

Sistema integral de gestión, manuales de fabricante de relevadores, medidores y registradores.

Procedimiento med-7001.

Manuales propios del fabricante de relevadores, medidores y registradores.

Modelo de calidad y competitividad.

Guías de mantenimiento.

Idioma Inglés Básico.

## HABILIDADES (PODER)

1. Capacidad de análisis.
2. Capacidad de síntesis.
3. Facilidad de expresión y comunicación.
4. Ingenio y creatividad.
5. Manejo de equipo.
6. Trabajo en equipo.

## ACTITUDES (QUERER)

1. Cooperación.
2. Iniciativa.
3. Limpieza.
4. Orden.
5. Responsabilidad.
6. Tolerancia.
7. Amabilidad.

## **EXPERIENCIA:**

Tres meses desarrollando actividades de la especialidad.

## **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:**

Saludable y sin limitaciones físicas que impidan el desarrollo adecuado de su trabajo.

## **DISPONIBILIDAD:**

Para laborar fuera de la jornada de trabajo y en su caso realizar funciones en lugar distinto a su centro de trabajo.

### 3.1.2 PERFIL DE PUESTO DE TÉCNICO DE PROTECCIONES.

#### PERFIL DEL PUESTO

<b>IDENTIFICACIÓN</b>
-----------------------

**CLAVE Y NOMBRE DEL PUESTO:**

TÉCNICO PROTECCIÓN Y MEDICIÓN  
(SUBÁREA)

**CLAVE:**

686X2 – P3

**ÁREA DE RESPONSABILIDAD:**

**SUBÁREA**

**CLAVE DE ÁREA**

**DE RESPONSABILIDAD:**

**REPORTA A:**

JEFE OFICINA DE PROTECCIÓN Y  
MEDICIÓN (SUBÁREA)

**PUESTO INMEDIATO SUPERIOR:**

PROFESIONISTA DE PROTECCIÓN Y  
MEDICIÓN (SUBÁREA)

<b>DESCRIPCIÓN</b>
--------------------

#### **FUNCIÓN GENÉRICA:**

Ejecutar actividades técnicas para la operación, mantenimiento, modernización y puesta en servicio del equipo inherente a la especialidad, de las instalaciones que conforman la Subárea.

#### **FUNCIONES GENERALES:**

#### **FUNCIONES SUSTANTIVAS:**

1. Ejecutar actividades de mantenimiento, modernización y puesta en servicio de los esquemas de protección, control, medición y supervisión.
2. Ejecutar trabajos de restablecimiento, provisional y definitivo de equipo eléctrico primario de las Subestaciones que integran la Subárea.
3. Ejecutar acciones derivadas de los estudios sobre problemas específicos de operación, mantenimiento, modernización y puesta en servicio de los esquemas de protección, control, medición y supervisión en el ámbito de la especialidad.

4. Participar en el análisis del comportamiento de los equipos en eventos ocurridos en la red eléctrica.
5. Analizar el resultado de las pruebas a los esquemas de protección, control, medición y supervisión.
6. Ejecutar y Analizar resultados de pruebas a transformadores de corriente y transformadores de potencial.
7. Ejecutar proyectos menores de modernización de equipo de protección, control, medición y registro en las instalaciones de su ámbito.
8. Recopilar datos de la especialidad para estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones del sistema eléctrico de potencia en el ámbito de su responsabilidad.
9. Ejecutar las acciones necesarias para mantener actualizados diagramas, manuales, documentos de referencia y registros de calidad de la especialidad.
10. Ejecutar pruebas a los sistemas de protección, control, medición y supervisión de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes.
11. Ejecutar la metodología para la toma de lecturas del balance de la energía en su ámbito.
12. Ejecutar las acciones necesarias para mantener vigente la calibración de los dispositivos de medición y monitoreo.
13. Recabar información mediante el acceso a los diferentes relevadores, medidores y registradores.
14. Aplicar ajustes a los diferentes relevadores, medidores y registradores de eventos.
15. Mantener en óptimas condiciones de operación los enlaces de fibra óptica entre los equipos y esquemas de protección, control, medición y supervisión.

#### **FUNCIONES ADJETIVAS:**

1. Acatar la reglamentación interna y externa aplicable al centro de trabajo.
2. Ejecutar las actividades del Sistema Integral de Gestión de acuerdo a la normatividad aplicable y a los procedimientos, planes y procesos establecidos en el propio sistema.

3. Reportar oportunamente a su jefe inmediato las pérdidas físicas o funcionales de los equipos utilizados para el desarrollo de sus funciones de acuerdo al procedimiento administrativo correspondiente.
4. Aplicar procedimientos, instrucciones de trabajo, manuales, diagramas y planos necesarios para el desempeño de sus funciones.
5. Elabora los informes y reportes.
6. Participar en la capacitación asignada de acuerdo a sus funciones.
7. Manejar vehículos de transporte y maniobras, de acuerdo al reglamento de tránsito local y federal.
8. Aplicar los primeros auxilios al personal a su cargo en caso necesario.

**FUNCIONES ESPECÍFICAS:**

<b>REQUISITOS</b>
-------------------

ESCOLARIDAD:  
CLAVE:

Ingeniería eléctrica, mecánica-eléctrica o carreras afines.

CONOCIMIENTOS, HABILIDADES Y ACTITUDES

CONOCIMIENTOS (SABER)

Guías de mantenimiento prot-0003 y prot-0011 y capítulo 800.

Reglamento de operación del SEN.

Manuales y procedimientos operativos para las pruebas funcionales de los relevadores.

Normas nrf-027, nrf-038.

Sistema integral de gestión, manuales de fabricante de relevadores, medidores y registradores.

Procedimiento med-7001.

Manuales propios del fabricante de relevadores, medidores y registradores.

Modelo de calidad y competitividad.



Guías de mantenimiento.

Idioma Inglés Básico.

#### HABILIDADES (PODER)

1. Toma de decisiones.
2. Liderazgo.
3. Capacidad de análisis.
4. Capacidad de síntesis.
5. Negociación.
6. Facilidad de expresión y comunicación.
7. Ingenio y creatividad.
8. Manejo de equipo.
9. Trabajo en equipo.

#### ACTITUDES (QUERER)

1. Cooperación.
2. Iniciativa.
3. Limpieza.
4. Orden.
5. Responsabilidad.
6. Tolerancia.
7. Amabilidad.

#### **EXPERIENCIA:**

Seis meses desarrollando actividades de la especialidad.

#### **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:**

Saludable y sin limitaciones físicas que impidan el desarrollo adecuado de su trabajo.

#### **DISPONIBILIDAD:**

Para laborar fuera de la jornada de trabajo y en su caso realizar funciones en lugar distinto a su centro de trabajo

### 3.1.3 PERFIL DEL PUESTO DE JEFE DE OFICINA

#### PERFIL DEL PUESTO

<b>IDENTIFICACIÓN</b>
-----------------------

**CLAVE Y NOMBRE DEL PUESTO:**                      **CLAVE:** 166X2, 176X4, 186X4 – P1

JEFE OFICINA PROTECCIÓN Y  
MEDICIÓN (SUBÁREA)

**ÁREA DE RESPONSABILIDAD:**

**CLAVE DE ÁREA**

**GERENCIA**

**DE RESPONSABILIDAD:**

**REPORTA A:** JEFE SUBÁREA

**PUESTO INMEDIATO SUPERIOR:**

JEFE DEPARTAMENTO PROTECCIÓN Y  
MEDICIÓN SUBÁREA

<b>DESCRIPCIÓN</b>
--------------------

**FUNCIÓN GENÉRICA:**

Proponer, Supervisar y Ejecutar las actividades técnicas y administrativas para la elaboración del balance de energía y la operación, mantenimiento, modernización y puesta en servicio del equipo inherente a la especialidad, de las instalaciones que conforman la Subárea o Zona de Transmisión.

**FUNCIONES GENERALES:**

**FUNCIONES SUSTANTIVAS:**

1. Coordinar y participar en reuniones de trabajo, relacionadas con las actividades propias de su especialidad.
2. Vigilar las desviaciones a los indicadores, así como censos, estadísticas e índices que aplican a la especialidad en el ámbito de la Subárea.
3. Controlar los trabajos de restablecimiento, provisional y definitivo de equipo eléctrico primario de las Subestaciones que integran la Subárea.

4. Vigilar y coordinar el cumplimiento de los lineamientos y procedimientos emitidos por los comités de la especialidad en su ámbito de responsabilidad.
5. Vigilar y evaluar el resultado de las pruebas y medidas correctivas necesarias en función del comportamiento de los esquemas de protección, control, medición, supervisión y Transformadores de Instrumento (TCs, TPs) en la operación y ante eventos en la Red del Sistema Eléctrico de Potencia.
6. Participar en estudios sobre problemas específicos de operación, mantenimiento, modernización y puesta en servicio de los esquemas de protección, control, medición y supervisión en el ámbito de la especialidad.
7. Participar en la integración de proyectos en observancia con las especificaciones y lineamientos de la especialidad, promoviendo el uso de nuevas tecnologías.
8. Vigilar y ejecutar la actualización de diagramas, inventarios, manuales, documentos de referencia, memorias de ajustes y registros de calidad de la especialidad para reflejar las condiciones de operación actual.
9. Vigilar y ejecutar la actualización de las bases de datos relativas a los esquemas unitarios para su cuantificación, desempeño y evaluación estadística.
10. Evaluar las pruebas a los sistemas de protección, control, medición y supervisión de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes.
11. Planear y/o Supervisar las actividades de mantenimiento, modernización y puesta en servicio de los esquemas de protección, control, medición y supervisión.
12. Realizar y evaluar estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones para el libramiento correcto de eventos en la red eléctrica.
13. Coordinar y vigilar la elaboración del balance de energía en su ámbito de responsabilidad.
14. Vigilar las acciones necesarias para mantener vigente la calibración de los dispositivos de medición y monitoreo.
15. Recabar información mediante el acceso a los diferentes relevadores, medidores y registradores de eventos.

16. Evaluar las condiciones de operación de los enlaces de fibra óptica entre los equipos y esquemas de protección, control, medición y supervisión.

#### **FUNCIONES ADJETIVAS:**

1. Presentar el cumplimiento de la planeación estratégica de acuerdo a los objetivos establecidos en el centro de trabajo.
2. Realizar las actividades del Sistema Integral de Gestión de acuerdo a la normatividad aplicable y a los procedimientos, planes y procesos establecidos en el propio sistema.
3. Cumplir con la reglamentación interna y externa aplicable al centro de trabajo.
4. Reportar oportunamente a su jefe inmediato las pérdidas físicas o funcionales de los equipos utilizados para el desarrollo de sus funciones de acuerdo al procedimiento administrativo correspondiente.
5. Aplicar procedimientos, instrucciones de trabajo, manuales, diagramas y planos necesarios para el desempeño de sus funciones de acuerdo al Sistema Integral de Gestión.
6. Elaborar los informes y reportes que se les soliciten relacionados con las funciones que realiza en su área de trabajo.
7. Participar en la capacitación asignada de acuerdo a sus funciones.

## **FUNCIONES ESPECÍFICAS:**

<b>REQUISITOS</b>
-------------------

ESCOLARIDAD:

CLAVE:

Titulado en ingeniería eléctrica, electromecánica o carreras afines.

CONOCIMIENTOS, HABILIDADES Y ACTITUDES

CONOCIMIENTOS (SABER)

Inteligencia Emocional.

Relaciones Humanas.

Sistema Integral de Gestión.

Sistema institucional de captura: SIGET, MY SAP, QPR, MDCC.

Reglamento de operación del SEN.

Sistemas eléctricos de potencia.

Manuales técnicos y operativos de equipos.

Lineamientos de criterios de protección.

Especificaciones técnicas y Normas de referencia.

Procedimientos y guías de prueba a equipos.

Manuales técnicos de equipos.

MySAP Módulo PM.

Base de datos.

PROT-0004 Procedimiento para contabilización de esquemas unitarios.

GUÍAS DE MANTENIMIENTO Prot.-0003, Prot.-0004 Y Prot.-0011 Y  
CAPITULO 800.

Estudios de flujos y cortocircuito.

Procedimiento para la Elaboración del Balance de Energía MED-7001.

Manuales de Fibra.

Planeación Estratégica.

Modelo de Calidad y Competitividad.

Evaluación de Proyectos de Inversión.

Ley de Obras Públicas y Servicios.

Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

Ley de Responsabilidades de funcionarios públicos.

MySAP Módulo PS.

ISO Achiever.

Sistema institucional de novedades en la intranet SISNOV.

Sistema Institucional de Capacitación.

Manual de Organización Básica.

Baterías de Capacitación.

Reglamento de tránsito local.

Idioma Inglés Intermedio.

#### HABILIDADES (PODER)

1. Toma de decisiones.
2. Liderazgo.
3. Capacidad de análisis.
4. Capacidad de síntesis.
5. Negociación.
6. Facilidad de expresión y comunicación.
7. Ingenio y creatividad.
8. Manejo de equipo.
9. Trabajo en equipo.

#### ACTITUDES (QUERER)

1. Cooperación.

2. Iniciativa.
3. Limpieza.
4. Orden.
5. Responsabilidad.
6. Tolerancia
7. Amabilidad.

**EXPERIENCIA:**

Mínimo tres años en el puesto inmediato inferior o mínimo cinco años en diferentes puestos técnicos desarrollando actividades de la especialidad.

**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:**

Saludable y sin limitaciones físicas que impidan el desarrollo adecuado de su trabajo.

**DISPONIBILIDAD:**

Para laborar fuera de la jornada de trabajo y en su caso realizar funciones en lugar distinto a su centro de trabajo.

### 3.2 DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL.

En el departamento de Protección y Medición la exigencia que he tenido ha sido grande, ya que requerí de varias herramientas para poder desempeñar bien mi trabajo. Para poder desarrollarlo fue necesario estudiar manuales de varios relevadores, interpretación de diagramas, simbología, manuales de seguridad e higiene, así como el reglamento de operación de subestaciones. De tal forma que el estudio constante y las herramientas que adquirí durante mi formación profesional me ayudaron a desarrollar las siguientes actividades:

- Pruebas de relación y saturación a transformadores de corriente.
- Faseo de señales de corriente y voltaje a líneas de transmisión de 230 kV y 400 kV.
- Mantenimiento a registradores de fallas de líneas de transmisión de 230 kV y 400kV.
- Pruebas de operación a esquema de protección de líneas de 230 kV.
  - Protección de distancia. 21/21N
  - Protección comparación direccional de línea. 85L
  - Protección sobre corriente direccional. 67N
  - Protección de falla de interruptor. 50FI
- Pruebas de operación a esquema de protección de líneas de 400 kV
  - Protección comparación direccional de línea. 85L
  - Protección de distancia. 21/21N
  - Protección sobre corriente direccional. 67N
  - Protección de falla de interruptor. 50 FI
- Pruebas de alarmas locales y remotas de Interruptor.



- Pruebas de alarmas digitales de operación de relevadores.
- Calibración de transductores.
- Pruebas de faseo a medidores de líneas de 230 kV y 400 kV.

He tenido participación en la modernización de esquemas de protección en donde he cambiado relevadores electromecánicos como protección de distancia de líneas de 230 kV por relevadores digitales Sel 321 (véase figura 3.2.1 y 3.2.2), como fue el caso de la L.T. Top 93160 Odón de Buen, L.T. Top 93170 Parres Móvil en estos trabajos me encargue de realizar la ingeniería del proyecto, elaborando los diagramas trifilares de corrientes, diagramas esquemáticos y los diagramas de alambrado, realice el desalambrado y retiro del esquema de protección electromecánico cuidando que no se dejara el camino del disparo del interruptor abierto, coloque y fije los relevadores en el gabinete dúplex y me encargue del alambrado del relevador digital, al término de estos trabajos solo restaba la puesta en servicio del relevador Sel 321 en donde después de haber cargado los ajustes al relevador previamente entregados por el departamento estudios, procedí a hacer las pruebas de operación del relé para posteriormente coordinar los trabajos de puesta en servicio con el personal del extremo remoto.



Figura 3.2.1. Esquema de protección electromecánica 21L /21G.



Figura 3.2.2 Esquema de protección digital 85L, 21/21N, 67N, 50FI.

Como se observa en las figuras anteriores el esquema de protección electromecánica 21/21G ocupa todo el tablero dúplex, mientras que en ese mismo espacio se pueden colocar todo el esquema de protección (85L, 21/21G, 67N y 50FI) de la L.T. Top 93170 Parres Móvil de 230 kV.

Siguiendo con los trabajos de modernización toco el turno de la protección diferencial en donde me encargue de supervisar la ingeniería del proyecto y la puesta en servicio de la protección diferencial de 400kV. Figura 3.2.3 y Figura 3.2.4

Aquí tuve que corroborar la información mostrada en los diagramas, haciendo un levantamiento de las señales de corriente que son suministradas al relevador para su operación, encontrándome con polaridades de circuitos invertidas desde los diagramas hasta en los gabinetes centralizadores de corriente, propuse el cambio de conductor ya que el cable de control existente tenía más de 20 años de servicio, coordine estos trabajos desde el tendido del cable hasta la conexión de los mismos en las tablillas de los gabinetes centralizadores y el tablero de control.



Figura 3.2.3 Protección diferencial estática marca Radd's.



Figura 3.2.4. Protección diferencial bus digital de bus marca Sel 487.

También participé en la puesta en servicio de líneas de transmisión de 400kV, específicamente las l.t.'s Top-A3640-Ytp, Top-A3U50-Ytp y Top-A3U60-Ytp en donde realice la revisión del alambrado del esquema de protección, pruebas de mandos y señalizaciones de apertura y cierre de interruptores, así como de cuchillas de línea y puesta a tierra., realizándose las respectivas pruebas de TC's. Figura 3.2.5.



Figura 3.2.5 Equipo primario de una Línea de Transmisión.

## **4.-PROYECTO DE MODERNIZACIÓN.**

### **4.1. OBJETIVO.**

Modernización de disparo transferido directo, utilizando Relevador Sel 351 (Protección 50FI).

### **4.2. JUSTIFICACIÓN**

La S.E. Topilejo cuenta ya con más de 20 años de operatividad, siendo una de las principales suministradoras de energía a la zona de transmisión metropolitana, aunque siempre es deseable que no exista interrupción del servicio, esto no es así, ya que se han tenido fallas en las líneas de transmisión, que han puesto en riesgo la continuidad del servicio eléctrico, de tal forma que bajo estos términos se ha visto la necesidad de ir modernizando los esquemas de protección así como la modificación que esto con lleva, como es el caso de los diagramas esquemáticos, trifilares, unifilares y de alambrado, es por esta razón que se tuvo la necesidad de realizar la modernización del disparo transferido directo utilizando y programando la lógica de operación a través del relevador Sel 351 teniendo la función de protección de Sobrecorriente de Falla de Interruptor.

## 4.2. DESCRIPCIÓN

En la S.E. Topilejo estando las líneas de transmisión de 230 kV y 400 kV en condiciones normales de operación, se presentó la apertura del interruptor propio y medio de la L.T. A3410 sin la operación de las protecciones primarias y de respaldo, afectando al anillo de 400kv, al momento de querer restablecer la línea de transmisión, la operación de cierre del interruptor A3410 y A8160 fue fallida debido a que el disparo estaba aun presente, el cual era mandado por el equipo de comunicaciones a través de la teleprotección de disparo transferido directo, razón por la cual involucro a ambas especialidades para la determinación de la causa de la presencia del disparo así como el garantizar la correcta operación de la teleprotección de disparo transferido directo.

¿Qué es el Disparo Transferido Directo?

Existen diferentes esquemas de disparo transferido utilizados en Líneas de Transmisión, pero todos operan sobre el mismo principio, requieren de un transmisor de señal en una terminal que sería recibida en una terminal remota que accionará el disparo. Véase Figura 4.2.1; En su mayor parte, estos esquemas de disparo transferido utilizan señales de tono de audio de frecuencia transferida sobre cable piloto o canales de microonda. Sin embargo, hay aplicaciones que utilizan señales carrier sobre canales de líneas de potencia. Figura 4.2.1

Durante condiciones normales de operación los transmisores no son accionados, transmitiendo únicamente una señal de guarda, la señal de guarda es recibida por el receptor remoto de la misma frecuencia sobre la línea protegida. La recepción de las señales de guarda energiza un relevador de guarda (G) en cada uno de los receptores. Cuando el transmisor es accionado por los relevadores de protección, está transfiere su salida transmitida de frecuencia de guarda a frecuencia de disparo. Esto causa la desenergización de los relevadores de guarda en el extremo remoto accionado, al mismo tiempo el receptor de la señal de disparo energiza un relevador de disparo (T) en este receptor. Los contactos de los relevadores de disparo y guarda están arreglados de tal manera que solamente mediante la acción combinada de un relevador de guarda desenergizado más el accionamiento del relevador de

disparo constituye la recepción de una señal de disparo. Por lo tanto dentro de condiciones normales se transmite continuamente la frecuencia de guarda.

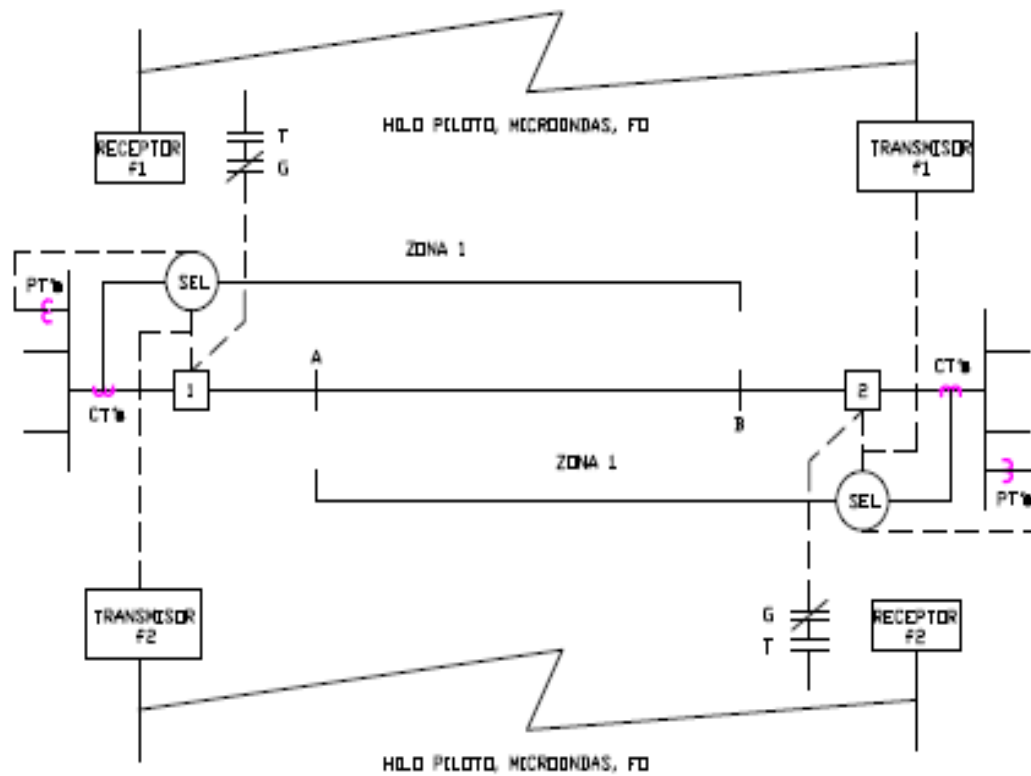


Figura 4.2.1. Diagrama de Disparo Transferido utilizado en C.F.E.



Figura 4.2.2 Sistema de Teleprotección por Microondas

### 4.3. ACTIVIDADES

Mi primera actividad fue la de determinar porque el interruptor no permitía el cierre, al estudiar el diagrama de control y señalización del interruptor propio de la Línea de Transmisión Top -A3410- Cru me encontré que se tenía presente un voltaje de corriente directa (positivo) a través del camino del contacto "a" (Rx) del equipo de comunicaciones, el cual fue provocado por la transmisión del extremo remoto. Figura 4.3.

Este voltaje al estar presente energiza una bobina del relé electromecánico sam marca G.E. el cual inicia su conteo a través de un timer, si la línea no es librada de la falla por las protecciones primarias y respaldo, cumpliéndose el tiempo de ajuste del timer el cual es de 50 ms, se cierra su contacto "a" teniendo como consecuencia la energización de la bobina del relevador auxiliar 86 de la línea quien a su vez nos manda la apertura de los interruptores propio y medio de la línea y el bloqueo al cierre del interruptor, como el voltaje aun estaba presente en la bobina del relé sam, este fue el motivo por el cual no era posible el cierre de los interruptores de la Línea de Transmisión Top-A3410-Cru. De tal forma que para poder permitir el cierre de los interruptores fue necesario retirar el voltaje de forma manual desconectando uno de los extremos de la recepción del DTT (Rx), dejando para el análisis la situación del porque el voltaje de CD seguía presente?

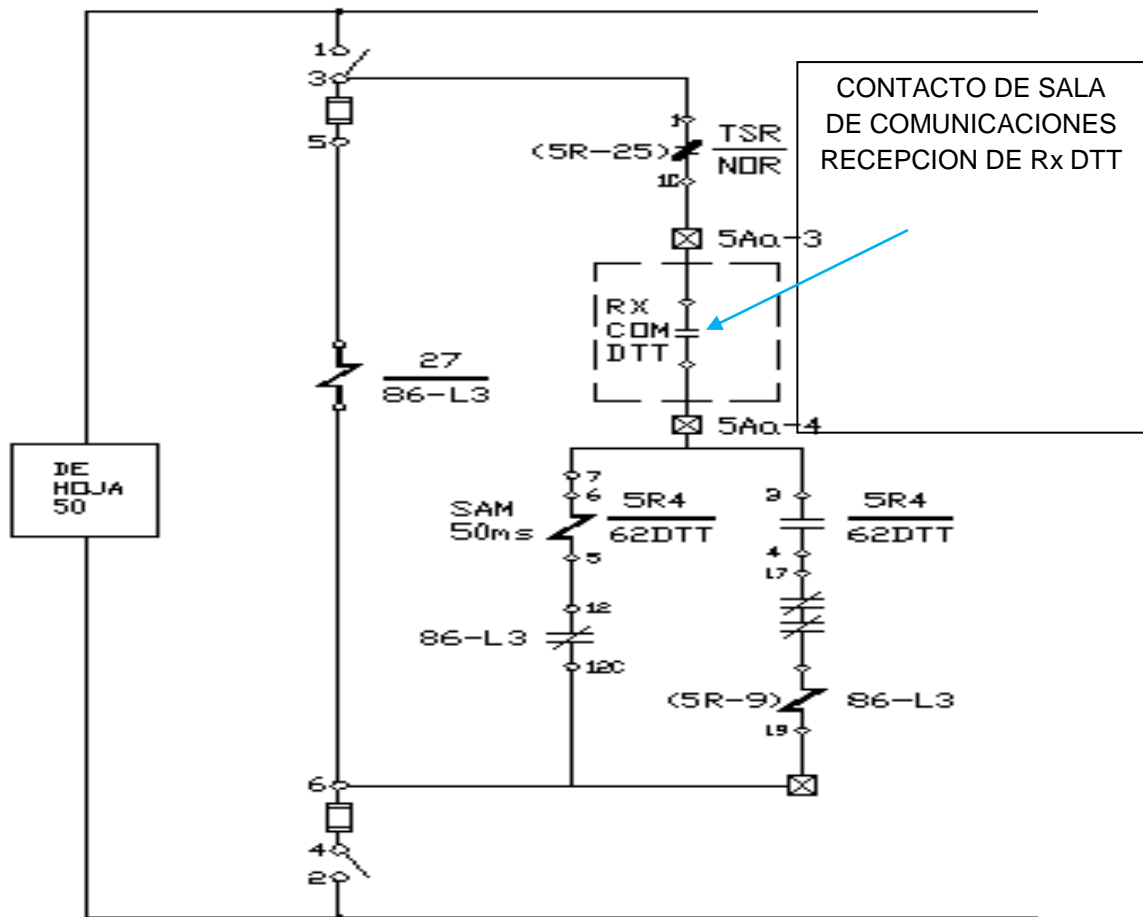


Figura 4.3 Rx DTT de L.T. Top-A3410-Cru

Al retomar el análisis me di cuenta que después de haber recibido la señal de la recepción el contacto “a” del equipo de comunicaciones éste se selló debido a que al momento de volver a su estado “a” intento abrir con carga y al ser contactos de material suave se fundieron uniéndose de forma permanente.



#### 4.4 MODERNIZACION DE ESQUEMA DE TELEPROTECCION DTT.

Derivado de lo anterior propuse el nuevo esquema:

Del cual se puede ver que el positivo ahora será tomado del punto de tablilla común a la recepción de DTT(disparo transferido directo).

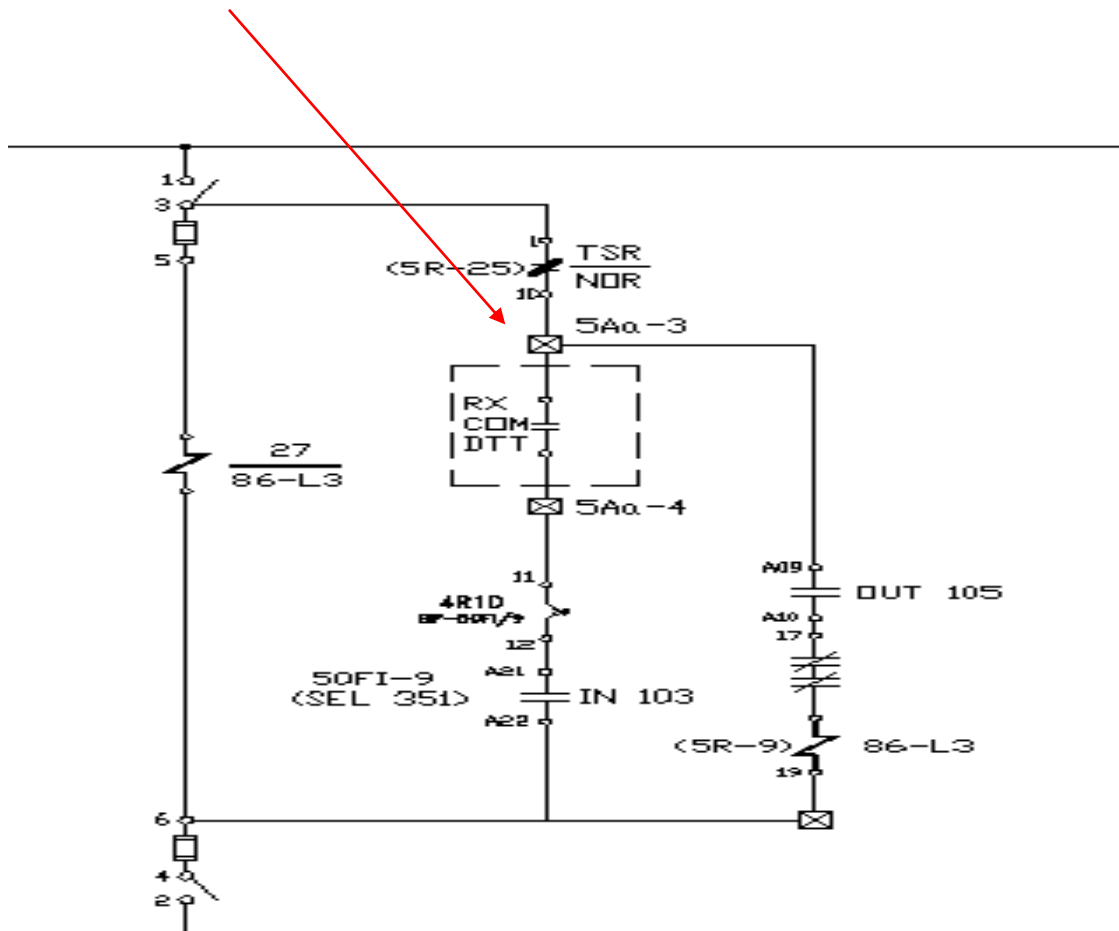


Figura 4.4. Nuevo Esquema de Teleprotección DTT.

Con esto vamos a garantizar que al momento de cambiar el estado del contacto de recepción del equipo de comunicaciones, éste regresará a su estado “a” sin ningún problema, además se propone la modernización del relé electromecánico SAM haciendo uso del relevador digital SEL 351 el cual es utilizado como protección de respaldo de Falla de Interruptor (50 FI).

#### 4.4.1 ALAMBRADO DE RELE SEL 351 Y PROGRAMACIÓN DE CONTACTOS DE ESQUEMA DE TELEPROTECCIÓN DTT.

Se retira alambrado y relé sam electromecánico.



Figura 4.4.1. Relé electromecánico Sam.

De acuerdo al diagrama anterior se alambra el relevador SEL 351 y se programan los contactos de entrada y salida para el Esquema de Teleprotección DTT(IN 103, IN 104 y OUT 105).



Figura 4.4.2 Relevador Sel 351.

A continuación se muestra el diagrama del circuito de protección de Respaldo 50 FI de L.T. Top-A3410-Cru, en donde se puede observar como esta alambrado los contacto IN 103 e In 104 redondeando el canal de comunicación a utilizar (OPLAT y FO).



ESTRUCTURA DE SUBESTACION  
SERVICIO REGIONAL DE TRONCALI  
MATERIAL DE SUBESTACION 198

ESTRUCTURA DE SUBESTACION

NO. DE SUBESTACION	1
NO. DE LINEA	2
NO. DE TORRE	3
NO. DE CABLE	4

DATA DE SUBESTACION

NO. DE SUBESTACION	1
NO. DE LINEA	2
NO. DE TORRE	3
NO. DE CABLE	4

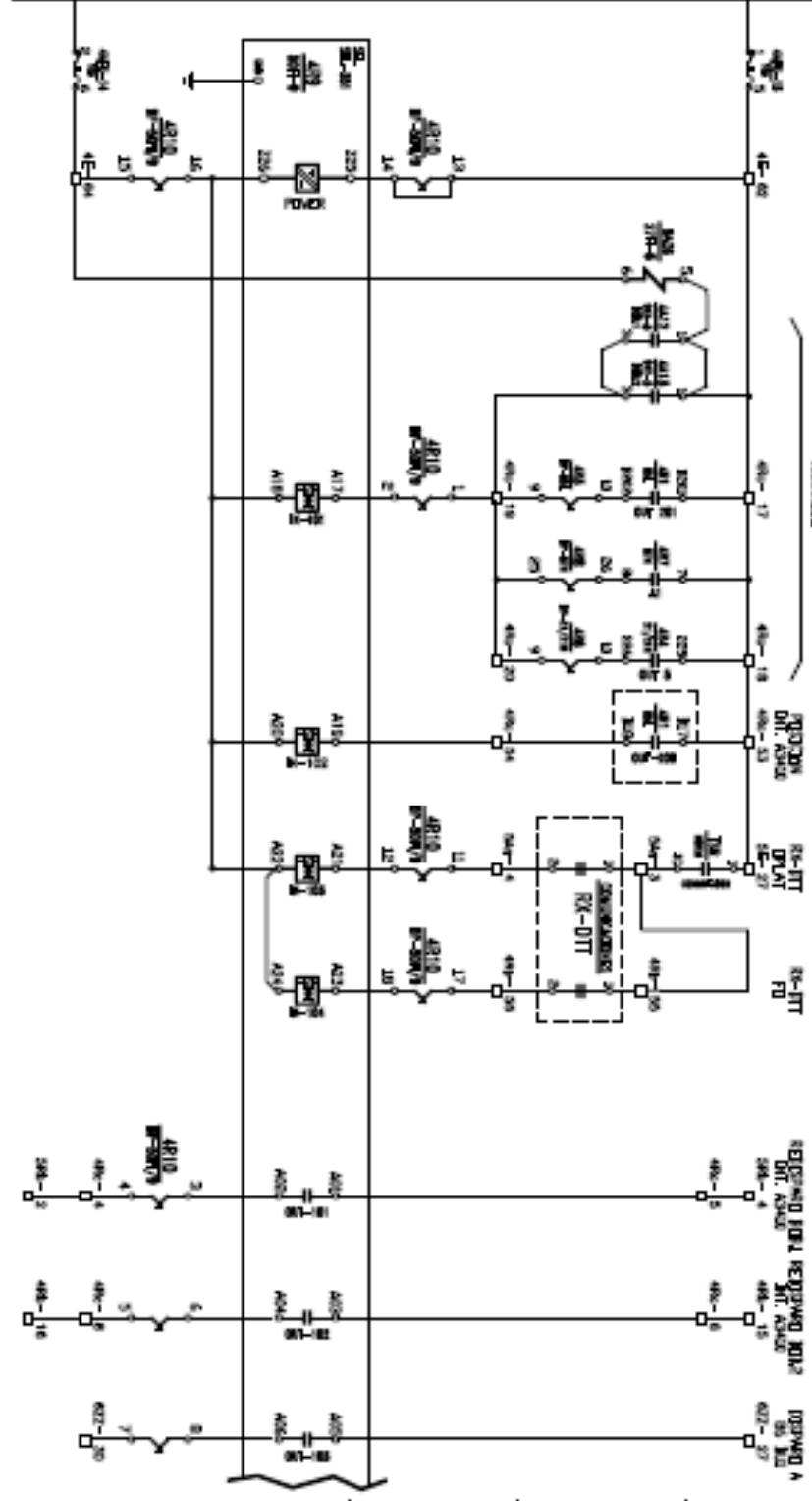
ESTRUCTURA DE SUBESTACION

NO. DE SUBESTACION	1
NO. DE LINEA	2
NO. DE TORRE	3
NO. DE CABLE	4

ESTRUCTURA DE SUBESTACION

NO. DE SUBESTACION	1
NO. DE LINEA	2
NO. DE TORRE	3
NO. DE CABLE	4

ALIMENTACION 250 VCD, CTO. No. 0-284



RECIPIENTE DE CONTROL  
UNIDAD DE CONTROL  
UNIDAD DE CONTROL  
UNIDAD DE CONTROL

## PROGRAMACIÓN

Ajustes de Relevador Sel 351.

De acuerdo al manual del fabricante tenemos Ecuaciones de SELogic para variables/temporizadores.

Utilizando una ecuación SELogic de variable y temporizador SV3/SV3T con un tiempo de retardo de 3 ciclos, se procede a programar el relé.

$$SV3 = IN103 + IN 104$$

$$SV3DU = 3$$

$$SV3T = OUT 104$$

Ajustes del Relé Sel 351 utilizado como 50 FI. Figura 4.4.3.

```
SV1      =IN101
SV2      =(SV2 + IN101) * (50P1 + 50N1)
SV3      =IN103+IN104
SV4      =0
SV5      =0
SV6      =0
SV7      =0
SV8      =0
SV9      =0
SV10     =0
SV11     =0
SV12     =0
SV13     =0
SV14     =0
SV15     =0
SV16     =0
OUT101   =SV1T
OUT102   =SV1T
OUT103   =TRIP
OUT104   =TRIP

Press RETURN to continue
OUT105   =SV3T
OUT106   =0
OUT107   =0
OUT201   =TRIP
OUT202   =SV1T
OUT203   =TRIP
OUT204   =SV3T
OUT205   =TRIP
OUT206   =ALARM
OUT207   =TRIP
OUT208   =0
OUT209   =0
OUT210   =0
OUT211   =0
OUT212   =0
DP1      =LT1
DP2      =LT2
DP3      =LT3
DP4      =LT4
DP5      =52A

Press RETURN to continue
DP6      =LT5
DP7      =LT6
DP8      =LT7
DP9      =LT8
DP10     =LT9
DP11     =LT10
DP12     =0
DP13     =0
DP14     =0
```

Se programa la variable sv3 con la entrada IN 103 e IN 104
Salida de disparo con un tiempo de retardo de 3 ciclos

Salida de alarma opera DTT a cuadro de alarmas
--

Figura 4.4.3. Programación en relevador de protección Sel 351.

#### 4.5. PRUEBAS PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO DE NUEVO ESQUEMA DE TELEPROTECCIÓN DTT EN L.T. TOP-A3410-CRU

Contando con el alambrado y la programación del Relé SEL 351 se procede a realizar las pruebas previas a la puesta en servicio del nuevo Esquema de Teleprotección DTT.

Con el uso del equipo de prueba DOBLE F2200 (Figura 4.5.1) se conecta un contacto de salida de corriente directa a la entrada IN 103 e IN 104 del Relé SEL 351, de la misma manera se conecta un contacto de paro del equipo de prueba el cual va a hacer activado por el contacto de salida OUT 104. Figura 4.5.2.



Figura 4.5.1. Equipo de prueba Doble F2200.

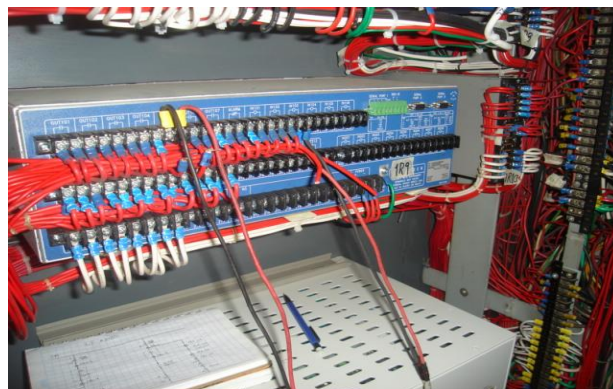


Figura 4.5.2. Alambrado de contactos IN 103 y OUT 105.

Se simula la recepción del DTT por medio del equipo de prueba cerrando un contacto con un voltaje de 125 CD, teniendo con esto habilitada la IN 103 e IN 104 e iniciando la operación del esquema después de 3 ciclos se tiene una salida de disparo al Relé auxiliar 86 de línea, lo cual garantiza el correcto funcionamiento de la modernización del esquema de Disparo Transferido Directo. Figura 4.5.3.

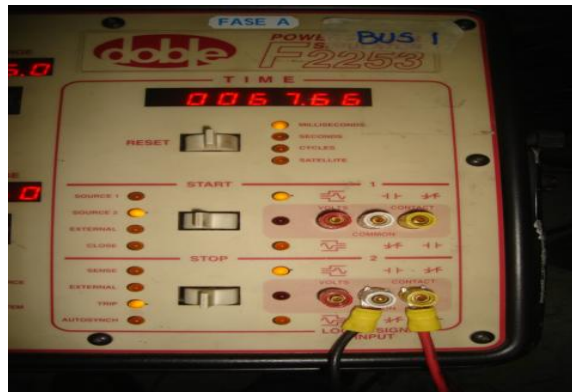


Figura 4.5.3. Tiempo de operación de la prueba previa a la puesta en servicio.

#### 4.6. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Después de realizadas las pruebas previas de puesta en servicio, se procedió a solicitar Licencia ante el Sistema de Control de Energía, para realizar los trabajos de Puesta en servicio del Esquema de Disparo Transferido en ambos extremos de la L.T. Top-A3410-Cru en coordinación con personal del departamento de comunicaciones, para estas pruebas fue necesario solicitar la Línea de Transmisión fuera de servicio.

Contando con las condiciones citadas se cierran los Interruptores propio y medio de la Línea (A3410 y A8160).

Por parte del extremo remoto nos envían la transmisión del Disparo Transferido Directo, el cual es recibido en el equipo de comunicaciones y habilita la entrada IN 103 e IN104, en donde después de 3 ciclos de ajuste activa su salida de disparo (Out 104) al relevador auxiliar de bloqueo sostenido (86L3) abriendo los interruptores A3410 y A8160. Figura 4.6.1, Figura 4.6.2 y Figura 4.6.3.

A continuación se muestran la señalización de las pruebas de puesta en servicio, las cuales resultaron satisfactorias, finalmente se procedió a devolver la Licencia solicitada a sistema central dejando la línea de transmisión Top-A3410-Cru, dejando en servicio el esquema de la teleprotección de disparo transferido directo.



Figura 4.6.1. Operación de relevador auxiliar 86L3.



Figura 4.6.2. Apertura de interruptor A3410.



Figura 4.6.3. Apertura de interruptor A8160.



## **CONCLUSIÓN.**

En la realización del análisis de la falla me di cuenta que es necesario la modernización de los equipos de protección aplicando la mejora continua y haciendo uso de la nueva tecnología, si bien es cierto que tenemos subestaciones con un tiempo de servicio relativamente largo y aunque las fallas que se presentan no han afectado el servicio de la energía eléctrica es importante considerar que al modernizar tanto esquemas de protección y equipo primario nos permitirá tener mayor confiabilidad en la continuidad del servicio eléctrico.

Muchas de las fallas ocurridas por fallas humanas se deben a la falta de información (manuales, diagramas de protección, esquemáticos y de alambrado), por tal motivo a la par de los trabajos de puesta en servicio del esquema de teleprotección de disparo transferido directo, se realizaron las actualizaciones de los diagramas de control de interruptor, alambrado y esquemático.

Es importante recalcar que los conocimientos adquiridos dentro de mi formación profesional en la facultad de ingeniería me sirvieron para inicialmente entender los conceptos y lógica de operación de los esquemas de protección y medición que se utilizan en C.F.E. así mismo las habilidades en el uso de herramientas adquiridas en el laboratorio de manufactura me han permitido desarrollar los trabajos de modernización, siendo todo esto una base para mi trabajo profesional.

Derivado de los resultados obtenidos y como consecuencia de la mejora continua y modernización se plantea continuar con estos mismos trabajos en las siguientes líneas de transmisión las cuales cuentan con el esquema de teleprotección a través de relevador electromecánico, Top-A3420-Cru, Top-A3510-BrnII, Top-A3520-BrnI, las cuales forman parte del anillo de 400 kV del sistema eléctrico nacional.

## REFERENCIAS.

Manual de operación de la subestación eléctrica Topilejo.

Manual de relevador Sel 351-5, 6.

Autor: Selinc.

El arte y la ciencia de la protección por relevadores.

Autor: Russel C. Masson.

Diseño de subestaciones eléctricas

Autor: José Raúl Martín.

Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.

Autor : Gilberto Enríquez Harper.

Reglas del despacho y operación del sistema eléctrico nacional.

Autor: Dirección de operación del sistema eléctrico nacional.

<http://cfemex.com.mx>

## Anexo 1

### Terminología

Para efectos de este trabajo, se ha respetado al máximo posible el lenguaje de uso común, sin embargo existe una terminología especializada que se consigna en las siguientes definiciones convencionales.

*Abrir.* Es desconectar en forma manual o remota una parte del *equipo* para impedir el paso de la corriente eléctrica.

*Alimentador.* Es el circuito conectado a una sola *estación*, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidas o directamente a los usuarios.

*Área de Control.* Es la entidad que tiene a su cargo el control y la operación de un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica determinada por el grupo director CENACE.

*Área de transmisión y transformación.* Es la entidad que tiene a su cargo el mantenimiento de un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica determinada.

*Bloqueo.* Es el medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, *equipo* o *instalación* de cualquier tipo.

*Calidad.* Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables.

*Central.* Es la *estación* cuya función consiste en generar energía eléctrica.

*Centro de control.* Es la entidad constituida para la operación de la parte del Sistema eléctrico que se le asigne para ese fin.

Centro Nacional de Control de Energía. Es la entidad creada por la Comisión para: la planificación, dirección, coordinación, supervisión y control del despacho y operación del SEN.

*Cerrar.* Es conectar una parte del *equipo*, para permitir el paso de la corriente eléctrica.

*Cerrar o abrir* un interruptor mecánica o manualmente, significa conectar o separar sus contactos principales, actuando directamente sobre el mecanismo mediante una palanca, gato hidráulico, manivelas.

*Confiabilidad.* Es la habilidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

*Continuidad.* Es el suministro ininterrumpido del servicio de energía a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.

*Coordinación.* Es la actividad armónica de las partes que cooperan en el funcionamiento del SEN.

*Cuchillas.* Son los dispositivos cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga.

*Cuchillas de apertura con carga.* Son las que están diseñadas para interrumpir corrientes de carga hasta valores nominales.

*Cuchillas de puesta a tierra.* Son las que sirven para conectar a tierra un equipo.

*Disparo.* Es la apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos del Sistema Eléctrico Nacional.

*Disturbio.* Es la alteración de las condiciones normales del SEN originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la *confiabilidad* de la operación.

*Energizar.* Significa permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico.

*Equipo.* Dispositivo que realiza una función específica utilizado como una parte de o en conexión con una instalación eléctrica, para la operación.

*Elementos.* Son los componentes principales del Sistema Eléctrico Nacional como los generadores, líneas de transmisión, transformadores, reactores, bancos de capacitores y compensadores estáticos de var`s.

*Estación.* Es la instalación que se encuentra dentro de un espacio delimitado que tiene una o varias de las siguientes funciones: generar, transformar, recibir, transmitir y distribuir energía eléctrica.

*Falla.* Es una alteración o un daño permanente o temporal en cualquier parte del *equipo*, que varía sus condiciones normales de operación y que generalmente causa un *disturbio*.

*Generación.* Es la producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, utilizando los sistemas y equipos correspondientes.

*Generadores.* Son todas aquellas unidades destinadas a la producción de la energía eléctrica.

*Instalación.* Es la infraestructura creada por el Sector Eléctrico, para la generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica, así como los *permisionarios* que se interconectan con el sistema de la comisión.

*Interconexión.* Es la conexión eléctrica entre dos áreas de control o entre la instalación de un *permisionario* y un área de control.

*Interrupción.* Es la suspensión del suministro de la energía eléctrica debido a causas de fuerza mayor, caso fortuito, a la realización de trabajos de mantenimiento, ampliación o modificación de las instalaciones, a defectos en las instalaciones del usuario, negligencia o culpa del mismo, a la falta de pago

oportuno, al uso de energía eléctrica a través de instalaciones que impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control o de medida, a que las instalaciones del usuario no cumplan con las normas técnicas reglamentarias, el uso de la energía eléctrica en condiciones que violen lo establecido en el contrato respectivo, cuando no se haya celebrado contrato respectivo; y cuando se haya conectado en servicio sin la autorización de la Comisión.

**Interruptor.** Es el *equipo* para cerrar y abrir circuitos eléctricos, con o sin carga o con corriente de falla.

*Cerrar o abrir* un interruptor con su control eléctrico, significa conectar o separar sus contactos principales, operando un dispositivo de control eléctrico en la estación o desde un centro de telecontrol.

*Librar.* Es dejar un *equipo* sin potencial eléctrico, aislando completamente el resto del *equipo* mediante interruptores, *cuchillas*, fusibles y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidentalmente o equivocadamente pueda quedar energizado, valiéndose para ello, de *bloques* y colocación de tarjetas auxiliares.

*Línea de transmisión.* Es el elemento de transporte de energía entre dos instalaciones del Sistema Eléctrico.

*Perturbación.* Acción y efecto de transformar el estado estable del Sistema Eléctrico Nacional.

*Protección.* Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

*Punto de interconexión.* Es el punto donde se conviene la entrega de energía eléctrica entre dos entidades.

*Red troncal.* Es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y estaciones eléctricas que debido a su función y/o ubicación, se consideran de importancia vital para el Sistema Eléctrico.

*Sistema Eléctrico de Potencia.* Es el conjunto de centrales generadoras, estaciones y líneas de transmisión, conectadas eléctricamente entre sí.

*Sistema Eléctrico Nacional (SEN).* Es el conjunto de instalaciones destinada a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica.

*Subárea de Control.* Es la entidad que tiene a su cargo el control y la operación de un conjunto de Centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica y que corresponde a una *Área de Control*.

*Subárea de Transmisión.* Es la dependencia subalterna de una *Área de Transmisión y Transformación* responsable del cumplimiento de las funciones encomendadas a esta en una área geográfica determinada.

*Subestación.* Es la estación que recibe, transforma y/o distribuye energía eléctrica.

*Transformación.* Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

*Transmisión.* Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega para su *distribución*.

Nomenclatura: Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos será uniforme en toda la república mexicana. Deberá además de facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

400 kV	azul.
230 kV	amarillo.
De 161 hasta 138 kV	verde.
De 115 hasta 60 kV	morado magenta.
De 44 hasta 13.2 kV	blanco.
Menor de 13.2 kV	naranja

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

La identificación del equipo de una *instalación* determinada, se hará con cinco dígitos. Con única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los *alimentadores de distribución*.

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

Primero	Tensión de operación.
Segundo	Tipo de equipo
Tercero y cuarto	Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.
Quinto	Tipo de dispositivo.

Tensión de operación. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

Tensión en kV		Número
Desde	Hasta	Asignado
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.1	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.1	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

Tipo de equipo. Está identificado por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

No.	Equipo.
1	Grupo generador-transformador (unidades generadoras).
2	Transformadores o autotransformadores.
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores.
5	Capacitores (serie o paralelo).
6	Equipo especial.
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio.
9	Esquema de interruptor de amarre de barras.
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

Número asignado al equipo: El tercero y cuarto dígito definen el número económico del *equipo* que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9

Tipo de dispositivo: para identificarlo se usa en quinto dígito numérico que especifica el número de dispositivo de que se trate.

No.	Dispositivo.
0	Interruptor.
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles

- 5 Interruptor en gabinete blindado (extracción)
- 6 Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
- 7 Cuchillas de puesta a tierra.
- 8 Cuchillas de transferencia.
- 9 Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor-capacitor)

Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1 Tensión en kV.

B2 Tensión en kV.

BT Tensión en kV.

Por ejemplo:

B1 115 kV que significa barra uno de 115 kV.

B2 115 kV que significa barra dos de 115 kV.

BT 115 kV que significa barra de transferencia de 115 kV.

Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U Unidad

T Transformador (todo equipo de transformación)

AT Autotransformador.

R Reactor.

C Capacitor.

CEV Compensador Estático de VAR`s.