BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

Proyecto de la Subestación Fuego Nuevo en SF6 en la red de CFE de 230/23 kV. División Valle de México Norte, Zona Azteca

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA:

HÉCTOR HUGO ESPINOSA MORALES

ASESOR:

M.C. VÍCTOR GALINDO LÓPEZ

PUEBLA, PUE. SEPTIEMBRE 2014

AGRADECIMIENTOS

La presente fue realizada gracias a la oportunidad que me brindó la Comisión Federal de Electricidad para participar en el desarrollo de los nuevos proyectos de infraestructura de la red eléctrica del Valle de México. Así mismo, pudo ser realizada con las aportaciones hechas por el personal del área de Planeación y Construcción de Zona Azteca, de la División Valle de México Norte, y en especial, al Ing. Enrique García Guadarrama, quien sin otro motivo que el de apoyar, dio el último empujón para la realización y cumplimiento de ésta meta; al M.C. Víctor Galindo López, quien me unió al alma mater desde "lejos" y no solicitó más que ganas para apoyarme en el proyecto; al Ing. Ángel Augusto Chávez Barajas, quien también desde lejos mostró el apoyo para dar este paso profesional.

DEDICATORIAS

A partir del momento en el que fui invitado a ser parte de la División de Distribución Valle de México Norte, existieron muchas situaciones que pude soportar gracias al apoyo de personas cercanas y de personas que conocí en el momento indicado. Este trabajo, y en general, todo el esfuerzo realizado a lo largo de estos cinco años va dedicado a las personas con las que compartí el reto de salir de casa, aprendiendo a sobrevivir y mantenernos de pie; a los compañeros de trabajo que siguen y a los que ya no están; a la familia laboral que se formó y que ha sido parte del Departamento de Planeación y Construcción de Zona Azteca desde el inicio a la fecha; a mis Padres y Hermanos que me brindan su apoyo incondicional en todo momento, y sobre todo a Claudia Ivonne Plaza López, quien ha visto nacer y ha sido partícipe para cumplir cada una de las metas, retos y sueños, con quien comparto mi alma y corazón.

INTRODUCCIÓN

Debido al incremento en la demanda de energía registrada en la Zona de Distribución Azteca, División Valle de México Norte, en el periodo comprendido de 2010 y 2013, y basados en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE 2010-2025), que puntualiza el crecimiento, pronosticando que la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que muestra una tendencia de crecimiento. La evolución para 2014-2025 se espera a una tasa media anual de 4.0 por ciento, lo que se manifiesta una cargabilidad del 110% para el 2015.

Por lo antes expuesto se deduce que es necesaria la construcción de una subestación eléctrica dentro del área de influencia eléctrica de la Zona Azteca, con la cual se modernizará, reforzará e incrementará la capacidad de la red, evitando cortes de energía debidos al incremento de la demanda de carga en la zona, derivado del incremento de la población y modificación al uso de suelo, viviendas unifamiliares se han convertido en multifamiliares por lo que han proliferado estos desarrollos.

Considerando la falta de suelo disponible para la implementación de una subestación convencional, se propone una subestación encapsulada SF6. Las subestaciones aisladas por gas utilizan el hexafloruro de azufre para el aislamiento eléctrico de los distintos componentes y para extinguir el arco eléctrico de los interruptores en caso de maniobras o de falla.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN…… i

ÍNDICE…….. ii

1. CAPÍTULO I. MARCO CONTEXTUAL…… 1

1.1. Planteamiento del Problema…… 1

1.2. Justificación……. 1

1.3. Objetivo General…….. 2

1.4. Objetivos Específicos…… 2

1.5. Antecedentes ……. 3

1.5.1. Las Compañías Eléctricas Extranjeras…… 3

1.5.2. La Creación de la Comisión Federal de Electricidad……. 4

1.5.3. La Nacionalización de la Industria Eléctrica…….. 6

1.5.4. Liquidación de Compañía de Luz y Fuerza del Centro…….. 8

1.6. Prospectiva 2011-2025…….. 9

1.6.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico……. 9

1.6.2. Normatividad Ecológica en la Industria Eléctrica…….. 11

1.6.3. Consumo Nacional de energía eléctrica……. 13

1.6.4. Capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional…… 15

1.6.5. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional…… 16

1.6.6. Programa de expansión…….. 18

1.6.7. Evolución esperada en la Red Nacional de Transmisión…… 20

1.6.8. Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución del Valle de México 21

2. CAPÍTULO II. COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN ENCAPSULADA EN GAS SF6……... 24

2.1. El hexafloruro de azufre, Generalidades…… 24

2.2. Características físicas y químicas del SF6……. 24

2.3. Aplicaciones eléctricas del SF6……. 26

2.4. Construcción de las Subestaciones Aisladas por SF6…… 28

2.4.1. Descripción…….. 28

2.4.2. Estructura de subestaciones encapsuladas……... 29

2.4.3. Módulo de interruptor de potencia…….. 31

2.4.4. Módulo de seccionador…… 33

2.4.5. Módulo del seccionador de puesta a tierra rápida…… 36

2.4.6. Transformadores de corriente…….. 39

2.4.7. Transformadores de tensión…… 41

2.4.8. Módulos de barras, compensadores y conexiones a líneas……. 42

2.4.8.1. Módulos de barras colectoras…….. 42

2.4.8.2. Compensadores…… 43

2.4.8.3. Módulo de conexión a líneas aéreas…… 44

2.4.8.4. Módulo de conexión a cables…….. 45

2.4.9. Diafragmas de seguridad…… 47

2.5. El montaje de las subestaciones encapsuladas…….. 48

2.5.1. Montaje de subestaciones…… 48

2.5.2. Control del estado exterior…….. 52

2.5.3. Colocación del material filtrante……. 53

2.5.4. Evacuar y llenas los compartimentos de gas…… 57

2.5.5. Precauciones en el manejo del SF6…….. 60

2.5.6. Vigilancia del Gas…… 66

2.5.7. Esquema de vigilancia del gas……. 68

2.6. Niveles de tensión para subestaciones encapsuladas……. 74

2.6.1. Tipo 8DN9 hasta 245 kV……. 74

3. CAPÍTULO III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN SF6 PARA LA ZONA AZTECA …….. 76

3.1. Planteamiento del problema…… 76

3.1.1. Escenario…….. 76

3.2. Descripción de la subestación eléctrica, sección SF6 en 230 kV……... 78

3.2.1. Arreglo doble barra con interruptor de transferencia…… 78

3.3. Descripción de la subestación eléctrica, sección en 23 kV……. 79

3.3.1. Módulo de arreglo de interruptor y medio…… 79

3.3.2. Transformadores de corriente 23 kV……. 81

3.3.3. Transformadores de potencial en 23 Kv…… 81

3.3.4. Bancos de capacitores…… 81

3.3.5. Transformador de potencia…… 82

3.4. Análisis de la situación…… 86

3.5. Ventajas de los 6, 7 u 8 alimentadores por transformador……... 94

3.6. Desventajas de cargar los transformadores al 80% de su capacidad nominal.. 94

3.7. Escenario Macro Económico…… 95

3.7.1. Supuesto básicos…… 96

4. CAPÍTULO IV. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL PROYECTO …… 96

4.1. Análisis Subestación “Fuego Nuevo”, Resumen Ejecutivo…… 97

4.1.1. Problemática…….. 97

4.1.2. Descripción del Proyecto……... 98

4.1.3. Alternativas del Proyecto……... 99

4.2. Situación sin proyecto y posibles soluciones…… 100

4.2.1. Alternativas de solución……. 102

4.2.2. Descripción del proyecto…… 103

4.2.3. Ventas……. 104

4.2.4. Ahorros……... 105

4.3. Situación con proyecto……..... 109

4.3.1. Evaluación del proyecto……. 110

4.3.2. Análisis de rentabilidad……. 111

4.3.3. Cálculo del costo por operación y mantenimiento……..... 112

4.3.4. Cálculo de los costos aguas arriba……. 113

4.3.5. Cálculo de los costos aguas abajo……. 114

4.3.6. Beneficios……. 115

4.4. Análisis de sensibilidad y riesgos…… 118

5. CONCLUSIONES…… 120

BIBLIOGRAFÍA……. 121

CAPÍTULO I

MARCO CONTEXTUAL

1.1. Planteamiento del Problema

Derivado del incremento de la carga y demanda en el valle de México, obtenida a través de los registros de las Subestaciones existentes que operan en el ámbito de la Zona de Distribución Azteca de la División Valle de México Norte en el periodo comprendido de 2010 y 2013, así como de la implementación de los sistemas automáticos de medición con lo que se realiza el pronóstico de demanda, se tiene contemplado un crecimiento con una tasa media anual de 4.0 por ciento, se manifiesta una cargabilidad de 110% para el año 2015.

1.2. Justificación

Para lograr que el Sistema Eléctrico de Distribución en el ámbito de la Zona Azteca tenga la capacidad para atender los incrementos de carga, así como para tener la confiabilidad de operar en condiciones de contingencia derivadas de fallas en las instalaciones de subestaciones, bancos y redes existentes, es necesaria la proyección de una nueva subestación eléctrica en 230/23 kV.

Aunado a lo anterior, las características que se presentan en el Valle de México en relación a la falta de suelo para realizar construcciones y a la densidad poblacional, exigen que para el desarrollo de proyectos eléctricos se utilice la tecnología de aislamiento con gas SF6, lo que permitiría optimizar los espacios para su construcción

Con lo anterior, se logrará atender las necesidades de crecimiento eléctrico de la zona, permitiendo el desarrollo de conjuntos habitacionales e industriales.

1.3. Objetivo General

Proponer el anteproyecto de una subestación encapsulada en la red de CFE en 230/23 kV, para el área de Valle de México, Zona Azteca, describiendo los elementos y materiales de una subestación encapsulada SF6 del tipo 8DN9 a 245 kV, así como mostrar el análisis costo-beneficio simplificado enfocado en el caso específico de la Subestación "Fuego Nuevo"

1.4 Objetivos Específicos

- Mostrar el Desarrollo de la CFE en el País, desde su creación hasta las modificaciones a su estructura orgánica derivadas de la creación de tres nuevas Divisiones de Distribución en el Valle de México por la extinción de Luz y Fuerza del Centro.
- Mostrar los resultados del pronóstico de demanda del Valle de México y los datos de expansión del Sistema Eléctrico Nacional.
- Mostrar los tipos, características y componentes de las subestaciones aisladas en gas hexafloruro de azufre
- Plantear el proyecto para la construcción de una subestación eléctrica aislada en SF6 en la Zona de distribución Azteca de la División Valle de México Norte, describiendo el tipo de arreglo necesario para cubrir las necesidades.
- Mostrar el análisis costo-beneficio con el cual se evalúa la rentabilidad del proyecto.

1.5. Antecedentes

1.5.1. Las Compañías Eléctricas Extranjeras

En el periodo de auge de inversiones extranjeras, durante el gobierno porfirista llegaron a México las primeras plantas de energía eléctrica, con el fin de iluminar las minas y echar a andar motores y telares para incrementar la producción (Segunda mitad del siglo XIX). Las plantas eléctricas por lo general durante horas de la noche, eran utilizadas también para satisfacer las necesidades del servicio municipal y proporcionaban una pequeña iluminación a algunos pueblos rurales. El año de 1881 marca, en cierto modo, el principio del alumbrado eléctrico de la capital de la Republica. Aunque ya había comenzado a instalarse el nuevo fluido eléctrico en algunos sitios, (la ciudad era iluminada por faroles de aceite y gas) es en ese año en que la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del alumbrado público y residencial como una actividad específica.

En los primeros años del presente siglo funcionaban en México 177 plantas y se contaba con presas eléctricas privadas, que daban servicio público en la ciudad de México, Campeche, Guadalajara, Guanajuato, Mazatlán, Orizaba, Parral, Puebla, Tampico, Tehuantepec, Toluca y muchas otras.

Los iniciadores de la electrificación en México, son los empresarios que trajeron la primera termoeléctrica a León, Guanajuato, y también los que, en 1889, instalaron en Batopilas, Chihuahua, la primera hidroeléctrica que tuvo una capacidad de 22.38 kW. Junto con ellos, queda el testimonio de las plantas puestas en servicio por las compañías Textil de San Idelfonso, Industrial de Orizaba, de Luz y Potencia El Portezuelo, Mexicana de electricidad, Segura y Braniff y otras que también deben ser consideradas entre las primeras.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.[1]

1.5.2. La Creación de la Comisión Federal De Electricidad

Dadas las protestas que comenzaron a surgir contra el mal servicio, las altas tarifas y la escasez de fluido; se hizo patente la necesidad de que el Estado interviniera para normalizar la situación: además de dictarse las medidas administrativas necesarias para obligar a las empresas a mejorar sus servicios, era preciso crear un organismo que en manos del Estado, diera a la electrificación un sentido social más moderno y más justo. Hay que acreditar a los ingenieros Julio García y José Herrera Lasso, la idea de involucrar al Estado Mexicano en la industria eléctrica; así como al Presidente Constitucional Substituto, Gral. Abelardo L.

[1] CFE y la Electricidad en México
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx

Rodríguez, el haber enviado al Congreso de la Unión, el 2 de diciembre de 1933, la iniciativa para la creación de la Comisión Federal de Electricidad, misma fecha en que se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.[2]

Diversas circunstancias económicas y políticas tuvieron relación sobre el propósito de crear este organismo descentralizado; sin embargo, no fue sino hasta el 14 de agosto de 1937 cuando el Presidente Gral. Lázaro Cárdenas, con fundamento en el decreto anterior del 29 de diciembre de 1933, promulgo la Ley que creó a la Comisión Federal de Electricidad.

La CFE inició con una partida de 50,000 pesos dentro del presupuesto de la Secretaría de la Economía Nacional, y con 15 personas entre funcionarios, técnicos y empleados. Paralelamente al proceso que se llevaba a cabo para su organización, la incipiente CFE se dedicó a trabajar en pequeñas obras de electrificación. Las primeras fueron las de Teleolapan, Gro., Pátzcuzaro, Mich., Suchiate, Chis., Xia, Oax.; y Ures y Altar, Son. Al mismo tiempo, fijó su empeño en trabajos de planeación y anteproyectos de mayor envergadura, tales como los de Bartolinas, en Tacámbaro, Mich., Jumatán, Nay., Granados y Zumpimito Mich., etc., y muy especialmente el proyecto de Ixtapantongo, Méx.

La primera obra de importancia que se emprendería, sería la de la construcción de la planta hidroeléctrica de Ixtapantongo, Méx., en el año de 1938, con el fin de llevar energía eléctrica a la capital de la República.

La expropiación petrolera llevada a cabo el 18 de marzo de 1938, enfrentó al país a un bloqueo económico que se centraba principalmente, en este recurso nacionalizado.

[2] CFE y la Electricidad en México
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx

Alemania se interesó por nuestro petróleo y eso hizo posible concentrar una operación de intercambio, para recibir por nuestra parte los equipos hidráulicos y eléctricos requeridos en la realización del proyecto del que se ha hablado.

El 31 de diciembre de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas promulgó la Ley del impuesto Sobre Consumos de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial el 16 de enero de 1939, que disponía el cobro al consumidor del 10% sobre el importe de su consumo, para integrar el patrimonio de la CFE.

Las condiciones legales y económicas en las cuales se basaría el desarrollo de las actividades de la CFE estuvieron establecidas en la ley del 14 de agosto de 1937, hasta que el 11 de enero de 1949, el Presidente de la República, Licenciado Miguel Alemán, expidió el Decreto que hizo de la CFE un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Así, durante el periodo comprendido entre 1944 y 1960, la CFE comienza a ganar terreno frente a las compañías extranjeras.

Al finalizar el año de 1960, el organismo estatal poseía el 54% de la capacidad instalada para atender el servicio público de energía eléctrica.

1.5.3. La Nacionalización de la Industria Eléctrica

Conforme a su tiempo y circunstancia, la nacionalización de la industria eléctrica fue posible alcanzarla por la vía de las negociaciones financieras y éstas se iniciaron en abril de 1960, con la compra de las empresas que tenían a su cargo el suministro de la energía eléctrica. El resultado de las negociaciones fue el siguiente: el Gobierno Federal adquirió, en 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de la Mexican Light and Power Co., y se comprometió a saldar los pasivos de esa empresa, que ascendían a 78 millones de dólares. Asimismo, a cambio de 70 millones de dólares, pasaron a su poder las acciones de la

American and Foreign Power Co., posteriormente, cerró la operación comprometiendo a ambas empresas a invertir en México el dinero que recibieran, para evitar una excesiva exportación de divisas. El 27 de septiembre de 1960 el Ejecutivo Federal dio a conocer al pueblo la noticia de la adquisición de las empresas extranjeras.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales.

Con la compra de la compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y sus filiales, la nación adquirió 19 plantas generadoras, que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo, y el total de la capacidad instalada ascendía a 667,400 kW.

Para fines de 1960 y una vez que el Estado Mexicano había adquirido los bienes de las empresas afiliadas a la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, así como la mayoría de las de la Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y subsidiarias, el sector eléctrico empezó a desarrollar un intenso trabajo de integración y de organización. Al iniciarse esta etapa, la industria eléctrica nacionalizada quedó constituida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y subsidiarias; por las empresas eléctricas NAFINSA y por la CFE con sus diecinueve afiliadas. Al hacerse responsable el Estado del manejo del sector eléctrico, eliminó la estructura de 168 juegos de tarifas, autorizadas para las diferentes regiones de la República. Las primeras tarifas de aplicación nacional, fueron publicadas el 19 de enero de 1962 en el Diario Oficial de la Federación. Un acuerdo presidencial, publicado en el Diario Oficial del 14 de agosto de 1967, contribuyó a que se diera un paso decisivo en el proceso de integración, al disponer la disolución y liquidación

de 19 empresas filiales de la CFE, incluyendo al grupo de la Nueva Compañía Eléctrica de Chápala, y la industria eléctrica mexicana, con sus divisiones, que en aquella época ya se habían integrado a la CFE. De esta manera, el organismo tomó a su cargo la responsabilidad directa del suministro de los servicios eléctricos de las poblaciones que antes habían sido atendidas por las industrias de referencia.

En 1970 se incorporaron a la CFE las empresas particulares Hidroeléctricas El Salto en Durango, y la Nueva Empresa Eléctrica La Resolana, en Jalisco. Por último, en 1972, la CFE adquirió las acciones de la Compañía de Servicios Públicos de Nogales, en Sonora, que entonces era la única empresa privada importante que todavía funcionaba.

En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 Km, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

1.5.4. Liquidación de Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

El día 11 de Octubre de 2009, el Presidente Felipe de Jesús Calderón Hinojosa, a través del Diario Oficio de la Federación, decreta la extinción del Organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LyFC), misma que atendía el suministro eléctrico en la zona central de México: a todo el Distrito Federal, a 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco de Hidalgo

1.6.Prospectiva 2011-2025

1.6.1. Marco regulatorio del Sector Eléctrico

Con base en el Artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la planificación del Sistema Eléctrico se realiza aprovechando, tanto en el corto como en el largo plazo, las mejores opciones de inversión y producción de energía, que permitan satisfacer la demanda futura de electricidad a costo global mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad. Para ello se consideran los costos de inversión, operación y energía no suministrada, así como lo establecido en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento, los lineamientos de política energética y las disposiciones nacionales en materia financiera, ambiental y social.

La prospectiva del sector eléctrico 2011-2025 detalla la evolución histórica del mercado eléctrico nacional, así como el crecimiento esperado de la demanda y los requerimientos de capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los próximos años. Así mismo, nos ofrece información acerca de las metas del sector eléctrico en el mediano y largo plazo.

En el sector eléctrico, el Gobierno Federal emprendió acciones orientadas a mejorar su competitividad a lo largo del 2011. A poco más de un cuatro años de la extinción de LyFC, el ahorro por la mejor capacidad de operación y ejecución de obras supera los 12 mil millones de pesos[3], además de que se han abatido rezagos que se tenían en solicitudes de

[3] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025,
Recuperado el 20 de agosto de 2012, de
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

conexión en al Área Central. De igual manera, se tuvieron incrementos en la facturación por las acciones en materia de reducción de pérdidas no técnicas en el área central.

Por el lado del consumo, durante el 2010, se tuvieron ahorros importantes en energía eléctrica derivados del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2007-2012 (Pronase). Por el lado de la oferta, en el plan de expansión se incluyen nuevas categorías tecnológicas: las nuevas tecnologías de generación de ciclo combinado con eficiencia de conversión mejorada y, las nuevas tecnologías de generación distribuida. De igual manera, se están considerando nuevas tecnologías de generación limpia, como los ciclos combinados y las carboeléctricas con captura y secuestro de carbono para enfrentar los desafíos del cambio climático.

Los esfuerzos de la presente administración también están enfocados al desarrollo de energías limpias, entre las que se incluyen las renovables como la hidráulica, eólica, solar, biomasa, mini-hidráulica y bioenergética, entre otras; así como la nuclear, con las que se espera disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Una de las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión 2011-2025 radica en cumplir con la meta de contar una capacidad instalada de energías limpias que permita generar el 35 por ciento de la energía eléctrica en México, considerando la diversificación de las fuentes de generación, con una orientación hacia las fuentes de energía renovables y con las tecnologías que incluyen la opción de captura y secuestro de carbono.

En este contexto, la planeación para este sector se orienta hacia la optimización del sistema eléctrico nacional considerando herramientas de política energética que contribuyan a diversificar el parque de generación y a garantizar el suministro de energía eléctrica.

En los próximos años, las redes eléctricas y de distribución, las subestaciones, los medidores de energía en todo el país serán cada vez más susceptibles de automatizarse en la búsqueda de operación más segura y confiable. La implementación de este tipo de redes inteligentes ciertamente contribuirá a que en el 2025 se cumpla con la meta establecida.

1.6.2. Normatividad Ecológica en la Industria Eléctrica

Las normas oficiales mexicanas en materia eléctrica son:

- NOM-001-SEDE-2012: Instalaciones Eléctricas (utilización), tiene como objetivo establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra los choques eléctricos, los efectos térmicos, sobrecorrientes, las corrientes de falla y sobretensiones.

  El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta norma garantiza el uso de la energía eléctrica en forma segura.
- NOM-002-SEDE-1999: Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución, que precisamente establece los requisitos de seguridad y eficiencia que deben de cumplir los transformadores de distribución.

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM´s) en materia ecológica que aplican al sector eléctrico están referidas al control de niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera (humos, partículas suspendidas, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno). Además, establecen la regulación por zonas y por capacidad del equipo de combustión en fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

Existen tres zonas críticas definidas por la NOM[4], las cuales incluyen: las zonas metropolitanas de la ciudad de México, Guadalajara y Monterrey, las ciudades fronterizas y, los corredores industriales:

Zonas metropolitanas:

- México D.F.
- Monterrey, Nuevo León.
- Guadalajara, Jalisco.

Ciudades fronterizas:

- Tijuana, Baja California.
- Cd. Juárez, Chihuahua.

Corredores industriales:

- Coatzacoalcos-Minatitlán, Veracruz.
- Irapuato-Celaya-Salamanca, Guanajuato.
- Tula-Vito-Apasco, en los Estados de Hidalgo y México.
- Tampico-Madero-Altamira, Tamaulipas.

Las principales NOM´s que determinan la normatividad ecológica en la industria eléctrica son:

- NOM-085-ecol-1994: Regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, provenientes del equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Modificada en

[4] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012-Instalaciones Eléctricas (Utilización)

1997 y desde el 2000 en revisión por las autoridades del medio ambiente y energéticas del país, con objeto de incluir a las nuevas centrales eléctricas.

- NOM-cca-001-ecol/96: Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.
- NOM-113-ecol-1998: Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución.
- NOM-114-ecol-1998: Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica.

Asimismo, se tienen 16 normas de eficiencia energética vigentes que regulan los consumos de energía eléctrica de equipos y sistemas que ofrecen un potencial de ahorro y, cuatro proyectos de normas en proceso de elaboración.

1.6.3. Consumo Nacional de Energía Eléctrica

El consumo nacional de electricidad se integra por dos componentes:

a) Las ventas internas de energía eléctrica, las cuales consideran la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía.
b) El autoabastecimiento, que incluye a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos e importación de electricidad.

En 2009 se registró un consumo nacional de energía eléctrica de 206,263 GWh, lo que representó una disminución de -0.8% respecto al año anterior, siendo la primera variación negativa en los últimos 10 años. En el mismo sentido pero en mayor magnitud, la economía decreció en -6.5% respecto al año previo a la crisis. Las divisiones económicas que registraron el mayor impacto de la crisis fueron: industria manufacturera (-10.2%), construcción (-7.5%), servicios (-6.6%), entre otras actividades económicas. Dentro de la manufactura, la división de productos metálicos, maquinaria y equipo tuvo una contracción de -22.1% y las industrias metálicas básicas decrecieron -19.5%. En los rubros de ventas internas y autoabastecimiento de energía eléctrica, se registró un decremento de -0.8% en cada uno, ubicándose en 182,518 GWh y 23,745 GWh, respectivamente.

En términos generales, el consumo de energía eléctrica tiene una correlación positiva con el ritmo de la actividad económica, lo cual implica que ante la variación anual en el PIB, el consumo de energía eléctrica experimenta un comportamiento en la misma dirección, aunque no necesariamente en igual magnitud. La crisis económica de 2009 ilustra dicha relación. Las divisiones intensivas en el uso de energía eléctrica en las que disminuyó el PIB sectorial fueron: sustancias químicas (-3.4%), industria manufacturera (-10.2%), industrias metálicas básicas (-19.5%) y otras industrias manufactureras (-3.9%).[5]

[5] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

1.6.4. Capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país, los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, incluyendo proyectos que se justifican técnica y económicamente

El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

a) La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en muy alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 400 kV y 230 kV de algunos usuarios industriales
b) Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional, suministran energía a las de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esos voltajes.
c) Las redes de distribución en media tensión (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje.
d) Las redes de distribución en baja tensión (240 V o 220 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo
e) La red de la extinta Luz y Fuerza del Centro, que suma un total de 74,413 km., de los cuales 40,606 km. transmiten en tensiones de 6.6 kV a 400 kV incluyendo instalaciones subterráneas, y 33,8078 km. pertenecen a líneas en baja tensión (240 V o 220 V)

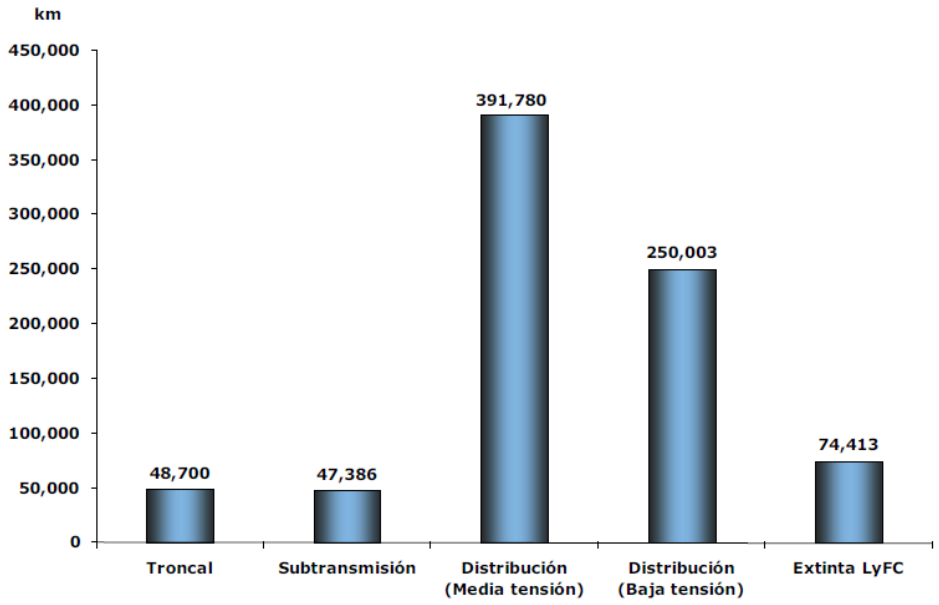


Figura 1. Km. de líneas y redes del Sistema Eléctrico Nacional[6]

En Subestaciones, a diciembre 2009 se tenía una capacidad instalada de 265,133 MVA, de los cuales correspondían a CFE 147,133 MVA en subestaciones de transmisión, 45,911 MVA en subestaciones de distribución, así como 41,138 MVA en transformadores de distribución, mientras que en la extinta LyFC se tenían 30,951 MVA

1.6.5. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional

El programa de expansión de capacidad incluye las centrales en proceso de construcción o licitación, y la capacidad adicional. Esta última se refiere a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de inicio de operación.

[6] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

El programa de capacidad adicional requerida para atender la demanda de energía eléctrica estimada para los próximos años, se realiza con base en la evaluación técnica y económica de las diferentes configuraciones de los proyectos, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que logran el menor costo total de largo plazo. Dicho programa de expansión considera el tiempo de maduración de cada proyecto, que inicia con la planeación de una nueva central generadora, el proceso de licitación, contratación, construcción y termina hasta su entrada en operación comercial, para lo cual en promedio transcurren de cuatro a seis años, dependiendo del tipo de central y del combustible a utilizar, entre otros factores. En el caso de los proyectos de transmisión se requiere de un proceso que va de tres a cinco años previo al inicio de operaciones de la nueva infraestructura.

Adicionalmente, el programa de expansión de capacidad toma en cuenta otros elementos como son: la configuración del sistema de generación (retiros de unidades obsoletas e ineficientes, proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, etc.) y la red troncal de transmisión. El análisis se realiza para tres sistemas: Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California y Baja California Sur.

En el desarrollo de la planeación se evalúan diferentes alternativas. Es importante mencionar que en estudios recientes se concluyó la conveniencia técnica y económica de interconectar el área Baja California al SIN mediante un enlace asíncrono. Esta interconexión aportará, entre otros beneficios, la posibilidad de compartir recursos de generación del SIN para atender la demanda punta del sistema Baja California y, en los periodos de menor demanda en dicho sistema, exportar al SIN los excedentes de capacidad y energía base (geotérmica y ciclo combinado), aprovechando la diversidad de la demanda entre los dos sistemas. Con esta interconexión, se reducirán los costos totales de inversión

en infraestructura de generación y producción. Además, el enlace de Baja California al SIN abrirá nuevas oportunidades para efectuar transacciones de potencia y energía con diversas compañías eléctricas del oeste de EUA, mediante los enlaces actuales con los sistemas eléctricos de California. La entrada en operación de esta interconexión se ha programado para 2014. Actualmente se analiza la posibilidad de interconectar el sistema de Baja California Sur al SIN. Un beneficio importante será el de posponer o en su caso no llevar a cabo proyectos de generación con tecnologías que requieren altos costos de inversión y de operación en tal área, además del beneficio ambiental derivado de esta alternativa.

1.6.6. Programa de Expansión[7]

El programa de expansión del SEN se integra por la planeación del servicio público y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración. Por una parte, las adiciones de capacidad de permisionarios permiten, dentro del marco regulatorio vigente, el aprovechamiento del potencial de generación de electricidad en varios sectores y ramas industriales que por las características de sus procesos, ofrecen posibilidades de ahorro de energía y mitigación de costos. Por otra parte, abre la posibilidad para que diferentes tipos de usuarios contribuyan a diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica.

Durante el periodo 2010-2025, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad bruta por 37,655 MW de los cuales, 5,218 MW son de capacidad terminada en 2010, en construcción o licitación, 32,041 MW de capacidad

[7] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

adicional en proyectos que aún no se han licitado y 396 MW en proyectos de rehabilitación y modernización. Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 4,968 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que El programa de autoabastecimiento a 2014 considera aquellos proyectos para autoabastecimiento y/o cogeneración, con alta probabilidad de realización. Posterior a ese año se consideran bloques de autoabastecimiento a base de fuentes renovables, de los cuales aun no se cuenta con ubicación precisa en el territorio nacional, pero que podrían desarrollarse por particulares con base en el marco legal aplicable para el aprovechamiento de las energías renovables. La capacidad estimada que se podría instalar asciende en total a 3,000 MW durante el periodo 2015-2025. Con la incorporación de esta capacidad y las adiciones programadas para el servicio público durante todo el periodo 2010-2025, será posible alcanzar, hacia el final del mismo, las metas de participación de fuentes renovables de energía y generación limpia planteadas en la Estrategia Nacional de Energía.

En el caso del bloque de capacidad eoloeléctrica, esta pudiera instalarse principalmente en la región del Istmo de Tehuantepec. La capacidad solar podría aprovechar los altos niveles de radiación solar en el norte del país. El desarrollo de proyectos de biomasa se asocia a su vez con la posible realización de proyectos de cogeneración particularmente en ingenios azucareros, donde es posible aprovechar las necesidades de vapor y electricidad conjuntamente. Asimismo, se prevé la realización de proyectos minihidráulicos en la zona del Golfo de México y el sureste del país, zonas con los recursos hídricos más importantes.

1.6.7. Evolución Esperada de la Red Nacional de Transmisión[8]

Las adiciones de capacidad de transmisión necesarias para abastecer la demanda esperada a costo mínimo se determinan con base en los siguientes criterios:

- Seguridad.- Capacidad para mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o de transmisión.
- Calidad.- Posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
- Confiabilidad.- Reducción del riesgo esperado de la energía que no es posible suministrar debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
- Economía.- Disminución de los costos de operación del sistema eléctrico.

Los proyectos a incorporar a la red de transmisión se evalúan mediante modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular los costos de producción y los parámetros del comportamiento eléctrico de la red en régimen estable y dinámico, así como los índices de confiabilidad.

Con base en el estado actual de la red de transmisión y el programa de expansión del sistema de generación, se ha conformado un plan de transmisión para 2011-2025, en el cual se pretenden incorporar al sistema en niveles de tensión de 69 kV a 400 kV 24,750 km de líneas, 78,013 MVA en subestaciones reductoras y 13,903 MVAr de compensación reactiva. El programa de transmisión contiene proyectos ya definidos con estudios de factibilidad técnica y económica para los próximos cinco años. Para 2011-2025, la

[8] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

definición de este plan tiene asociada una mayor incertidumbre, ya que existe la posibilidad de cambios relativos en el crecimiento de la demanda regional, así como ajustes en la ubicación de centrales.

En lo que se refiere al SIN, como se ha mencionado, se han realizado estudios que determinaron la conveniencia de interconectar el área Baja California al SIN. Dicha interconexión se realizará con un enlace asíncrono de 300 MW de capacidad como primera etapa y se ha programado su entrada en operación hacia 2014. No obstante y de acuerdo con información de CFE, está pendiente verificar si se trata de un enlace en corriente alterna o directa, con lo que la capacidad de transmisión podría modificarse.

1.6.8. Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución del Valle de México

A partir de la extinción de LyFC en 2009, se designó a CFE como organismo responsable de la continuidad del servicio de energía eléctrica, operando y manteniendo las instalaciones existentes, así como dar atención y seguimiento a las solicitudes de servicio en proceso.

La organización de la extinta LyFC consistía en cinco Divisiones: Metropolitana Norte, Metropolitana Oriente, Metropolitana Poniente, Toluca-Cuernavaca y Pachuca. La nueva estructura de operación por parte de CFE consta de tres Divisiones: Valle de México Norte, Valle de México Centro, Valle de México Sur, además de cuatro zonas que se incorporan a Divisiones existentes: Tula, Tulancingo y Pachuca a la División Centro Oriente, y Cuernavaca la División Centro Sur, sumando en total 25 nuevas Zonas de Distribución

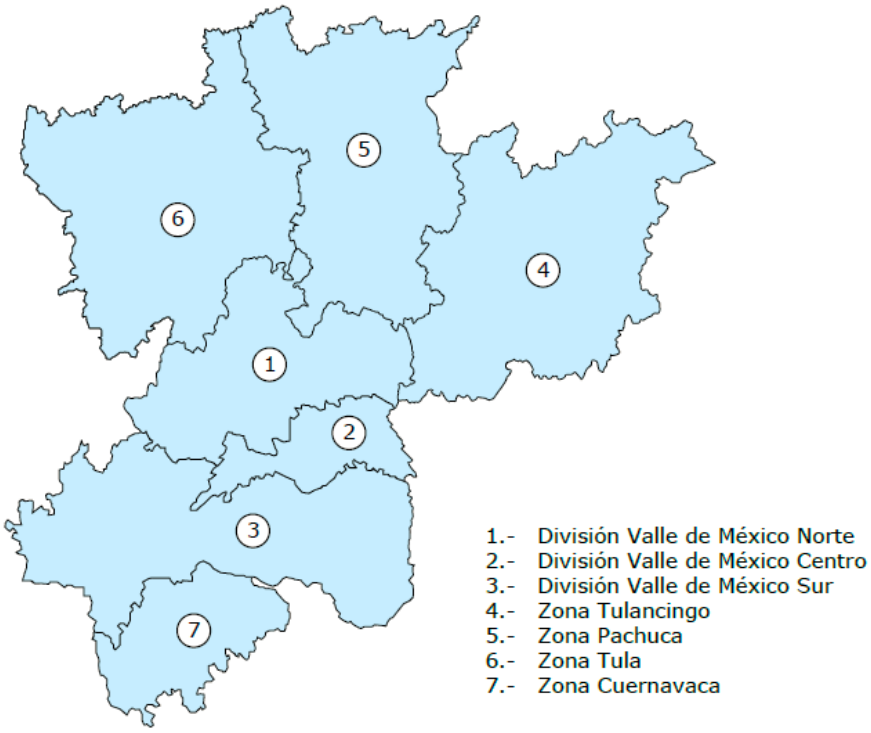


Figura 2. Organización del Valle de México de la CFE

SED de alta tensión del Valle de México consta de 127 subestaciones y 322 transformadores, 50 de las subestaciones móviles. Están en operación 389 km. de líneas en 400 kV, 1,219 km. de líneas de alta tensión en 230 kV, 57 km. en 115 kV y 1,990 km. de líneas en nivel de 85 kV.

La capacidad instalada en subestaciones es de 13,478 MVA incluyendo la capacidad de los bancos de respaldo; el factor de utilización (FU) es de 65% en bancos de subestaciones de 85 kV, de 60% en subestaciones de 230 kV y de 70% en móviles.[9]

El sistema eléctrico de distribución del Valle de México se caracteriza por arreglos en la media tensión en las subestaciones de distribución, entre los cuales predominan los de doble interruptor por circuito y conjuntos de transformador de potencia de 60 MVA con

[9] Plan Rector 2012 División Valle de México Norte, Comisión Federal de Electricidad.

cuatro circuitos de distribución. Para el respaldo en condiciones de contingencia en las subestaciones existentes, se cuenta con un tercer banco de transformación de reserva de igual capacidad que los dos de operación normal.

En cuanto al nivel de alta tensión, las instalaciones se encuentran con alimentación en anillo, operando en su mayoría con ésta configuración. El arreglo que predomina en alta tensión es el de doble barra con interruptor de enlace.

El reto que enfrenta la modernización de las instalaciones es incorporar los criterios de distribución utilizados en el resto del país, los cuales están basados en la planeación de costo mínimo, sin dejar de considerar las características específicas de la carga del Valle de México, como la alta densidad, el crecimiento vertical, la saturación del terreno y el tráfico vehicular intenso.

CAPÍTULO II

COMPONENTES DE LA SUBESTACION ENCAPSULADA AISLADA EN SF6

2.1. El Hexafloruro de Azufre, Generalidades

El SF6 es un combinado de azufre y flúor cuya primera síntesis se realizó en 1900 por científicos franceses de la Facultad de Farmacia de París. Por primera vez se le utiliza como aislante hacia 1935 en Estados Unidos. En 1953, los americanos descubren su capacidad de apagar el arco. El SF6 tiene características dieléctricas que han permitido emplearlo en subestaciones blindadas con magníficos resultados. No existe en la naturaleza, se produce por reacción directa a unos 300 ºC de azufre fundido y el flúor gaseoso.

Entre los productos finales de la reacción se encuentran también los Fluoruros de azufre, de menor valencia los cuales tienen un alto grado de toxicidad. Como parte del proceso de fabricación se deben de retirar dichas sustancias tóxicas, para posteriormente someter al gas a pruebas que garanticen su pureza y seguridad.

2.2. Características Físicas y Químicas del SF6

El gas SF6 en estado puro es un gas sin color, sin olor, no inflamable y no tóxico. En la siguiente Tabla 1[10] se muestran algunas de las características físicas del SF6, así como su comparación con las características de otros gases que también se utilizan en equipo eléctrico

[10] Recuperado el 14 de octubre de 2013, de http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=34&CountryID=19#MajorApplications

CARACTERISTICAS	UNIDAD	*SF6*	AIRE	N2	H2
Peso Molecular	-	***146.06***	28.98	28.016	2.016
Densidad Especifica (en estado gaseoso a 20°C y 101 kPa)	kg/m3	***6.160***	1.293	1.250	0.089
Punto crítico Temperatura:	°C	***45.6***	-140.63	-146.95	-235.95
Presión:	kPa	***3 829.89***	3 840.03	3 455.01	1 337.42
Masa Especifica:	kg/m3	***730***	328	310	301
Viscosidad (a 99.3 kPa y 2.1°C)	g/cm-s	***1 450 x 10-7***	***1 708 x 10-7***	***1 580 x 10-7***	***835 x 10-7***
Calor Especifico: A Presión Constante: A Volumen Constante:	kcal/kg - °C	 ***0.216*** ***0.165***	 0.239 0.172	 0.248 0.178	 3.393 2.404
Conductividad Sónica	m/s	***138.5***	350	325	1 310
Conductividad Térmica (a 300°K)	W/cm°K	***0.14x10-3***	0.24x10-3	0.24x10-3	1.68x10-3
Coeficiente de Transferencia Térmica	-	***0.034***	0.021	-	-

Tabla 1. Características del Gas SF6

Como se puede ver en la Tabla 1, el SF6 tiene un peso molecular grande; es 5 veces más pesado que el aire, por lo cual tiende a desplazarlo y acumularse en las partes bajas. Aun cuando no es tóxico, puede causar asfixia si se rebasa el límite de sofocación (una mezcla de SF6 y 21% de oxígeno, se puede respirar en lugar de aire).

Otro dato importante lo representa la conductividad sónica, ya que el SF6 es mejor aislante acústico que los otros gases. Con respecto a sus características de transferencia de

calor, si se comparan los valores de conductividad térmica de la tabla, se puede llegar a conclusiones erróneas, ya que gracias a su gran peso molecular y a su baja viscosidad, el SF6 transfiere calor por convección de manera más eficiente que los otros gases, lo cual lo convierte en buen refrigerante. Ya que su temperatura crítica es de 45.6°C, el SF6 puede licuarse por compresión a temperatura normal, lo cual permite transportarlo en estado líquido en cilindros presurizados.

La molécula de Hexafloruro de azufre, como su nombre lo indica, está formada por 6 átomos de flúor y 1 de azufre. El gas SF6 es un compuesto que establece enlaces covalentes entre sus átomos, o sea que ambos átomos comparten equitativamente un electrón del Azufre y uno del Flúor, sin que dichos electrones pertenezcan exclusivamente a ninguno de ellos. Los enlaces covalentes proporcionan gran estabilidad a la molécula, por lo que se requieren condiciones muy severas para atacarlo.

El SF6 es químicamente inerte a temperaturas de 200°C, sin embargo, la presencia de humedad y de algunos catalizadores metálicos (acero al silicio, acero templado, acero al carbón, etc.) reduce este valor, por lo que para prevenir ataques del SF6, se deberá limitarse la temperatura de servicio a 150°C. A altas temperaturas, como las que se presentan durante un arco eléctrico, la molécula del SF6 se fractura en compuestos altamente reactivos.

2.3. Aplicaciones del SF6.

Por sus características dieléctricas es ideal como medio aislante, tiene una rigidez dieléctrica muy elevada, tanto a la frecuencia industrial como a impulso, gracias a su peculiar característica de gas electronegativo. La electronegatividad se define como la capacidad que tienen los átomos de atraer y retener los electrones que participan en un enlace químico. La electronegatividad se ha establecido en escala de 0 hasta 4. Pauling

asignó de manera arbitraria un valor de 4 al flúor que es el elemento con más capacidad para atraer electrones. En química los valores de electronegatividad de los elementos se determinan midiendo las polaridades de los enlaces entre diversos átomos. La polaridad del enlace depende de la diferencia entre los valores de electronegatividad de los átomos que lo forman con la captura de los electrones libres la molécula de SF6 se transforma en iones negativos pesados, y por lo tanto poco móviles. La rigidez dieléctrica del SF6 a la frecuencia industrial es por lo menos dos veces y media la del aire a la presión de 5 Kg./cm2, condición que permite lograr un dado nivel de aislamiento con presiones relativamente bajas, lo cual implica sistemas de contención simples y de completa confiabilidad.

La rigidez dieléctrica es función solamente de la densidad del gas. El aislamiento de las subestaciones blindadas donde se utiliza este gas, es por lo tanto independiente de las variaciones de temperatura y presión que se verifican en el gas durante el servicio, resultando constante hasta la temperatura de licuefacción del gas. Debido a su electronegatividad, tiene un poder de extinción del arco excepcional, una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica entre los contactos, razón por la cual resulta particularmente idóneo para soportar valores muy elevados del crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento en los interruptores.

La característica que hace superior al SF6 sobre otros materiales, es su excelente comportamiento como medio de extinción del arco eléctrico, debido principalmente con la rapidez con que recupera su rigidez dieléctrica después de que la corriente de corto circuito pasa por su valor cero. En otras palabras un arco eléctrico puede interrumpirse en el valor cero de la corriente de corto circuito, si el medio aislante que se encuentra entre los

contactos del interruptor cambia de ser un buen conductor a un buen aislante en una fracción de microsegundos.

2.4. Construcción de las Subestaciones Aisladas por SF6

2.4.1. Descripción

Las subestaciones aisladas por gas utilizan el hexafloruro de azufre para el aislamiento eléctrico de los distintos componentes y para extinguir el arco eléctrico de los interruptores en caso de maniobras o de falla. La denominación común de estas subestaciones es GIS (Gas Insulated Switchgear).

La característica fundamental de las subestaciones aisladas por gas es su alto grado de flexibilidad que resulta de aplicar un sistema modular, este sistema modular también permite realizar todas las ejecuciones comunes en la construcción de subestaciones, para ello, los equipos y aparatos se alojan de forma individual y combinada en carcasas o envolventes herméticas al gas a presión, siguiendo criterios funcionales.

Las subestaciones aisladas en gas aprovechan las ventajas de los blindajes monopolares y tripolares, esto permite configuraciones ultra compactas en el espacio reducido y minimiza el tiempo de montaje. El material de la carcasa es aluminio, esto garantiza ausencia de corrosión y minimiza el peso de la Subestación, el reducido peso de las bahías reduce el esfuerzo sobre el piso y simplifica al máximo la obra civil de los cimientos de los edificios que las contienen, todos los módulos se unen entre si mediante bridas, estas bridas son selladas con juntas tóricas, que garantizan la hermeticidad al gas.

Los cambios de longitud debidos a la dilatación térmica de las carcasas y tolerancias de fabricación son equilibrados mediante compensadores de fuelle, para este fin, los

conductores están unidos entre sí mediante contactos de cúpula, de ser necesario, éstos son accesibles mediante registros.

Aisladores pasantes herméticos al gas permiten dividir la bahía en varios compartimentos de gas separados, cada compartimiento dispone de sistema de monitoreo, diafragma de ruptura y material de filtro propios. Los filtros estáticos instalados en los compartimentos de gas absorben la humedad y los productos de descomposición.

El diafragma de ruptura evita que se establezca dentro de la carcasa una presión inadmisiblemente alta. Deflectores ubicados en los diafragmas de ruptura dirigen el gas en un sentido determinado si revienta el diafragma de ruptura para no poner en peligro al personal operador.

La carcasa de aluminio así como los compensadores de acero inoxidable garantizan el peso reducido de la Subestación y su resistencia a la corrosión. El envolvente y los compensadores constituyen juntos el blindaje resistente a la presión de la Subestación. Cada envolvente se somete a un control de presión y estanqueidad con gas SF6, la unión de las vías de corriente se hace por medio de contactos de acoplamiento; en caso necesario, los puntos de unión están accesibles a través de aberturas de montaje de los envolventes de los módulos.

2.4.2 Estructura de Subestaciones Encapsuladas

Las subestaciones encapsuladas utilizan envolventes monofásicos y trifásicos, comúnmente los arreglos monofásicos son utilizados en subestaciones que manejan valores de tensiones hasta 145 KV, mientras que las subestaciones diseñadas para valores de tensión superiores suelen fabricarse con envolventes monofásicos. En la siguiente figura se muestra la estructura general de una Subestación con envolvente trifásico.

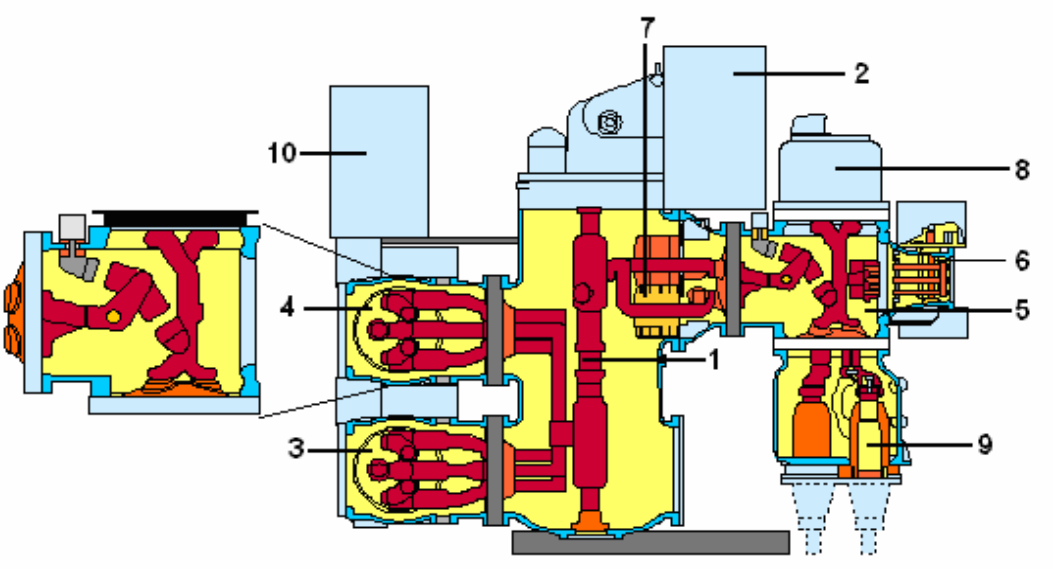


Figura 3. Componentes de una Subestación Aislada en SF6[11]

1. Interruptor de potencia.

2. Unidad de control del interruptor con mecanismo de energía almacenada.

3. Barra 1 con seccionador y cuchilla de puesta a tierra.

4. Barra 2 con seccionador y cuchilla de puesta a tierra.

5. Módulo de salida con seccionador y cuchilla de puesta a tierra.

6. Cuchilla de puesta a tierra rápida (alta velocidad)

7. Transformador de corriente.

8. Transformador de potencial.

9. Terminal para cable de potencia.

10. Cubículo de control local integrado.

[11]Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

2.4.3. Módulo de Interruptor de Potencia

Los interruptores utilizados en las subestaciones encapsuladas utilizan el mismo principio que los interruptores utilizados en las subestaciones aisladas por aire: auto compresión. Ante un cortocircuito, el gas SF6 presente como elemento de corte, se recalienta como consecuencia del contacto con la energía desarrollada por el arco eléctrico, aumenta así la presión en el interior del cilindro de contacto, sumándose a la presión de separación propia de su mecanismo de accionamiento.

Esta razón hace que no haga falta que el sistema de accionamiento sea el único encargado de aportar la energía necesaria para generar una presión capaz de extinguir el arco eléctrico. De este modo, los accionamientos modernos son simples y basados en la acumulación de energía en resortes. Los interruptores modernos de alta tensión utilizan accionamientos de "carga de resortes" hasta 500 kV. En tensiones superiores se utilizan accionamientos electro hidráulicos, constructivamente muy compactos, y con un control simplificado de las válvulas.

Según el fabricante y la configuración adoptada, los interruptores se instalan en posición horizontal o vertical. En la posición horizontal, mediante el uso de un carrito apropiado y suministrado por el fabricante, puede extraerse para mantenimiento el contacto móvil con mayor facilidad.

El interruptor de potencia forma el elemento central de la Subestación aislada en gas. Es capaz de activar, transmitir permanentemente e interrumpir corrientes eléctricas. Con el fin de aumentar la estabilidad de la red se pueden realizar reenganches rápidos para una apertura temporal y localmente limitada. Se puede emplear el interruptor de potencia para la maniobra de líneas aéreas, derivaciones de cables, transformadores, bobinas de

reactancia y condensadores. En subestaciones con barras colectoras múltiples actúa como acoplamiento y permite así el transporte de energía de una barra colectora a la otra.

Dependiendo del nivel de voltaje para el que estén diseñados, los polos del interruptor pueden trabajar en envolventes trifásicas o monofásicas. Algunos fabricantes utilizan las envolventes trifásicas en subestaciones diseñadas para trabajar hasta 145 KV y envolventes monofásicas en tensiones mayores a este nivel.

El interruptor de potencia con blindaje trifásico forma la base de la estructura de celdas de la Subestación. En la siguiente figura se muestra la estructura interna de un envolvente tripolar.

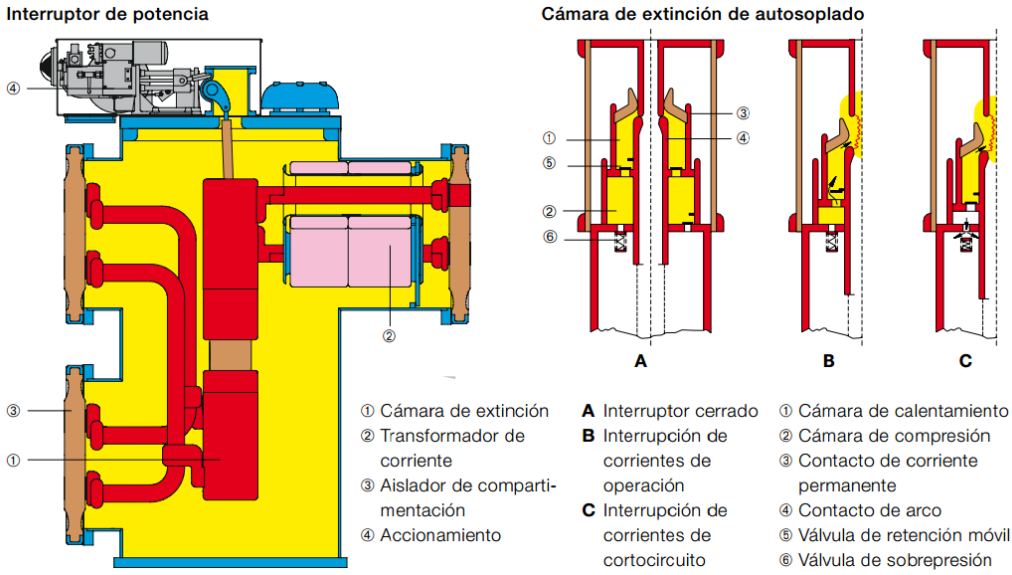


Figura 4. Interior y operación de Interruptor de potencia con envolvente trifásico en SF6 [12]

La vía de corriente está compuesta por el sistema de mando y los conductores. La estructura interna de los conductores varía en función del objetivo de uso del interruptor de

[12] Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

potencia. En el caso de los envolventes trifásicos puede utilizarse la misma envolvente para hacer arreglos con configuraciones de barras colectoras simples y dobles.

Para las subestaciones con niveles de tensión arriba de 145 KV se utilizan envolventes monofásicos para cada polo del interruptor. Los 3 polos del interruptor tienen un blindaje monofásico y están dispuestos en un envolvente de bloque.

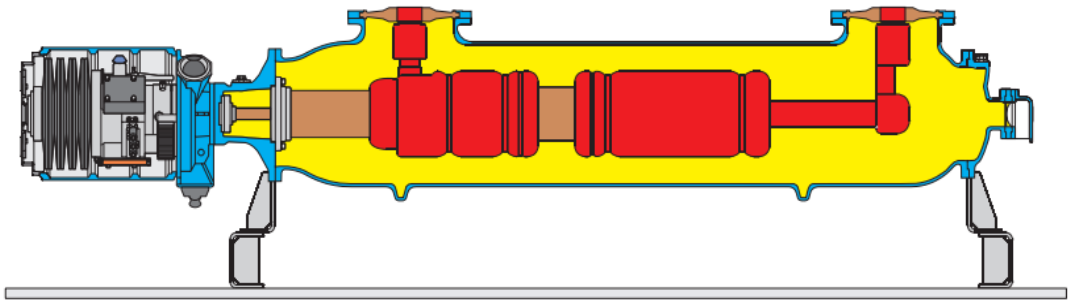


Figura 5. Interior de Interruptor de potencia con envolvente monofásico en SF6 [13]

2.4.4. Módulo de Seccionador

Los seccionadores establecen los trayectos seccionados requeridos para un funcionamiento seguro en los equipos eléctricos; no conmutan las intensidades que surgen durante el servicio en la Subestación. Después de dejar sin tensión la parte correspondiente de la Subestación se puede establecer tanto el trayecto seccionador requerido para un funcionamiento seguro en los equipos eléctricos como a puesta a tierra y la puesta en corto circuito.

[13] Subestación aislada en gas tipo ELK-3
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/9b34650a375c3666c1257b130057bd1b/$file/ELK-3_420_1HC0029799AGEn.pdf

Para el sistema de contacto que cumple con la función del seccionador de puesta a tierra de trabajo se pueden elegir tanto la ejecución no aislada como la aislada. Con ejecución aislada el seccionador de puesta a tierra de trabajo puede emplearse con fines de medición. Los módulos del seccionador y del seccionador de puesta a tierra pueden emplearse como módulos de salida, módulos de barras colectoras o como seccionadores longitudinales. Así mismo es posible equiparlos con seccionadores de puesta a tierra de trabajo o seccionadores de puesta a tierra rápida adicionales.

El seccionador de tres posiciones es un módulo de la Subestación encapsulada en que las funciones del seccionador y la cuchilla de tierra se combinan en un aparato con tres posiciones de maniobra. Debido a la configuración como equipo de tres posiciones, las dos funciones están inevitablemente en contraposición, por lo que no es necesario considerar bloqueos eléctricos en el esquema de control de la Subestación.

Para el seccionador de tres posiciones (con seccionador de puesta a tierra), la estructura externa del módulo del seccionador y del seccionador de puesta a tierra está compuesta por el envolvente, por los pasatapas y por el accionamiento por motor. Los pasatapas estancos y / o no estancos al gas soportan las vías de corriente con los sistemas de contacto. El módulo dispone de un suplemento de diafragma de seguridad. En caso de emplear el módulo del seccionador y del seccionador de puesta a tierra como módulo de barras colectoras, el blindaje estará provisto de un compensador. Sólo se prescinde del compensador, si una barra colectora preparada para otra ampliación cierra el módulo de barra colectora. Los contactos de los tres polos del seccionador de puesta a tierra de trabajo de ejecución aislada, extraídos del envolvente de forma aislada, se unen entre sí a través de la barra a tierra y se conectan al envolvente a través de dos piezas de contacto. Para efectuar

una medición trifásica es preciso soltar los tornillos y apartar las piezas de contacto. Para una medición monofásica es necesario además desmontar la barra a tierra.

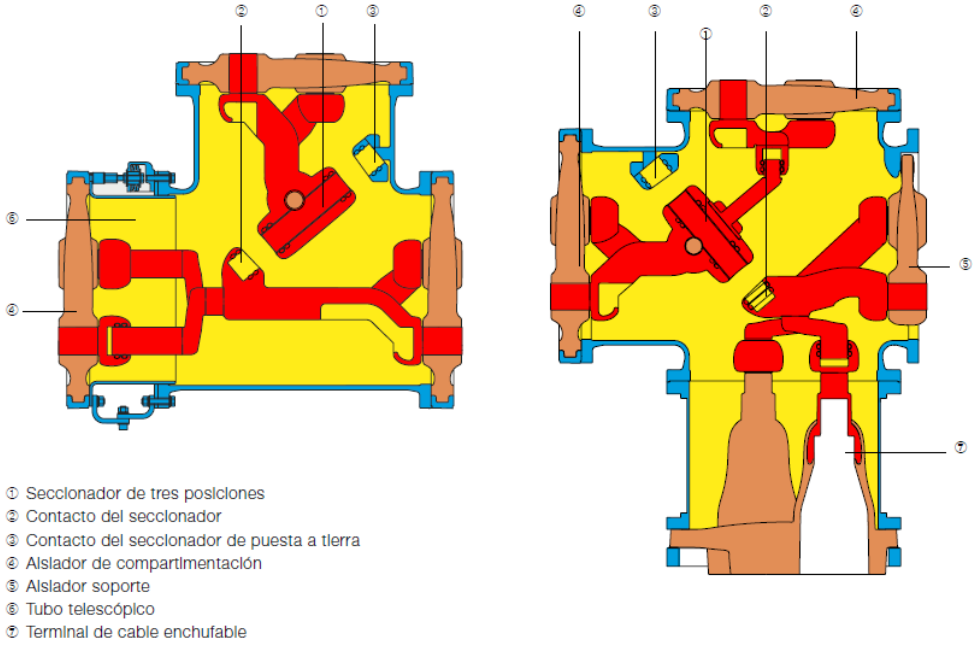


Figura 6. Interior de seccionador con envolvente trifásico en SF6[14]

En el caso de los seccionadores en subestaciones con niveles de tensión mayores de 245 KV, donde los envolventes de los desconectadotes son monofásicos, la estructura externa está compuesta por el envolvente, por los pasatapas así como por el varillaje de accionamiento con accionamiento por motor.

Un accionamiento por motor acciona los tres polos juntos a través del varillaje de accionamiento. Los pasatapas estancos y/o no estancos al gas soportan las vías de corriente con los sistemas de contacto. Las tapas, algunas con diafragma de seguridad y boca de desviación, cierran el módulo.

[14] Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

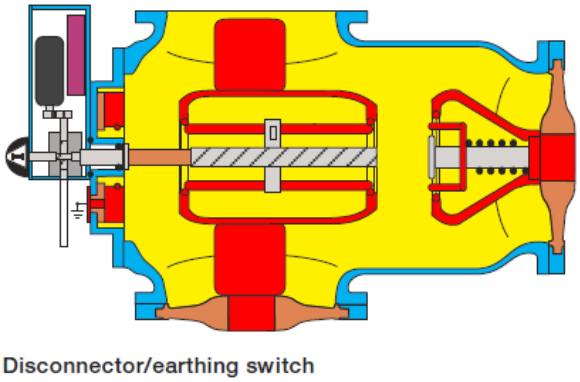


Figura 7. Interior de seccionador con envolvente monofásico en SF6[15]

El módulo del seccionador y del seccionador de puesta a tierra puede emplearse de forma universal en la estructura de la Subestación. De esta forma se obtiene una gran cantidad de posibles conductos para la vía de corriente. Los sistemas de contactos son idénticos para todos los tipos de ejecución.

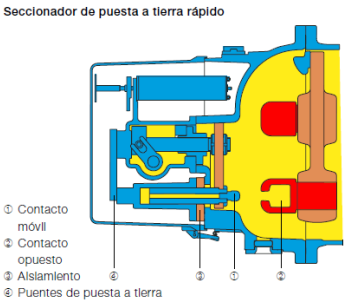
2.4.5. Módulo del Seccionador de Puesta a Tierra Rápida

Los seccionadores de puesta a tierra rápida se emplean para conectar a tierra y cortocircuitar partes de la instalación después de ponerlas fuera de línea (p. ej. con líneas aéreas, cables y transformadores). Los seccionadores de puesta a tierra rápida tienen capacidad de cierre. Debido a la alta velocidad de mando realizado por el accionamiento brusco por resorte y el sistema de contacto configurado para ello, la puesta a tierra de la vía de corriente está asegurada incluso en caso de un cierre involuntario a una vía de corriente activa.

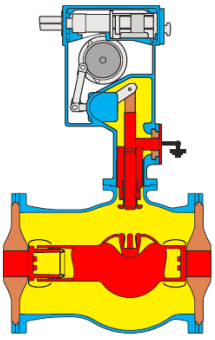
[15] Subestación aislada en gas tipo ELK-3
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/9b34650a375c3666c1257b130057bd1b/$file/ELK-3_420_1HC0029799AGEn.pdf

La velocidad con que cierra el contacto en el seccionador de puesta a tierra rápida evita que los contactos se dañen en caso de una maniobra equivocada, cundo se llegara a cerrar el seccionador con una vía de corriente activa, esto permite que las protecciones asociadas con la Subestación actúen de forma rápida, abriendo la línea para separar el potencial de la cuchilla de puesta a tierra.

En el caso de las subestaciones hasta 145 kV los seccionadores de puesta a tierra rápida son trifásicos. En el caso de los seccionadores de puesta a tierra rápida en ejecución aislada, los contactos de los tres polos de los mismos llevados al exterior del envolvente de forma aislada están unidos al envolvente a través de una barra conductora. Estos contactos aislados de la envolvente que son llevados al exterior sirven para hacer mediciones dentro de la Subestación encapsulada. Para las subestaciones con niveles de tensión hasta 245kV los seccionadores de puesta a tierra son monofásicos. A través de un varillaje de accionamiento se accionan conjuntamente por un accionamiento por motor.



16



17

Figura 8. Interior del módulo de seccionador de puesta a tierra rápida SF6

[16] Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

[17] Subestación aislada en gas tipo ELK-3
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/9b34650a375c3666c1257b130057bd1b/$file/ELK-3_420_1HC0029799AGEn.pdf

La cuchilla de puesta a tierra rápida funciona mediante la acumulación de energía en un resorte, la cual es liberada cuando se da el mando de cierre. Después del tensado de su resorte de mando, el accionamiento brusco por resorte maniobra el seccionador de puesta a tierra rápida obligatoriamente a la velocidad requerida.

El accionamiento por motor gira la palanca tensora a través del eje de accionamiento por motor, de la palanca y de la barra de acoplamiento. De esta forma el resorte de mando se tensa hasta alcanzar el punto muerto. Al pasar el punto muerto, el resorte de mando se destensa tirando la palanca de accionamiento bruscamente hasta la posición cierre. El giro de la palanca de accionamiento se transmite directamente al eje de accionamiento. La apertura del seccionador se realiza, en dirección contraria, en principio igual que el cierre. Los indicadores cerrado / abierto indican el estado de maniobra trifásico del seccionador de puesta a tierra rápida. La indicación se realiza mediante acoplamientos mecánicos además de la señalización del estado de maniobra a través del sistema de control y protección de celda.

Es posible equipar los seccionadores de puesta a tierra rápida con suplementos de cerradura para bloquear los accionamientos. Junto con las instrucciones de servicio correspondientes del usuario, estos dispositivos aumentan la seguridad contra maniobras no controladas y/o no autorizadas protegiendo la vida y la salud del personal de servicio así como evitando de manera fiable fallos y averías. Insertando o, en algunos casos, enroscando un pivote en el taladro previsto para ello en el varillaje de accionamiento se bloquea de forma mecánica el accionamiento en las posiciones APERTURA o CIERRE. Una vez insertados / enroscados los pivotes es posible asegurarlos utilizando un candado. Debe tenerse cuidado de no accionar el seccionador antes de retirar todos los dispositivos de bloqueo, esto puede dañar los accionamientos.

2.4.6. Transformadores de Corriente

Los transformadores de intensidad inductivos reducen la corriente de servicio y de cortocircuito de la Subestación a valores adecuados para los instrumentos de medición y dispositivos de protección conectados. En la Subestación se emplean transformadores de intensidad inductivos. El conductor recto que pasa por el módulo asume la función del arrollamiento primario. Los componentes incorporados en el lado secundario quedan englobados a continuación con la denominación "Parte activa".

Las unidades funcionales de la parte activa compuestas por los núcleos de hierro y por el arrollamiento secundario correspondiente se designan a continuación con el término "Núcleos". Se distingue entre:

– Núcleos de medición

– Núcleos de protección.

Los núcleos de medición aseguran un error de transmisión bajo en el ámbito de la corriente nominal y protegen los instrumentos de medición conectados posteriormente contra cargas inadmisibles. Los núcleos protectores poseen en la gama de intensidad nominal un error de transmisión mayor que los núcleos de medición y de cómputo. Sin embargo, las intensidades excesivas que surgen en caso de cortocircuito hasta la intensidad nominal defectuosa límite (factor de fallo límite por intensidad nominal primaria) se transmiten de forma ampliamente proporcional.

En correspondencia con los diversos requisitos impuestos a los transformadores de intensidad, varían: La clase, el número y las dimensiones de los núcleos; la estructura de los arrollamientos secundarios y el número de tomas del secundario; la longitud del envolvente.

Los transformadores de corriente pueden ser instalados en las subestaciones encapsuladas en ejecución como transformador de intensidad integrado en el interruptor de potencia o como transformador de intensidad separado. Cuando se utiliza integrado en el interruptor de potencia el transformador de intensidad con su parte activa y los conductores de corriente no es un módulo separado y no posee un pasatapas propio. El envolvente blinda el transformador de intensidad sólo parcialmente. La otra parte del transformador se extiende hasta el interior del interruptor de potencia. Las placas de conexión secundaria integradas en los laterales de los envolventes se cierran con los envolventes de conexión secundaria. La placa de características está pegada al envolvente.

Cuando de utiliza la ejecución como transformador de intensidad separado el transformador de intensidad es un módulo separado con pasatapas propio y un envolvente de dos piezas. Las placas de conexión secundaria integradas en los laterales de los envolventes se cierran con los envolventes de conexión secundaria. La placa de características está pegada al envolvente.

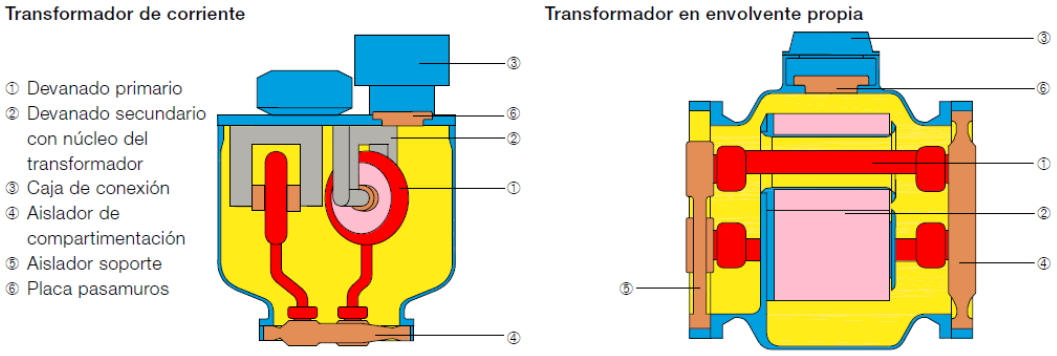


Figura 9. Interior del módulo de transformadores de corriente con envolvente trifásico en SF6[18]

[18] Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

En las subestaciones encapsuladas utilizadas en niveles de tensión de hasta 245 kV el envolvente y el envolvente reducido forman conjuntamente el blindaje del transformador de intensidad. Después del montaje en fábrica de la parte activa, ambos envolventes se unen entre sí de forma hermética al gas y a la presión. Un pasatapas es parte integral del transformador de intensidad. En el lateral del envolvente se encuentra la caja de bornes.

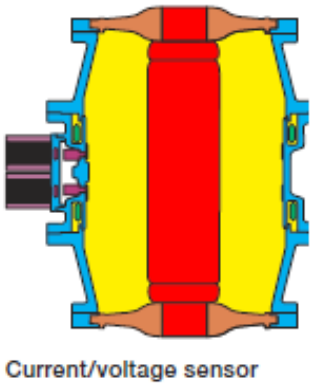


Figura 10. Interior del módulo de transformador de corriente con envolvente monofásico en SF6[19]

2.4.7. Transformadores de Tensión

Estos transformadores reducen la tensión de servicio de la Subestación a valores adecuados para los instrumentos de medición y dispositivos de protección conectados así como para la detección de contactos a tierra. En la Subestación se emplean transformadores de tensión inductivos.

De acuerdo con los diferentes requisitos exigidos de los transformadores, existen variaciones en: Las dimensiones exteriores; la estructura y el número de arrollamientos secundarios; el número de toma secundaria.

[19] Subestación aislada en gas tipo ELK-3
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/9b34650a375c3666c1257b130057bd1b/$file/ELK-3_420_1HC0029799AGEn.pdf

La parte activa tiene blindaje trifásico. El compartimiento de gas del transformador de tensión se vigila por separado. En la fábrica se extrae el aire del transformador y se dota con una carga de SF6 para el transporte, a una presión de 0,3... 0,5 bar (30... 50 kPa). El transformador se puede montar en cualquier posición, estando ésta determinada por la configuración de la Subestación.

2.4.8. Módulos de Barras, Compensadores y Conexiones a Líneas

2.4.8.1. Módulos de barras colectoras

Las barras colectoras unen las celdas de la Subestación. Los módulos de las barras colectoras adyacentes están unidos entre sí mediante compensadores. Los compensadores tienen la función de equilibrar axialmente en cada celda de la Subestación las tolerancias dimensionales y las variaciones de longitud debidas a la temperatura originadas por la fabricación y el montaje. Los compensadores forman solos o con los módulos de prolongación la conexión entre los módulos del seccionador y del seccionador de puesta a tierra o entre los módulos en cruz pasivos. Los tirantes estabilizan la conexión.

Las barras colectoras unen las secciones y las celdas de la Subestación según los requisitos de operación con respecto a la disponibilidad de la Subestación y su integración en la red de alimentación eléctrica. Según los requisitos se instalan seccionadores de puesta a tierra, seccionadores y compensadores. Cada módulo de barras colectoras está compuesto por el envolvente, los conductores, los aisladores de apoyo de resina colada y los contactos de acoplamiento o los apantallamientos.

El envolvente dispone de una abertura de montaje cerrada con una tapa. Si fuese necesario es posible equipar la tapa con un filtro y/o un diafragma de seguridad. El

envolvente de una celda final está cerrado mediante una tapa o mediante un seccionador de puesta a tierra. Los aisladores de apoyo soportan los conductores.

La unión de los módulos de barras colectoras entre sí y la unión de los mismos con los módulos adyacentes se realiza a través de contactos de acoplamiento.

Los contactos de acoplamiento están diseñados como contactos deslizantes. Estos contactos quedan accesibles a través de la abertura de montaje y posibilitan el montaje y desmontaje de un solo módulo de barras colectoras o bien de una celda completa de la Subestación. Cuando están instalados, los contactos de acoplamiento quedan asegurados por resortes en forma de omega (Ω). Si un seccionador de puesta a tierra (terminal) está fijado a un módulo terminal, los contactos fijos están montados en los extremos de los conductores. Los módulos de barras colectoras sin conexión con la Subestación (celdas vacías) y los módulos terminales de barras colectoras sin seccionador de puesta a tierra disponen de un apantallamiento en vez de los contactos de acoplamiento.

Al ampliar una celda vacía de barra colectora o un módulo terminal, los apantallamientos se sustituyen por contactos de acoplamiento. Las prolongaciones de barras colectoras permiten el paso a celdas más alejadas y por ejemplo a otro edificio. Los conductores se apoyan en los aisladores de apoyo de resina. Existen prolongaciones de barras colectoras de diferentes longitudes. Son posibles las combinaciones con los adaptadores.

2.4.8.2. Compensadores

Los compensadores compensan las variaciones de longitud debidas a la temperatura de los envolventes, las tolerancias de los módulos y, hasta cierto punto, las inexactitudes del lugar

de emplazamiento en dirección axial, lateral y angular. El compensador está formado por un fuelle cerrado en ambos extremos por una brida.

Las dos bridas están unidas entre sí mediante tirantes. El conductor está tendido en ambos lados en un sistema de contacto formado por el contacto, la arandela distanciadora y el disco de presión. Los tirantes están atornillados de forma ajustable y apoyados con arandelas esféricas y piezas cónicas. Para el montaje se fijan los tirantes en dirección axial con tuercas.

El compensador soporta cargas axiales, laterales y angulares. En los esfuerzos transversales del compensador (angular y/o lateral), el alojamiento de los tirantes permite la posición inclinada requerida. El esfuerzo axial del compensador no puede compensarse directamente después haber atornillado los tierantes. Más bien, los compensadores están posicionados de tal manera en la celda que desvían los movimientos axiales esperados y los compensan como esfuerzos transversales.

Los compensadores forman solos o con los módulos de prolongación la conexión entre los módulos del seccionador y del seccionador de puesta a tierra o entre los módulos en cruz pasivos. Los tirantes estabilizan la conexión. Los compensadores tienen la función de equilibrar axialmente en cada celda de la Subestación las tolerancias dimensionales y las variaciones de longitud debidas a la temperatura originadas por la fabricación y el montaje.

2.4.8.3. Módulo de conexión a líneas aéreas

A través de los módulos de conexión a líneas aéreas se guían los conductores al exterior de los compartimentos de gas de las celdas de forma que se pueden conectar a cables lisos. Normalmente, las tres boquillas de conexión SF6 – Aire son idénticas. El módulo del terminal de conexión a línea aérea está compuesto por la boquilla de conexión SF6 – Aire,

por el envolvente del adaptador y por el módulo en ángulo. Para la conexión a las líneas aéreas se dispone de módulos en ángulo del mismo tipo con ángulos de 30°, 45°, 60° y 90°. La boquilla de conexión está montada sobre el envolvente del adaptador en el módulo en ángulo.

El conductor de la boquilla está unido al pasatapas del módulo en ángulo a través del contacto de acoplamiento.

Figura 11. Módulo de conexión a líneas aéreas[20]

2.4.8.4. Módulo de conexión de cables

El módulo de conexión de cable une la celda con los tres cables cuando la acometida a la Subestación no se hace por bus aéreo y se utilizan cables de alta tensión. Se pueden conectar cables con relleno de aceite, cables de plástico o cables de gas comprimido. El módulo de conexión de cable se instala en el módulo de cruz.

[20] Subestación aislada en gas tipo ELK-04
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

Las 3 botellas terminales de cable están instaladas a través de las aberturas inferiores del envolvente. Las aberturas del envolvente están cerradas estancas al gas mediante anillos de presión. La conexión de las botellas terminales de cable con los conductores se lleva a cabo a través del adaptador, del contacto de empalme y del borne. El agujero para mano permite realizar los trabajos de montaje y desmontaje.

Cada celda para cables incluye tres (cable simple) o dos por tres conexiones de cable (cable doble). El módulo de conexión de cable permite, a través del límite estandarizado de módulo (interfase), el adosamiento de otros módulos, por ejemplo de un transformador de tensión y/o de un segundo módulo de conexión de cable (celda de cable doble). Al emplear botellas terminales de cable que no se hayan dimensionado conforme a la norma IEC 859, en la interfaz se lleva a cabo una adaptación individual a través de piezas adaptadoras. El envolvente está unido con el módulo de la Subestación a través de la brida de la abertura lateral.

Figura 12. Módulo de conexión a cables [21]

[21] Subestación aislada en gas tipo ELK-04

2.4.9. Diafragmas de Seguridad

Los diafragmas de seguridad sirven de puntos de rotura controlada. En caso de anomalía durante la operación de la Subestación, por ejemplo, cuando a causa de un arco eléctrico aumenta la presión de gas en el compartimiento. El diafragma de seguridad se rompe antes de que la presión alcance un valor inadmisible para el recipiente. Las bocas de desviación dirigen la corriente de gas que sale al romperse el diafragma de seguridad en una dirección no perjudicial para el personal ni para la Subestación. La dirección de escape se indica en los planos de la Subestación adjuntos.

Cada compartimiento de gas dispone de un suplemento de diafragma. Los diafragmas de seguridad son piezas de precisión de importancia para la seguridad, por ello es imprescindible tener ciertas precauciones durante su instalación. Los diafragmas de seguridad usados no deberán utilizarse de nuevo, cuando por alguna razón sea necesario retirar un diafragma de seguridad que ha estado en operación, debe remplazarse por uno nuevo. Es necesario someter los diafragmas de seguridad nuevos a un control visual antes de instalarlos. Si durante esta inspección se detectan daños en el diafragma (golpes, deformaciones, estrías continuas o deformaciones esféricas de la estructura convexa, etc.) no debe ser utilizado.

Cuando se instala un diafragma de seguridad en un módulo de la Subestación encapsulada es necesario extraerlo cuidadosamente del embalaje, debe examinarse si la estructura convexa y las superficies de estanqueidad del diafragma de seguridad no presentan deformaciones o golpes. Debe almacenarse el diafragma de seguridad siempre

---

Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf

sobre superficies limpias de forma que la parte convexa del diafragma de seguridad quede orientada hacia arriba y en ningún caso debe almacenarse algún otro objeto sobre ellos.

2.5. El Montaje de las Subestaciones encapsuladas[22]

2.5.1. Montaje de Subestaciones

Las subestaciones encapsuladas son utilizadas principalmente dentro de las ciudades donde los terrenos son escasos y existen niveles de contaminación elevados. Aunque existen subestaciones encapsuladas diseñadas para trabajar a la intemperie, la mayoría son instaladas en edificios construidos para este fin. El montaje de las subestaciones encapsuladas en SF6 debe realizarse bajo elevadas exigencias de limpieza, por ello se deben concluir todas las obras que generen polvo antes de comenzar el montaje.

Una vez que se han terminado los trabajos de construcción en el edificio o plataforma de emplazamiento de la Subestación, deben medirse los ejes longitudinales y transversales y marcarlos en el suelo. A continuación, debe verificarse, medirse y revisar la posición de todos los pasos en pisos y muros necesarios para la salida de las líneas a las terminales de conexión aéreas y de los pasos en el techo para los cables de alta tensión, de mando y de transformadores así como para la puesta a tierra. Si se detectan divergencias o si, en casos individuales, aún faltaran pasos en muros o piso, es necesario terminar los trabajos de construcción antes de transportar los primeros grupos funcionales de la Subestación al lugar de emplazamiento.

Las dimensiones de la Subestación y la posición resultante para los pasos en el suelo, el techo y las paredes se encuentran en los planos. Los pasos en las paredes para la conexión a línea aérea deben medirse de manera sumamente precisa puesto que los

[22] Especificación CFE VY200-40 Diciembre 2012: Subestaciones Blindadas en SF6 de 72.5 kV a 420 kV

compensadores de las barras no son capaces de soportar tolerancias superiores a 20 mm. Si, no obstante, se dieran divergencias mayores, éstas deberán compensarse colocando apoyos o chapas de compensación entre la albañilería y el bastidor. Siempre que sea necesario, estas piezas deben elaborarse en el sitio de los trabajos. Los apoyos se colocarán en acuerdo con la empresa constructora.

Finalmente, debe comprobarse si todas las canalizaciones para cable de control y demás trabajos civiles están terminadas y autorizadas.

Las bahías de las subestaciones encapsuladas pueden tener soportes puntuales o apoyarse en barras y canales. Estos soportes deben quedar sobre placas metálicas embebidas en el piso donde se instalará la Subestación o fijadas por medios mecánicos al suelo. Deben verificarse los puntos de apoyo de la Subestación y marcar las posiciones donde se colocarán las placas base para las celdas y los soportes durante el montaje. Es posible realizar una última alineación entre la Subestación y los pasos en el techo y en las paredes. Debe consultarse en los planos las indicaciones sobre el lugar de montaje de los soportes. Es necesario medir con exactitud las diferencias de altura de los puntos de apoyo.

El procedimiento concreto del montaje deberá planearse basándose en el diagrama unifilar de conexiones y considerando la ubicación de los accesos a la superficie de emplazamiento, la posible aplicación de la grúa móvil así como las posibilidades de transporte y de estacionamiento. Esta planificación realizada en fábrica forma la base para determinar el orden de entrega de las unidades de envío desde la fábrica. Generalmente, debería comenzarse montando la celda central y continuar el montaje hacia ambos lados. Si el período entre la finalización del montaje y el comienzo de la puesta en servicio es superior a dos semanas, es necesaria la puesta en marcha temporal de la calefacción contra condensaciones para los módulos correspondientes.

Con el fin de igualar diferentes alturas en el suelo de la nave deben colocarse chapas de compensación en los puntos de apoyo. Teniendo en cuenta las mediciones de altura realizadas, la primera celda debe elevarse hasta una posición ligeramente más alta que todas las demás celdas. Las siguientes celdas a montar se alinean con respecto a esta celda y se elevan, calzándolas con el número adecuado de chapas de compensación. La alineación de las celdas debería llevarse a cabo en la zona de tracción de las barras colectoras y en el lado de salida, por ejemplo, en las superficies de atornillamiento de las barras conductoras u otras superficies de montaje libres. Las chapas de compensación o calzas deben instalarse en los puntos de apoyo previamente marcados. Las cuerdas de sujeción deben presentar una capacidad de carga de mayor o igual a 4 toneladas y, en función de la altura de la grúa, una longitud de 4 metros aproximadamente.

Una vez que se han determinado y revisado los niveles y los puntos de apoyo, se inicia el montaje de las celdas. Éstas deben ser depositadas cuidadosamente sobre los puntos de apoyo y son ajustadas mediante niveles de burbuja. En caso de ser necesario, se retirarán o ampliarán las chapas de compensación. Una vez que la primera celda es instalada y nivelada, se realiza el acoplamiento de la segunda celda. Deben ser retirados todos los soportes provisionales que se utilizan durante el transporte de la Subestación y prepararse los contactos en los puntos de acoplamiento.

Cuando la Subestación está en operación, dentro de los envolventes se tiene gas a una presión elevada, por lo que las bridas deben ser preparadas para el acoplamiento haciendo los tratamientos recomendados por el fabricante, es muy importante revisar las juntas de las bridas para evitar que elementos extraños provoquen fugas de gas. Una vez ensamblada la segunda celda, se nivela mediante niveles de burbuja y se revisa que la distancia entre acoplamientos coincida con lo mostrado en los planos del proyecto. Las

tolerancias admisibles de la división en celdas (medidas a través de la barra colectora) son de 800 milímetros (+3/-1 milímetros) para la barra colectora y de 140 milímetros (+2/-1 milímetros) para los compensadores. El desplazamiento longitudinal admisible de las celdas es de +/- 3 mm.

Para asegurar la división en celdas hasta la fijación definitiva de las mismas, montar en el lado de salida y a través de cada barra colectora un elemento auxiliar para el montaje (acero angular). Deben comprobarse de nuevo las dimensiones de la división en celdas. Una vez asegurado que la posición de las celdas es la correcta, estas se atornillarán o soldarán a la estructura portante del suelo de la nave. Puesto que parte de las uniones atornilladas de las barras colectoras tiene un difícil acceso es preferible que los trabajos se realicen por dos personas. Para evitar daños en los compensadores, es preciso trabajar con cuidado y emplear las herramientas adecuadas. Antes de acoplar las celdas, es necesario comprobar la limpieza y posibles daños en el interior de los grupos funcionales.

Los compartimentos de gas con los que trabajará la Subestación están delimitados por los pasatapas estancos y los pasatapas no estancos al gas. Estas divisiones de compartimientos de gas en los grupos de la Subestación permitirán hacer el monitoreo y control del gas del equipo, por lo que antes de proceder al montaje de cada grupo funcional de envío debe asegurarse de que los pasatapas estancos al gas y los no estancos al gas se encuentran en los lugares de montaje previstos según el plano principal. En ocasiones es necesario identificar de forma externa los pasatapas estancos al gas, con el fin de facilitar el control de los compartimentos de gas de la Subestación.

2.5.2. Control del Estado Exterior

Una vez que han sido ensambladas las bahías de la Subestación, es necesario hacer un control del estado exterior para comprobar de forma integral los trabajos de montaje y preparar la Subestación para la puesta en servicio. En este apartado se indican los criterios de evaluación para el control del estado exterior del lugar del trabajo y de la Subestación.

Como se ha visto en los apartados de los diferentes equipos que conforman la Subestación, la operación mecánica es mediante motores externos que transmiten los movimientos hacia el interior del equipo, por esto es necesario asegurar que en el contacto o las manipulaciones por la parte trasera de las piezas móviles durante la maniobra que no estén suficientemente cubiertas se tengan las condiciones de seguridad necesarias para evitar contusiones a partes del cuerpo.

La Subestación debe estar completamente ensamblada antes de iniciar los controles del estado exterior. Para estos trabajos es necesario subir encima de la Subestación para realizar un control visual adecuado, ha de asegurarse que no se efectúen maniobras durante el tiempo que duren estos trabajos. El control visual debe realizarse basándose en los criterios proporcionados por el fabricante del equipo, entre ellos el orden y limpieza del lugar de emplazamiento del equipo.

Deben tenerse a la mano los documentos necesarios para el manejo de la Subestación, que incluyen instrucciones de servicio, esquema de vigilancia del gas y demás escritos que se refieran al manejo seguro del equipo.

Durante los trabajos de desembalaje, montaje y nivelación de los equipos, es frecuente tener daños en la pintura de los envolventes. Durante los trabajos de inspección visual deben detectarse estas anomalías y corregirlas. Todas las juntas que se utilizan en el

proceso de montaje de la Subestación deben tener un tratamiento anticorrosivo que evite la formación de óxido. Es necesario verificar que este tratamiento haya sido aplicado.

Los fuelles de los compensadores están construidos de un material mucho más delgado que el resto de los envolventes de la Subestación para poder realizar los trabajos de compensación para los que están destinados. Por este hecho son susceptibles a deformaciones o daños por golpes en los fuelles, debe verificarse la integridad de los mismos y hacer las correcciones que sean necesarias.

2.5.3. Colocación del Material Filtrante

Cuando han terminado los trabajos de montaje de la Subestación deben iniciar los trabajos preparatorios para el llenado con hexafloruro de azufre que hará el aislamiento de los distintos componentes del equipo. Es necesario evacuar el aire de todos los envolventes para evitar la contaminación del gas aislante, para esto se utilizan bombas de vacío conectadas a las tomas de gas dispuestas para este fin en cada compartimiento. Una vez que ha sido extraído el aire de los compartimientos deben ser llenados con el gas aislante.

Como se vio en el primer capítulo, el SF6 es químicamente inerte a temperaturas de 200°C, sin embargo, la presencia de humedad y de algunos catalizadores metálicos (acero al silicio, acero templado, acero al carbón, etc.) reduce este valor, por lo que para prevenir ataques del SF6, se deberá limitarse la temperatura de servicio a 150°C. A altas temperaturas, como las que se presentan durante un arco eléctrico, la molécula del SF6 se fractura en compuestos altamente reactivos.

Para prevenir la presencia de humedad en los compartimientos se instalan bolsas de material filtrante. Este material es óxido de aluminio que es colocado en cada

compartimiento de la Subestación en bolsas permeables que permiten que toda la humedad presente sea capturada y evitar que se alteren las propiedades dieléctricas del hexafluoruro.

El óxido de aluminio tiene capacidad para captar y retener las moléculas de agua aumentando su peso. La cantidad de material filtrante por cámara está calculada en base al volumen de la misma y a la longitud de los empaques (juntas tóricas) colocadas en cada brida. El material filtrante tiene la capacidad de captar y retener el 20% de su peso en partículas de agua, es decir, 100 gramos de material filtrante puede contener hasta 20 gramos de agua.

La prueba de punto de rocío no es necesariamente un indicador de cuando deberán cambiarse los sacos de material filtrante, debido a que al estar éstos absorbiendo la humedad dentro de las cámaras, puede existir una humedad relativamente baja en estos, pero el material podría estar cerca de saturarse. Es recomendable cambiar este material en promedio cada 25 años. Debe cuidarse que el material filtrante esté siempre dentro de su saco, debido a que la consistencia granular por la que está formado pueden ocasionar problemas internos en las cámaras, en caso de romperse.

Para la instalación del material filtrante dentro de los envolventes, la limpieza en el lugar de la obra es condición indispensable para el cumplimiento de los parámetros de calidad garantizados. Deben considerarse los datos indicados en los esquemas de vigilancia del gas antes de iniciar la colocación del material filtrante, estos parámetros son: presiones de carga, designaciones y ubicación de los compartimentos de gas y volumen de los compartimentos de gas así como el peso de llenado de SF6.

La cantidad de material filtrante instalado en cada compartimiento está relacionado con los parámetros indicados anteriormente. Antes de comenzar los trabajos, es preciso

preparar la cantidad y el número suficiente de latas con material filtrante, juntas anulares y productos anticorrosivos necesarios para sellar nuevamente los compartimentos de gas.

El material filtrante se suministra en bolsas envasadas en latas cerradas herméticamente al aire. No debe usarse material filtrante de paquetes permeables puesto que su capacidad de absorber humedad y productos de descomposición quizá no sea suficiente hasta el próximo cambio de filtro. Los paquetes de material filtrante deben transportarse y almacenarse en latas al vacío para evitar que trabajen absorbiendo la humedad del medio ambiente y estén en perfectas condiciones para ser utilizadas en los compartimientos de la Subestación encapsulada.

Al abrir una lata perfectamente cerrada debe percibirse claramente cómo sale el aire. En caso de dudas, debe compararse el peso con bolsas de otra lata para determinar si el material filtrante hubiera absorbido humedad. El tiempo desde que se abre una lata hasta la instalación de todos los filtros de esta lata y el cierre hermético de los compartimentos de gas correspondientes no debe superar 1 hora y otra hora más como máximo hasta iniciarse la evacuación.

El lugar de montaje de las bolsas de material filtrante queda accesible en todos los módulos, con excepción del interruptor de potencia, abriendo una tapa que, en determinados casos, está equipada con un diafragma de seguridad y una boca de desviación. Únicamente en el interruptor de potencia se accede al lugar de montaje a través de la tapa delantera del envolvente del interruptor de potencia. Para hacer la instalación del material filtrante debe retirarse la tuerca del empalme de mantenimiento del compartimiento de gas correspondiente. Cuando ha sido instalado el equipo de mantenimiento que incluye la bomba de vacío se instala el material filtrante.

Para instalar dentro de la Subestación las bolsas que contienen el óxido de aluminio se retira la tapa del filtro del interruptor de potencia o bien el soporte del filtro de los demás módulos. Se realiza una limpieza en el interior del compartimiento para retirar cualquier residuo que pudiera haberse producido al retirar la tapa, terminado esto se realiza la protección anticorrosiva de las bridas en que se hará la instalación. Cuando las partes están listas, se abren las latas de los filtros y se instalan en su ubicación definitiva, en los soportes previstos para este fin.

Una vez instalados los filtros dentro de los compartimentos, se monta la tapa del filtro en el interruptor de potencia o bien el soporte del filtro en los demás módulos. Se colocan las juntas tóricas nuevas y se cierra la tapa del filtro, al instalar las tapas de los compartimientos y en general la colocación de toda la tornillería de la Subestación, deben observarse los pares de apriete recomendados por el fabricante. Inmediatamente después de instalados los filtros en su posición y cerradas las tapas de los envolventes, debe realizarse la evacuación de aire del interior de los mismos, para evitar que el óxido de aluminio reaccione con el aire y comience su saturación antes de poner el gas en el interior de los equipos.

Cuando se ha rebasado la vida útil del material filtrante, o después de abrir los compartimientos de la Subestación por cualquier circunstancia, el material filtrante debe ser reemplazado. Después de haberse producido desconexiones por cortocircuito es graves es posible encontrar dentro de los equipos la presencia de productos de descomposición de SF6 en forma de polvo y / o gas dentro de los compartimiento de gas del interruptor de potencia o seccionador de carga correspondiente. Se trata de substancias perjudiciales para la salud, por lo que deben usarse dispositivos de protección personales. En estas condiciones no debe evacuarse el gas SF6 al exterior. En caso de encontrar la presencia de

polvo dentro del envolvente debe retirarse cuidadosamente el polvo desprendido durante las maniobras y eliminarlo conforme a las disposiciones recomendadas por el fabricante.

Después de examinar la calidad del gas SF6 de la Subestación, deberá decidirse si éste puede reutilizarse. Será preciso sustituir el gas si se determina una pureza del gas menor al 95%. En ningún caso debe abrirse el compartimiento del transformador de tensión, debido a la configuración interna y de los materiales aislantes utilizados en los devanados del mismo, puede dañarse después de abrirse.

2.5.4. Evacuar y Llenar los Compartimentos de Gas

Antes de iniciar con los trabajos de evacuación y llenado de los compartimientos con el gas aislante, es necesario observar ciertas medidas de seguridad. Aún cuando se ha visto que el hexafluoruro de azufre no es un gas tóxico, si es más pesado que el aire y puede desalojar el aire de respiración en lugares más bajos o estrechos. Existe Peligro de asfixia a más de un 35% de concentración volumétrica de SF6 en el aire. Los trabajos que presenten peligro de asfixia por hexafluoruro de azufre escapado o en proceso de escape deben llevarse a cabo exclusivamente en presencia de una segunda persona familiarizada con los peligros. Ambas personas deben mantener continuamente contacto acústico y visual. En todos los trabajos efectuados en compartimentos de gas debe asegurarse una aireación y una ventilación adecuadas.

La evacuación y el vaciado deben realizarse únicamente con el equipo de mantenimiento construido para este fin. Su construcción garantiza una evacuación compatible con el medio ambiente. El llenado y el rellenado se pueden efectuar también mediante una botella de presión con un dispositivo de llenado. Para llenar y rellenar es necesario instalar una válvula de seguridad entre el equipo de mantenimiento o la botella de

presión y el compartimiento de gas que impida que se exceda involuntariamente la presión máxima de servicio admisible en más de un10% en el compartimiento de gas a llenar. Es necesario verificar en el esquema de vigilancia de gas proporcionado por el fabricante los datos necesarios para ejecutar los trabajos de evacuación y llenado de los compartimientos con gas: presiones de llenado; designación de los compartimentos de gas; situación de los pasatapas herméticos al gas; volumen de los compartimentos de gas y peso de llenado de SF6.

Cuando han sido instalados los filtros en los compartimientos, se retira la tuerca que sirve como tapa de las válvulas para llenado y pruebas de gas instaladas en cada compartimiento. Se instala en seguida el equipo de tratamiento de gas interconectando la válvula de seguridad. Si la presión se mide en la tubería de aspiración, la válvula situada entre la bomba y el compartimiento de gas ha de estar cerrada durante el tiempo que dure la medición. Debe evacuarse el compartimiento de gas ventilado hasta una presión absoluta menor de 20 mbar (2 kPa). Una vez alcanzada esta presión, se prosigue la evacuación durante otros 15 min. Al finalizar la evacuación, debe cambiarse el equipo de mantenimiento a la función de llenado o bien conectar la botella de presión con dispositivo de llenado y la válvula de seguridad al compartimiento de gas.

A partir del esquema de vigilancia de gas se toma la presión de llenado del compartimiento de gas y se determina la temperatura del depósito. Las indicaciones de presión se refieren siempre a una temperatura del depósito de + 20 °C. Las presiones de gas que aparecen con temperaturas diferentes están indicadas en el diagrama de presión y temperatura. En caso de existir en el ambiente de llenado una temperatura diferente a la de referencia, deben hacerse las correcciones de presión necesarias. Los depósitos están diseñados en parte para diferentes presiones de llenado. Antes de llenarlo debe considerarse

la presión de servicio máxima admisible de cada depósito, una vez que se han observado estas precauciones inicia el llenado de gas del compartimiento.

Al alcanzar la presión de llenado (si fuese necesario, corregida en función de la temperatura) se finaliza el llenado. Cuando se han revisado los dispositivos de control del gas, se suelta la unión entre el equipo de mantenimiento o dispositivo de llenado y el empalme de mantenimiento y se registra la presión de llenado y la temperatura del depósito. Si fuera necesario realizar una comprobación de los densímetros, convendrá efectuarla dentro del marco del proceso de llenado. Terminado el proceso de llenado del compartimiento, se coloca nuevamente la tuerca que protege la válvula de llenado y mantenimiento.

No se prevé que se puedan tener otras tecnologías diferentes al uso del hexafluoruro de azufre para el aislamiento de equipos eléctricos en el corto y mediano plazo, desde los puntos de vista técnico, económico y ecológico no se conocen hasta hoy medios alternativos mejores para el apagado y aislamiento eléctrico. Por esta razón deben considerarse las premisas siguientes:

- Se tienen que evitar las emisiones de hexafluoruro de azufre al medio ambiente en cuanto sea posible.
- Se debe determinar el estado del gas y los métodos de regeneración para su reutilización.
- Debe aspirarse, purificarse y almacenarse el hexafluoruro de azufre usado para su reutilización.

Si se respetan las condiciones impuestas por los criterios de calidad para el hexafluoruro usado proveniente de las instalaciones, el mismo puede ser reutilizado.

Esto es importante también desde el punto de vista ecológico porque el porcentaje de hexafluoruro de azufre en la atmósfera debe ser mínimo y por consiguiente, las pérdidas del hexafluoruro en las instalaciones deben limitarse al mínimo posible.

Una reutilización sistemática del gas exige un sistema de control permanente de la calidad del gas y un estrecho respeto de la calidad según IEC 376 para el gas nuevo y IEC 480 para el gas usado.

2.5.5. Precauciones en el Manejo del SF6

El hexafluoruro de azufre (SF6) es un gas incoloro e inodoro. Su densidad a 20° C y a 1 bar es de 6,07 g/l, es decir aproximadamente cinco veces más denso (pesado) que el aire. Resulta sencillo licuarlo por compresión y, de esta forma, puede almacenarse y transportarse como gas líquido en botellas a presión. A temperatura ambiente el SF6 puro es química y térmicamente estable, inactivo (inerte) y prácticamente insoluble en agua y no combustible. Gracias a su alta resistencia dieléctrica y sus propiedades destacables para la extinción del arco eléctrico, el SF6 es muy apropiado como medio aislante y extintor.

Si el SF6 escapa de una Subestación de SF6 sin que ocurra una mezcla turbulenta con el aire ambiente, puede acumularse en el suelo debido a su alta densidad y entrar en recintos más bajos. Una vez mezclado con el aire ambiente no es posible separar de nuevo el gas SF6. El gas SF6 se descompone bajo los efectos de descargas eléctricas y del arco eléctrico. Una vez enfriado, el gas se recompone en la mayoría de los casos. También pueden producirse reacciones con el aire y el vapor de agua así como con materiales de la construcción, por ejemplo, con los vapores del material de fusión de los contactos. En estos procesos se forman fluoruros de azufre bajos y gaseosos y fluoruros de metal sólidos (en polvo) en polvo desprendido durante las maniobras. En caso de humedad se forman

también fluoruro de hidrógeno y dióxido de azufre. Algunos de estos productos de descomposición se hacen notar por un olor desagradable y penetrante.

El SF6 de uso corriente no es tóxico. Tampoco el gas SF6 utilizado en las subestaciones contiene contaminantes nocivos para la salud, no obstante el SF6 desaloja el oxígeno, concentraciones de SF6 superiores al 19 % en volumen requieren medidas de protección especiales. Tales concentraciones pueden aparecer en compartimentos de gas SF6 abiertos y no ventilados y en el suelo de recintos estrechos y cerrados de subestaciones así como en recintos más bajos, por ejemplo sótanos y canales para cables.

Los productos de descomposición del SF6 presentan diferentes grados de toxicidad. Pueden originar irritaciones en la piel, en los ojos y en las mucosas. Si se respiran en grandes cantidades pueden ocasionar náuseas, mareos y edemas pulmonares. No obstante, los productos de descomposición gaseosos indican aún en cantidades pequeñas el peligro (antes de que exista peligro de intoxicación) por su olor desagradable y penetrante. Se han de observar las siguientes exigencias generales de higiene laboral: Evitar el contacto de la piel, los ojos o la ropa con los productos de descomposición así como ingerir o respirar dichos productos; Eliminar trajes de un solo uso, material usado, filtros de las subestaciones de SF6, aparatos protectores respiratorios, equipos de mantenimiento o aspiradores, el polvo desprendido durante las maniobras y los líquidos de limpieza de forma que el polvo y los fluoruros solubles en agua contenidos en él no queden libres; Deberá tenerse en cuenta la limpieza del cuerpo, la ropa y el lugar de trabajo. Lavar inmediatamente con abundante agua la piel que entre en contacto con el polvo; Antes de realizar descansos en el trabajo y al finalizar el trabajo, lavar exhaustivamente cara, cuello y manos con jabón y abundante agua; Debe prohibirse comer, beber y fumar así como guardar alimentos en recintos con subestaciones de SF6 abiertos que contengan polvo generado durante las maniobras.

El equipo para la manipulación de SF6 debe garantizar el vaciado y llenado rápidos de los compartimentos de gas, el tratamiento y la eliminación eficaces y seguros de los deshechos y, sobre todo, la protección del personal. El volumen del equipo recomendado depende del tipo de trabajo a realizar.

En caso de que los trabajos con gas se realicen exclusivamente fuera del compartimiento de gas, se recomienda utilizar el siguiente equipo: Placas indicadoras para la conducta del personal, incluyendo un plano expuesto a la vista donde se muestre la estructura de la Subestación y la posición de las barreras; Equipos de mantenimiento de SF6 o dispositivos de llenado de SF6 con botella a presión; Medidor de porcentajes de SF6; Medidor del contenido de humedad en el gas SF6; Detector de fugas de SF6; Manómetro de precisión 0 - 10 bar; Dispositivos de primeros auxilio.

Al realizar todos los trabajos en compartimentos de gas SF6 debe garantizarse la ventilación adecuada de la estancia. La ventilación debe ser especialmente eficaz en el suelo, debe asegurarse que en los recintos de trabajo no haya llamas abiertas, por ejemplo, llamas de soldadura ni superficies calientes como radiadores.

Asimismo, al realizar los trabajos en compartimentos de gas abiertos es preciso abstenerse de comer, beber y fumar. Tampoco deben guardarse alimentos en estos compartimentos. Los compartimentos de gas SF6 deben abrirse exclusivamente cuando estén vacíos y se haya producido la compensación de presión con la atmósfera. Para llenar y vaciar las subestaciones de SF6 deben usarse equipos de mantenimiento para sistemas cerrados. Después de conectar un aparato de este tipo a la Subestación de SF6 es preciso comprobar la hermeticidad de las conexiones. El SF6 usado se devuelve al fabricante en botellas especiales.

En los recintos de la Subestación deben encontrarse únicamente las botellas de SF6 necesarias para el trabajo continuo, conectadas al dispositivo de toma. Adicionalmente, en el recinto de la Subestación pueden tenerse preparadas el mismo número de botellas. En las subestaciones sin botella de SF6 constantemente conectada al dispositivo de toma, es posible tener preparada una botella de SF6 en el recinto de la Subestación. Las botellas restantes de SF6 deberán almacenarse en el almacén o a la intemperie.

Durante el servicio normal no se genera polvo. Sin embargo, si, después de desconexiones por cortocircuito repetidas y graves se genera polvo o si por otras razones no se puede excluir la posibilidad de que el personal de mantenimiento respire productos de descomposición en forma de gas o polvo, se aplicarán adicionalmente los siguientes requisitos de comportamiento: En caso de que se detecte la fuga de cantidades significativas de SF6 es preciso abandonar de inmediato los recintos de la Subestación así como los recintos que se encuentren debajo y contiguos o estén conectados a éstos. Ventilar exhaustivamente los recintos antes de entrar de nuevo. Particularmente en los recintos de subestaciones que se encuentren por debajo del nivel del suelo deberá comprobarse el contenido de oxígeno empleando un medidor de oxígeno antes de entrar en ellos.

Dado que el polvo desprendido durante las maniobras, al absorber humedad del aire, forma una capa fuertemente adherente, es preciso emprender de inmediato los trabajos para eliminar el polvo. Antes de abrir el interruptor es necesario ponerse siempre el equipo de protección personal apropiado, incluso después de una ventilación técnica del recinto de la Subestación. Lavar la piel que haya entrado en contacto con el polvo inmediatamente con abundante agua y una solución jabonosa. Depositar el polvo, absorbentes y filtros así como los materiales y dispositivos usados en recipientes de plástico adecuados o en bolsas de plástico de capa doble.

Los materiales y dispositivos usados deben limpiarse o eliminarse de forma que productos de descomposición contenidos en ellos no puedan separarse. Generalmente, la limpieza y eliminación es obligación del usuario de la Subestación encapsulada. Deben limpiarse las herramientas y los aparatos, por ejemplo aspiradoras, que hayan entrado en contacto con los productos de descomposición utilizando primero paños secos y, a continuación, volver a limpiarlos exhaustivamente. El polvo, los absorbentes y los filtros de compartimentos de gas, de aparatos protectores respiratorios, de dispositivos de limpieza y de mantenimiento así como trajes protectores de un solo uso y otras sustancias que hayan entrado en contacto con los productos de descomposición, se deben recoger en recipientes cerrados y eliminar conforme con las disposiciones locales, indicando en caso necesario el número de la clasificación de residuos ASN 59304 (materiales de servicio contaminados por sustancias químicas).

Básicamente, una supervisión regular de la calidad del gas en las instalaciones con hexafluoruro de azufre es siempre ventajosa, de esta manera se obtiene información acerca del estado del gas y con ello acerca de la seguridad del funcionamiento de las instalaciones con SF6. Eventuales impurezas del gas se pueden detectar a tiempo y se pueden eliminar antes de que conduzcan a una falla, o bien, a la avería total de la instalación. Antes de cada extracción de gas se deberían controlar en el orden indicado los parámetros siguientes:

- Medida de los productos de descomposición del hexafluoruro de azufre.
- Determinación del porcentaje de gas.
- Determinación de la temperatura de punto de rocío.

Según los resultados de las medidas, se pueden establecer los métodos de depuración y reutilización que correspondan. Para evitar la contaminación del gas en los procesos de

vacío, aspiración, almacenamiento y llenado de gas deben utilizarse equipos que utilicen compresores que trabajen en seco, es decir, el aceite no debe entrar en contacto con el gas a comprimir. Como hemos visto, antes de llenar los compartimientos con gas se debe realizar en ellos un vacío para evitar su mezcla con el aire, con este fin se usan bombas lubricadas con aceite, que extraen el aire atmosférico. Con las bombas de vacío estándar es posible una evacuación de los compartimientos de hasta 1 mili bar antes del llenado con hexafluoruro.

En ocasiones es necesario extraer el gas de algún compartimiento previamente presurizado, este proceso es denominado aspiración del gas. Durante la aspiración del gas de los compartimientos de la Subestación encapsulada, el SF6 debe ser conducido automáticamente hacia un filtro de secado y un filtro de partículas instalados en el equipo de tratamiento del gas. Ahí deben retenerse los productos de descomposición, la humedad y las partículas sólidas que pudieran haberse encontrado en el SF6. En el caso de un gas fuertemente impuro, del cual no se conoce la calidad, se debe agregar imprescindiblemente un prefiltro adicional para proteger el aparato de manejo del gas de los productos de descomposición antes de ponerlo en funcionamiento. El intervalo para cambiar el cartucho de los filtros depende de varios factores y no puede ser normalizado, por eso es necesario revisar periódicamente la calidad del gas instalado.

Como ya se ha mencionado, en cada aparato de tratamiento del gas se instalan filtros de secado y filtros de partículas. Con el filtro de secado se pueden retener con seguridad los productos de descomposición gaseosos y la humedad. El filtro utilizado se llena con AL2O3 y con un filtro molecular. El filtro de partículas sirve para filtrar las partículas sólidas y los productos sólidos de descomposición del SF6.

El cartucho o núcleo de este filtro es un plegado en forma de cilindro, que alcanza una cuota de retención del 100% en caso de partículas de dimensiones mayores o iguales a 1 micrómetro.

En el 95% de los casos, es posible una depuración del gas SF6 en el sitio de utilización, cerca del 4% se depura en un servicio central, donde se encuentran a disposición los aparatos necesarios para este fin. Solamente para un 1% del gas utilizado la depuración no es posible. El fabricante y el usuario de la Subestación deben determinar los parámetros que tiene que satisfacer el SF6 para su reutilización.

El gas SF6 depurado se coloca de nuevo en los depósitos de gas, ya sea por sobre presión o con la ayuda de un compresor. La presión de llenado de los compartimientos puede ser regulada por una válvula de regulación instalada en el equipo de tratamiento de gas. En la elección del reductor de presión deben tenerse en cuenta los niveles de presión a los que quedarán funcionando de forma definitiva los diferentes componentes de la Subestación y la presión de almacenamiento de los tanques de gas. Si el hexafluoruro se almacena en estado líquido, el equipo de tratamiento de gas debe incluir un vaporizador en el circuito, este vaporizador se regula por medio de un termostato.

2.5.6. Vigilancia del Gas

El sistema de vigilancia del gas tiene como objeto controlar si se mantiene la densidad especificada en los compartimentos de gas y señalizar desviaciones inadmisibles. La comprobación de la densidad del gas se realiza mediante densímetros. Los densímetros señalan adicionalmente el estado de llenado del compartimiento de gas correspondiente con una indicación rojo-verde. La vigilancia de los compartimentos de gas es descentralizada, es decir, se realiza directamente en cada compartimiento de gas. Los compartimentos se

separan entre sí mediante pasatapas herméticos al gas. En el caso de que un compartimiento de gas esté compuesto por varios módulos, éstos se separarán entre sí mediante pasatapas no estancos al gas.

El densímetro está montado sobre un bloque de válvulas directamente en una brida del envolvente. Una válvula de retención permite desmontar el densímetro para su comprobación sin necesidad de evacuar gas. El densímetro compara la densidad del compartimiento de gas sometido a vigilancia con la del gas de referencia encerrado en el densímetro. Ambos gases están expuestos a la misma temperatura ambiente. De esta forma, la comparación de densidades se sustituye por una comparación de presiones en ambos sistemas (compartimiento de gas - compartimiento de referencia). El densímetro reacciona sólo frente a variaciones de presión debidas a fugas; las variaciones de presión debidas a cambios de temperatura no se tienen en cuenta.

El densímetro señala el estado de llenado del compartimiento de gas con una indicación rojo-verde. El densímetro se ajusta en fábrica a la densidad límite requerida. Ésta se define fijando la presión a una temperatura determinada. Los ajustes posteriores no son necesarios ni posibles. Las desviaciones de la presión de llenado registradas por el densímetro activan, por ejemplo, las siguientes señales:

1. Señalización pérdida de SF6.
2. Señalización densidad mínima de servicio.
3. Aumento de presión en el compartimiento.

Cuando en un compartimiento, debido a una falla en el montaje existiera alguna fuga de gas, la presión del gas de referencia encerrado en el densímetro es mayor que la presión del compartimiento de gas sometido a vigilancia, esta diferencia de presiones mueve los contactos internos del densímetro para activar la señalización de pérdida de SF6.

Si la fuga de gas persiste, la diferencia de presiones se incrementa. Se activa entonces el contacto del densímetro que indica el bloqueo funcional, en el caso del interruptor de potencia. Este bloqueo funcional impide que el interruptor se dañe debido a la operación con la presión mínima de gas. Como se ha visto, el principio de extinción del arco es por auto compresión, por lo que una presión muy baja de gas dentro del interruptor podría ocasionar daños mecánicos serios en el sistema.

Si existe alguna fisura o ruptura del pasatapas que divide a dos compartimientos con diferentes presiones, la presión en uno de ellos se incrementa. En este caso, la presión del gas de referencia encerrado en el densímetro es mayor que la presión del compartimiento de gas sometido a vigilancia, por lo que se activa la señal de aumento de presión del compartimiento.

2.5.7. Esquema de Vigilancia del Gas

En los dibujos de la Subestación encapsulada se representan los compartimientos de gas, puede observarse en ellos la disposición de los pasatapas estancos al gas y los pasatapas permeables al gas. Esto permite identificar las divisiones entre las cámaras de gas. Cada cámara de gas está provista de diafragma de seguridad, válvula de retención y acoplamiento y densímetro para vigilancia de gas. Los siguientes símbolos son utilizados en la elaboración de los esquemas de vigilancia de gas:

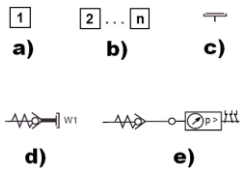


Figura 13. Esquema de Vigilancia del Gas SF6[23]

[23] Harper, G. E. (2010). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.* México, DF.: Limusa.

a) Compartimiento de gas del interruptor de potencia.

b) Números de los compartimentos de gas restantes.

c) Diafragma de seguridad.

d) Empalme de mantenimiento con válvula de retención.

e) Densímetro con válvula de retención.

Los símbolos correspondientes a los incisos a) y b) corresponden a la designación de las diferentes cámaras de gas que forman la Subestación.

Generalmente se utiliza el número 1 para designar el compartimiento del interruptor de potencia y los números sucesivos para las cámaras compartidas de los diferentes elementos que conforman la Subestación.

El empalme de mantenimiento y los densímetros cuentan con válvulas de retención, esto permite conectar y desconectar los equipos de mantenimiento sin tener pérdidas de gas. En el caso del densímetro, permite remplazar en caso de ser necesario el densímetro de una Subestación con gas, sin necesidad de evacuar los compartimientos o reducir la presión del hexafluoruro de azufre.

Los diferentes elementos que componen la Subestación (interruptor, seccionadores, transformadores de instrumento, barras, boquillas etc.) están separados entre si por aisladores estancos y permeables al gas, lo que implica que dos o más elementos pueden compartir un densímetro para el monitoreo del gas. En el esquema de vigilancia del gas se indican:

- Los compartimientos de gas y la correspondiente vigilancia del gas
- Los empalmes para mantenimiento y su ejecución
- Las válvulas de retención y de acoplamiento

- Los diafragmas de seguridad.

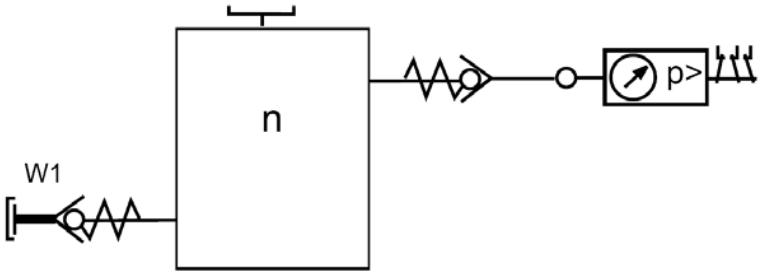


Figura 14. Configuración de Esquema de vigilancia de gas SF6[24]

En la figura anterior puede verse un esquema que ejemplifica la configuración de un esquema de vigilancia de gas en un compartimiento (n) de la Subestación encapsulada. Se observa que la cámara de gas tiene un densímetro, que estará ajustado a los valores nominales de operación del gas de esta cámara, y los ajustes para la señalización de eventos en la densidad del gas (pérdida, bloqueo funcional o sobre presión.

Se tiene también en cada cámara de gas una válvula de retención y acoplamiento que permite la conexión segura de los equipos para tratamiento de gas. Por esta válvula se realizan las operaciones de evacuación del aire, vacío en la cámara de gas y llenado con hexafluoruro de azufre del compartimiento.

Por seguridad del equipo, está incluido también en cada cámara de gas el diafragma de seguridad que aliviará una sobre presión peligrosa para el equipo en caso de falla.

Durante el montaje de la Subestación encapsulada es necesario hacer una revisión de las señales que son enviadas por los densímetros hacia el gabinete de control local, para revisar las presiones de alarma que deben estar ajustadas en los equipos. Para hacer estos trabajos, es necesario tener en cuenta las instrucciones de seguridad para el manejo del

[24] Harper, G. E. (2010). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.* México, DF.: Limusa.

hexafluoruro de azufre. El SF6 pesa más que el aire y puede desalojar el aire de respiración en lugares más bajos o estrechos. A más de35% de concentración volumétrica de SF6 en el aire existe peligro de asfixia. Los trabajos que presenten peligro de asfixia por SF6 escapado o en proceso de escape deben llevarse a cabo exclusivamente en presencia de una segunda persona familiarizada con los peligros. Ambas personas deben mantener continuamente contacto acústico y visual. En todos los trabajos efectuados en compartimentos de gas debe asegurarse una aireación y una ventilación adecuadas.

Los densímetros se ajustan en fábrica. Los ajustes posteriores en el sitio de los trabajos no son posibles ni necesarios. Los valores de ajuste y las presiones de llenado deben extraerse del esquema de vigilancia del gas y deben hacerse únicamente comprobaciones funcionales.

La comprobación se realiza aumentando o disminuyendo la presión del gas y determinando la presión en el momento de la activación de las señales. Para comprobar los densímetros, es necesario desmontarlos y controlarlos con un dispositivo de comprobación de SF6. Un adaptador forma parte del dispositivo de comprobación. Una vez tomados los datos de presión en los que se generan las señales, es necesario tomar la temperatura del depósito de gas.

Las indicaciones de presión para el densímetro se refieren siempre a una temperatura del depósito de 20 °C. Las presiones de gas a ajustar en caso de temperaturas diferentes se muestran en el diagrama de presiones y temperaturas.

Todas las indicaciones de presión de gas hacen referencia siempre a una temperatura de + 20 °C, aunque esto no se indique en cada caso particular. Después de evacuar un compartimento de gas, éste se llena de gas hasta la presión de llenado nominal especificada a + 20 °C. Esta carga presenta una densidad determinada. Si la temperatura cambia,

también cambiará la presión del gas indicada por el manómetro, no obstante, la densidad no variará. De esta forma, las presiones de gas correspondientes a una densidad determinada a diversas temperaturas se encuentran en una curva: la línea de densidad constante.

En caso de que la densidad de gas cambie, por ejemplo, por pérdidas de gas, tendrá validez otra línea de densidad de gas constante. Para la evaluación correcta de la indicación de los manómetros es necesario aplicar el diagrama.

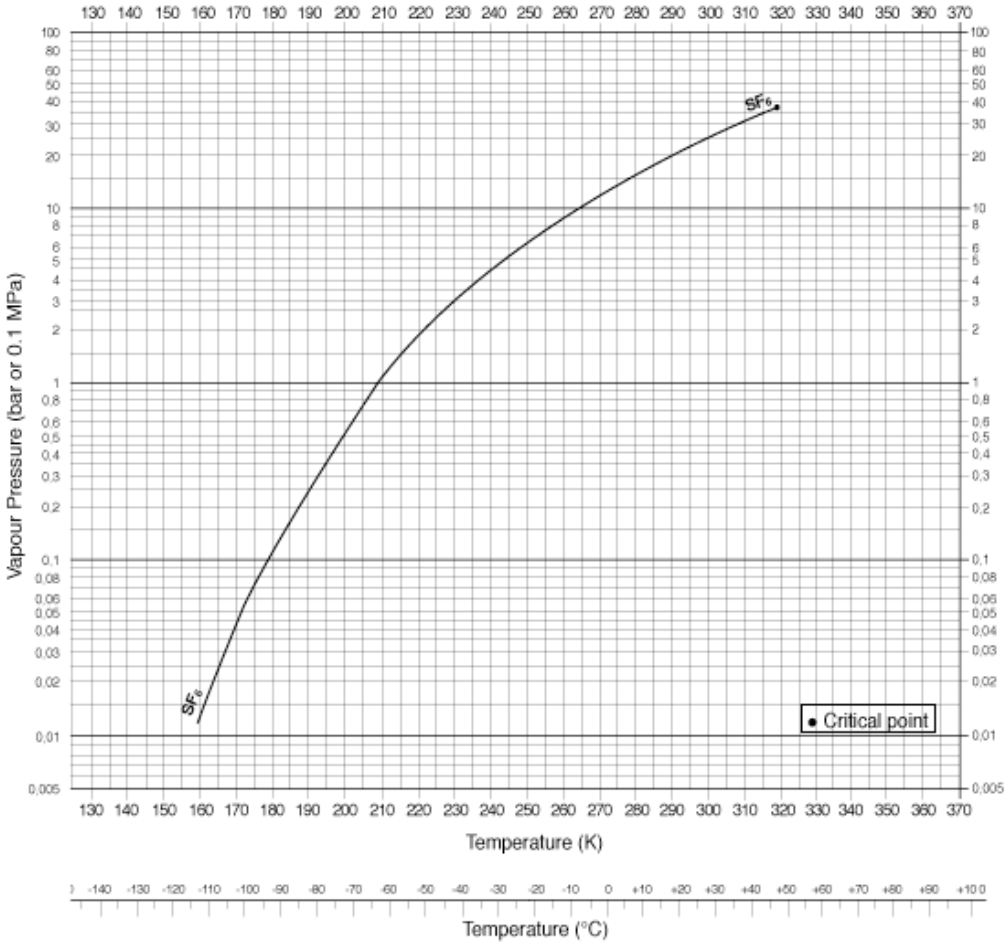


Figura 15. Diagrama de Presión-Temperatura de Gas SF6 [25]

[25] Recuperado el 14 de octubre de 2013, de http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9&GasID=34&CountryID=19#MajorApplications

El diagrama de presiones y temperaturas se utiliza de la siguiente forma. Debe ubicarse en el eje de las Y la presión del compartimiento que va a llenarse, este valor de presión se transporta por el eje de las X la temperatura de +20 ºC, cuando se llega a esta intersección se ubica la línea de densidad más cercana. Esta será la línea que corresponda a la presión seleccionada. Una vez encontrada, debe transportarse sobre esta línea hasta encontrar la temperatura de montaje de la Subestación.

Para probar los densímetros debe buscarse en el diagrama de presiones y temperaturas la línea de densidad de SF6 correspondiente. Se conecta a la envolvente el equipo de tratamiento de gas, mediante la válvula de acoplamiento. Se enciende el equipo y se comienza a aspirar el gas lentamente, a una velocidad aproximadamente de 0.02 bar por segundo.

Cuando el nivel de presión llegue al valor calculado para la señalización, los contactos correspondientes se cerrarán, deberá detenerse el equipo de tratamiento de gas y registrar los valores obtenidos para compararlos con los valores nominales.

La sustitución de los densímetros puede realizarse sin necesidad de evacuar ni de bombear el llenado de SF6 del compartimiento de gas correspondiente. Una válvula de retención situada en el suplemento de brida cierra el compartimiento de gas al desenroscar el densímetro. Antes de comenzar los trabajos de recambio es necesario comprobar la identidad del tipo y de la ejecución de los componentes, a continuación, se retira el densímetro. Se cierra la conexión al compartimiento de gas. Se separan las conexiones de enchufe o las conexiones a presión de los cables de señales (según la ejecución) y se cambia la junta tórica. Después de montar el nuevo densímetro deben fijarse las conexiones de enchufe o las conexiones a presión de los cables de señales, de esta forma se establecen nuevamente la conexión del densímetro al compartimiento de gas

2.6. Niveles de tensión para subestaciones encapsuladas.

		8DN8	8DN9	8DP3	8DQ1	8DR1
Tension nominal	kV	145	245	300	550	800
Tensión nominal soportable a frecuencia industrial (1 min.)	kV	275	460	460	740	950
Tensión nominal soportable a impulso atmosférico	kV	650	1050	1050	1800	2100
Tensión nominal soportable a impulso de maniobra	kV	-	850	850	1250	1550
Corriente nominal barras	A	3150	3150	5000	6300	8000
Corriente nominal línea de salida	A	3150	3150	4000	4000	5000
Corriente nominal de corta duración	kA	40	50	50	63	63
corriente nominal de corte	kA	40	50	50	63	63
Corriente nominal de impulso	kA	108	135	135	170	170
Inspección	años	>25	>25	>25	>25	>25
ancho de bahía	mm	800	1200/1500	2200	3600	4500

Figura 16. Tipos de subestaciones aisladas SF6 por nivel de tensión [26]

2.6.1. Tipo 8DN9 hasta 245 KV

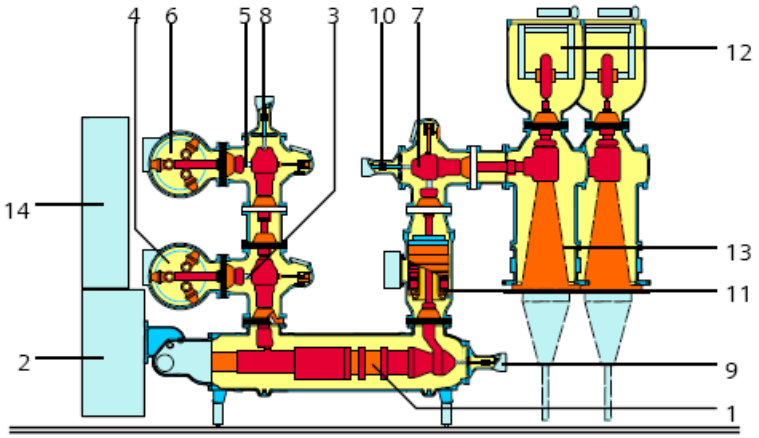


Figura 17. Subestación tipo 8DN9 para niveles de tensión hasta 245 kV[27]

[26] Subestaciones aisladas por gas desde 72.5 hasta 800 kV
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de
http://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/GIS_72_800_sp.pdf

[27] Gasisolierte Schaltanlagen bis 245 kV, 50 kA, 3150 A Typ 8DN9

1. Unidad ruptora del interruptor de potencia.
2. Mecanismo de operación con energía almacenada por resorte con unidad de control del interruptor.
3. Seccionador del bus I.
4. Bus I.
5. Seccionador del Bus II.
6. Bus II.
7. Seccionador de salida.
8. Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento).
9. Cuchilla de puesta a tierra (para trabajos de mantenimiento).
10. Cuchilla de tierra para pruebas (alta velocidad).
11. Transformador de corriente.
12. Transformador de potencial.

Las dimensiones generales de una Subestación tipo 8DN9 hasta 245 KV se muestran en la siguiente figura:

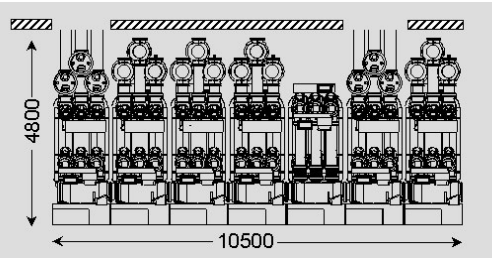


Figura 18. Dimensiones generales de Subestación aislada tipo 8DN9[28]

Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/8dn9-switchgear-up-to-245-kv/downloads/GIS-8DN9-Ds-d.pdf

[28] Gasisolierte Schaltanlagen bis 245 kV, 50 kA, 3150 A Typ 8DN9
Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/8dn9-switchgear-up-to-245-kv/downloads/GIS-8DN9-Ds-d.pdf

CAPÍTULO III.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN SF6 PARA LA ZONA AZTECA

3.1. Planteamiento del Problema

3.1.1. Escenario

Debido al incremento en la demanda de energía registrada en la zona azteca, y basados en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que puntualiza el crecimiento, pronosticando que la demanda máxima bruta del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La evolución para 2011-2025 se espera a una tasa media anual de 4.0 por ciento. Por lo que es necesaria la implementación de una Subestación en la estructura de distribución de Zona Azteca, para satisfacer las necesidades de crecimiento de la demanda de carga en dicha zona.

ZONA	S.E.	TRO.	MVA	DEMANDA MAXIMA POR TRANSFORMADOR EN MVA																													
febrero				1	%	2	%	3	%	4	%	5	%	6	%	7	%	8	%	9	%	10	%	11	%	12	%	13	%	14	%	15	%
AZTECA	ATK	T1	60	41	68%	42	69%	42	70%	41	69%	35	59%	32	54%	36	60%	42	70%	44	73%	44	73%	41	69%	38	63%	33	55%	42	70%	43	71%
		T2	60	31	51%	30	50%	31	52%	30	50%	27	45%	26	44%	30	49%	31	51%	31	52%	33	55%	31	52%	30	51%	29	49%	32	53%	32	53%
	CRG	T1	60	33	55%	32	53%	33	55%	31	52%	29	48%	28	47%	29	49%	33	56%	31	52%	30	51%	29	49%	28	47%	27	45%	30	50%	31	52%
		T2	60	30	51%	30	50%	30	50%	30	50%	26	44%	22	36%	25	41%	30	51%	30	50%	30	50%	31	51%	26	44%	23	39%	30	50%	30	50%
	MAD	T1	60	48	80%	46	76%	46	77%	44	74%	43	72%	41	68%	47	78%	46	77%	47	79%	47	78%	45	75%	43	71%	43	72%	45	74%	46	76%
		T2	60	50	84%	49	81%	51	85%	48	80%	45	75%	42	70%	49	82%	51	84%	51	85%	50	84%	48	80%	45	75%	45	75%	48	80%	50	83%
		T3	60	43	72%	40	67%	43	72%	41	69%	39	65%	38	63%	42	70%	43	72%	43	72%	43	72%	41	69%	40	66%	40	67%	42	69%	41	68%
	XAL	T1	60	37	61%	35	59%	36	60%	35	58%	28	46%	29	48%	27	45%	37	62%	36	60%	50	84%	47	78%	37	62%	27	44%	34	57%	34	57%
		T2	60	42	70%	42	70%	43	72%	43	71%	37	62%	30	50%	32	54%	43	72%	40	67%	0	0%	0	0%	0	0%	22	37%	28	46%	24	40%
		T3	60	41	69%	41	68%	42	70%	40	66%	37	62%	35	59%	39	64%	41	68%	41	68%	69	116%	67	112%	61	102%	47	79%	57	95%	58	97%

Tabla 2. Pronóstico de demanda por subestación y banco en Zona Azteca.[29]

El anteproyecto de la Subestación es una respuesta para cubrir el incremento de la demanda de energía eléctrica en el centro de la zona metropolitana. Derivado de la

[29] Plan Rector 2012 División Valle de México Norte, Comisión Federal de Electricidad.

modificación al uso de suelo, viviendas unifamiliares se han convertido en multifamiliares por lo que han proliferado éstos desarrollos y se ha tenido la necesidad de negar factibilidades, que están dentro de la Superintendencia Zona Azteca que tiene jurisdicción dentro del Distrito Federal en las delegaciones: Gustavo Adolfo Madero y Miguel Hidalgo; así como en los municipios del Estado de México de Atenco, Ecatepec de Morelos, Netzahualcóyotl y Tlalnepantla de Baz, y específicamente, alimentadas por las subestaciones Azteca, Madero y Cerro Gordo.

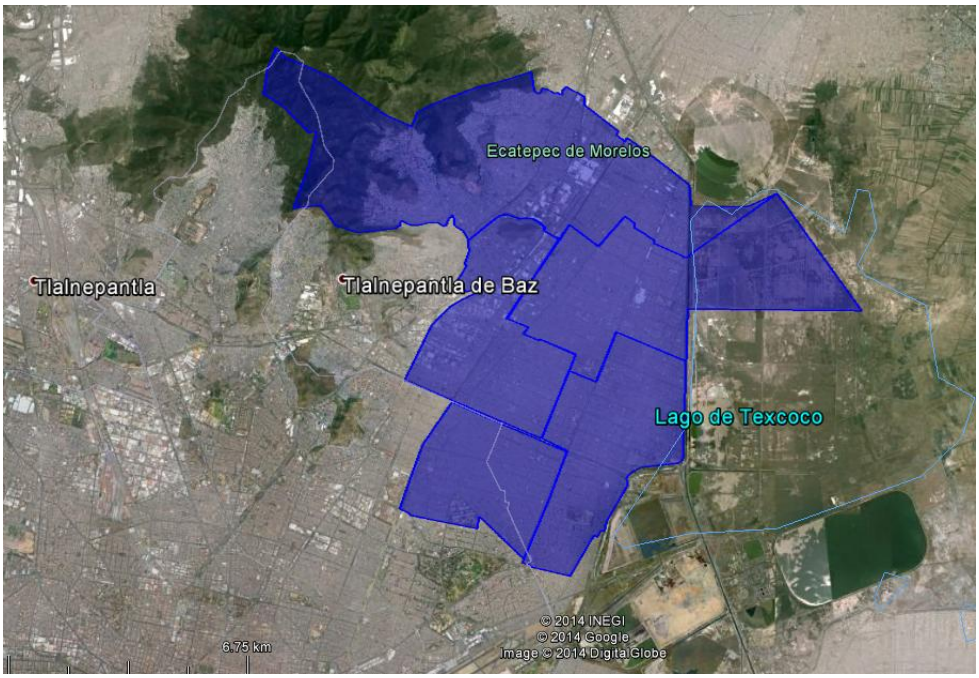


Figura 19. Ámbito geográfico de la Zona de Distribución Azteca

Este proyecto de la construcción de la S.E. “Fuego Nuevo” se desarrollará en Av. Carlos Hank González esquina calle Fuego Nuevo, Col. Ciudad Azteca, Ecatepec de Morelos, Estado de México. A continuación se muestra el croquis de localización:

Figura 20. Ubicación de Subestación Eléctrica “Fuego Nuevo”

3.2 Descripción de la Subestación eléctrica, Sección sf6 en 230 kV

3.2.1. Arreglo doble barra con interruptor de transferencia

Este arreglo utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas a la barra de preferencia (B1 o B2), además de contar generalmente con interruptor de amarre de barras.

Adicionalmente se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiera de mantenimiento. Normalmente en esta aplicación se encuentra con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra.

En caso de disturbio este arreglo permite, por la reparticipación de cargas, mantener una barra energizada y ocupar la de transferencia al mismo tiempo para un sólo alimentador.

La relación costo-beneficio ubica este tipo de arreglo en desventaja con respecto a los demás, por lo que su aplicación es reducida a pesar de ser un arreglo muy confiable.

Características:

- Corrientes de buses o barras: 3150 A

- Corriente de corto circuito 30-50 KA
- Tensión: 230 KV

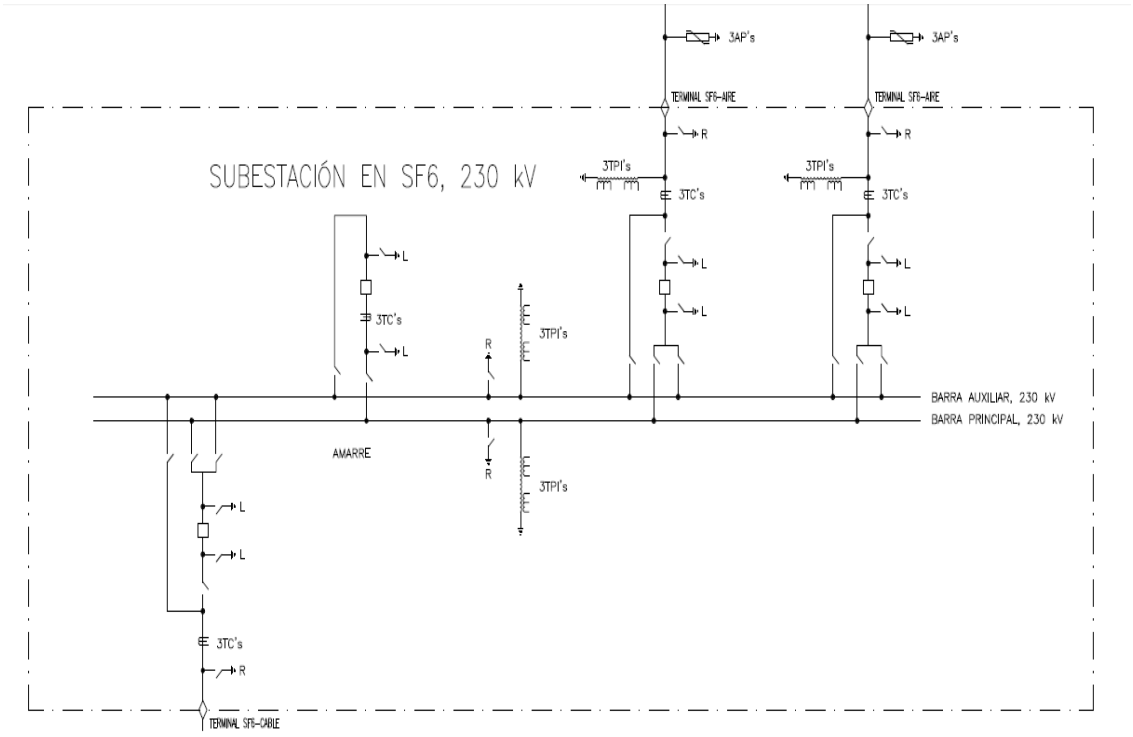


Figura 21. Diagrama unifilar sección 230 kV Subestación "Fuego Nuevo"

3.3. Descripción de la Subestación Eléctrica, sección en 23 kV

3.3.1 Módulo de arreglo interruptor y medio

Este arreglo ofrece facilidad de mantenimiento, flexibilidad y confiabilidad, ya que al perderse una barra no se deja de alimentar la totalidad de la carga ni se pierden las fuentes de energía. Toma su nombre del hecho de compartir un mismo interruptor dos circuitos diferentes, contando además cada circuito de otro interruptor propio. Estas subestaciones tienen las dos barras principales energizadas permanentemente, siendo más complejos los arreglos de protección, control y medición. Requieren mayor cantidad de equipo y por ende

son de mayor costo. Su empleo es ampliamente difundido en tensiones de 400, 230 y algunas subestaciones de 115 KV

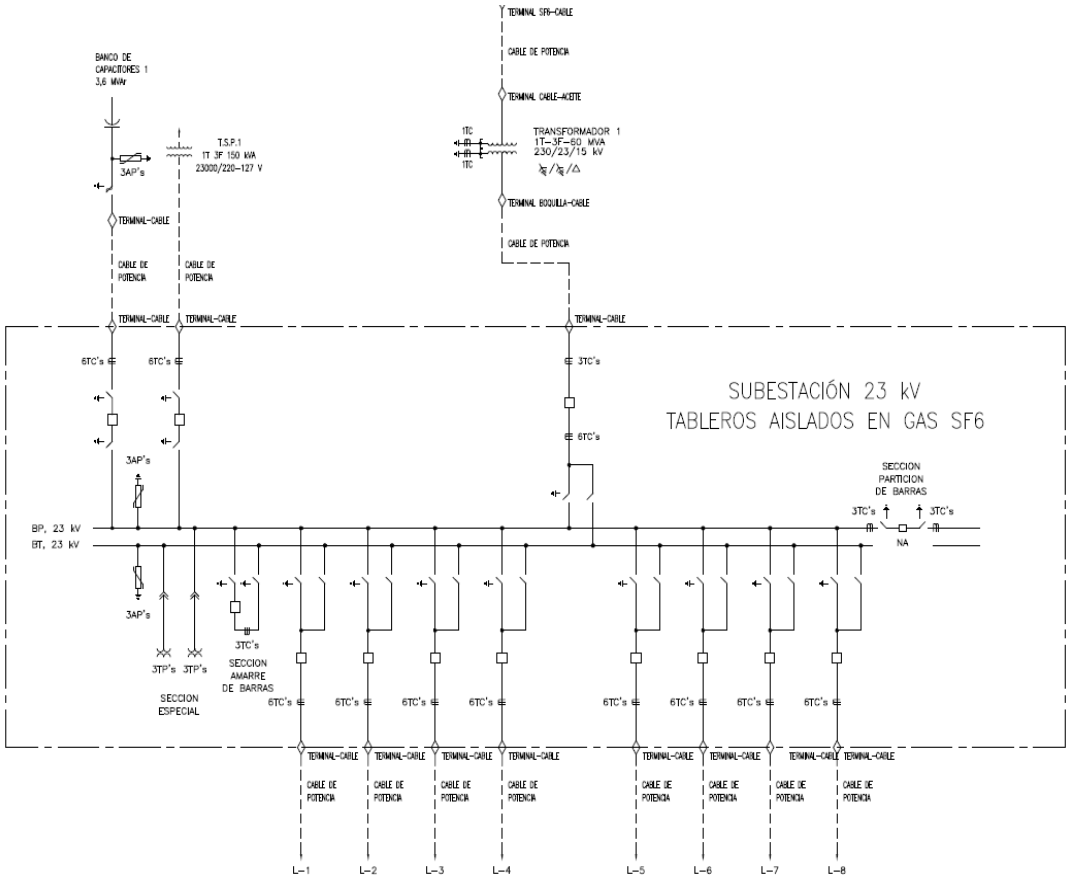


Figura 22. Diagrama unifilar sección 23 kV Subestación "Fuego Nuevo"

Una gran ventaja particular de este arreglo es que después de la pérdida incluso de ambos buses puede aún mantenerse la interconexión entre fuentes y cargas de la misma bahía.

Existen dos desventajas de este arreglo, la primera estriba en que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros

arreglos, la segunda es que el esquema se complica en los circuitos de control y protección de respaldo local.

3.3.2. Trasformadores de corriente 23 KV

TC 3- DOBLE SECUNDARIO, TENSIÓN NOMINAL 25 KV RELACION 600:5 // 5 A, CLASE DE PRECISION 0.2, CLASE DE PROTECCION 10P20.

TC 4- TRES SECUNDARIOS, RELACION 1000X2000:5 // 5 // 5 A, CLASE DE PRECISION 0.2, CLASE DE PROTECCION 10P20.

TC 5- TIPO BOQUILLA, REL. MULTIPLE RELACION 600:5A, 25 VA CLASE 10P20.

TC 6- TIPO BOQUILLA, RELACION MULTIPLE 1200:5A, 25 VA, CLASE 10P20 AISLAMIENTO 0.6 KV.

TC 7- TIPO BOQUILLA, RELACION 600:5A, 25 VA, CLASE 0.2 AISLAMIENTO 0.66 KV.

3.3.3. Transformadores de potencial 23 KV

TP-3 RELACION 120:1, 0.3 W, X

TP-4 RELACION 60:1, CARGA 25 VA, CALSE DE PRECISION 0.2 / 3P

3.3.4. Bancos de capacitores

Tipo de banco T11, capacidad 3.6 MVAR, conexión estrella aterrizada

3.3.5. Transformador de potencia

Cuadro comparativo para dictamen técnico						
Transformadores de potencia trifásicos de 36/45/60 MVA, 220/23 kV, Estrella-Estrella, Delta en el terciario, clase ONAN/OFAF1/OFAF2, boquillas aceite-SF6 AT Y BT						
Características del equipo			Proveedores			
	Especificación NMX IEC ANSI	Unidad	Voltran S.A. de C.V.	WEG Transformadores de México S.A. de C.V.	Industrias IEM, S.A. de C.V.	Prolec G.E. S. de R.L. de C.V.
Transformador de potencia						
Capacidad nominal: ONAN/OFAF1/OFAF2 con elevación promedio de 55°C / último paso de enfriamiento con elevación promedio de 65°C. (Primario, secundario, terciario).	**36/45/60 15/20/25**	**MVA**				
Tipo de construcción	**SEGÚN DISEÑO**					
Capacidad continua sin exceder el limite de temperatura.						
Con 100% de enfriamiento forzado	**60**	MVA				
Capacidad continua con el primer paso de enfriamiento forzado	**45**	MVA				
Capacidad continua con enfriamiento natural	**36**	MVA				
Clase de enfriamiento	**ONAN/OFAF 1/OFAF2**	-				
Tensión nominal						
Alta y baja tensión, terciario kV	**220/23/10**	**kV**				
Tipo de conexión: primario-secundario-terciario	**ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA**	-				
Niveles de aislamiento de devanados						
Primario (alta tensión) y secundario (baja tensión)						
Tensión nominal	**220/23**	**kV**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**900/150**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz.	**50/50**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante al impulso por maniobra con onda completa 250 X 2500 microseg	**745/N.A.**	**kV cresta**				

Tensión Inducida de realce:	**240/EL QUE RESULTE**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**990/165**	**kV cresta**				
Terciario (baja tensión)						
Tensión nominal	**10**	**kV**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**110**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz.	**34**	**kV eficaz**				
Tensión Inducida de realce:	**EL QUE RESULTE**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**120**	**kV cresta**				
Cambiador de derivaciones						
Tipo	**RESISTIVO**					
Rango de regulación del cambiador automático de derivaciones con carga en alta tensión:	**33**	**posiciones**				
Porcentaje de regulación en cada paso (+ - 10%)	**0.625**	**% Vn**				
Rango de regulación del cambiador de derivaciones sin carga en baja tensión:	**5**	**posiciones**				
Porcentaje de regulación en cada paso (+ - 5%)	**±2.5%**	**Vn**				
Niveles de aislamiento de las boquillas						
Primario (alta tensión)						
Tensión nominal	**220**	**kV**				
Distancia de fuga	**N.A.**	**mm**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**1050**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. En seco (1 minuto)	**460**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante al impulso por maniobra con onda completa 250 X 2500 microseg	**825**	**kV cresta**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**1155**	**kV eficaz**				
Neutro (alta tensión)						
Tensión nominal	**34.5**	**kV**				
Distancia de fuga	**660**	**mm**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**200**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. En seco (1 minuto)	**80**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60	**75**	**kV**				

Hz. en húmedo (10 segundos)		**eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**230**	**kV cresta**				
Secundario (baja tensión)						
Tensión nominal	**34.5**	**kV**				
Distancia de fuga	**660**	**mm**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**200**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. en seco (1 minuto)	**80**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. en húmedo (10 segundos):	**75**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**230**	**kV cresta**				
Neutro (baja tensión)						
Tensión nominal	**34.5**	**kV**				
Distancia de fuga	**660**	**mm**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**200**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. En seco (1 minuto)	**80**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. en húmedo (10 segundos)	**75**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**230**	**kV cresta**				
Terciario (baja tensión)						
Tensión nominal	**10**	**kV**				
Distancia de fuga	**390**	**mm**				
Tensión de aguante al impulso por rayo con onda completa 1.2 X 50 microseg	**150**	**kV cresta**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. en seco (1 minuto)	**60**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante a la baja frecuencia 60 Hz. en húmedo (10 segundos):	**50**	**kV eficaz**				
Tensión de aguante con onda cortada, tiempo 3 microseg	**175**	**kV cresta**				
Pérdidas máximas						
En el Fierro.	**30**	**KW**				
En el Cobre:	**280**	**KW**				
Totales:	**310**	**KW**				
Consumo de auxiliares	**6**	**KW**				
Corriente de Excitación:	**0.1**	**%In**				
Impedancia a: 75 °C, Capacidad continua nominal						
Impedancia de secuencia positiva.	**18**	**%**				
Impedancia de secuencia negativa.	**-**	**%**				

Impedancia de secuencia cero.	**-**	**%**				
Nivel de Ruido	**< 65**	**dB**				
Pesos netos y de embarque						
Peso neto unitario con accesorios y sin aceite		**kg**				
Peso de embarque de la pieza más grande		**kg**				
Peso neto ya instalado y con aceite		**kg**				
Dimensiones de embarque						
Alto	**<=4**	**m**				
Dimensiones instalado						
Largo		**m**				
Ancho		**m**				
Alto		**m**				
Copia del certificado ISO 9000-2 o NMX-CC4 vigente						
Reportes completos de pruebas	**se requieren**					
Acreditación de su laboratorio ante EMA	**se requieren**					
Cumple con las especificaciones	**SI o NO**					
Anexa los reportes de prueba requeridos para efecto de evaluación técnica IEEE STD C57.1200-2000 o IEC 60076-1-2000, NMX-J-284, NMX-J-169						
Tensión de aguante al impulso por rayo para todos los devanados	**-**					
Con una onda completa reducida	**-**	**SI ó NO**				
Con dos ondas cortadas	**-**	**SI ó NO**				
Con una onda completa al 100%	**-**	**SI ó NO**				
Tensión de aguante de impulso por maniobra para los devanados.		**SI ó NO**				
De temperatura de los devanados para todos los pasos de enfriamiento	**-**	**SI ó NO**				
De corto circuito	**-**	**SI ó NO**				
De polaridad	**-**	**SI ó NO**				
De relación de transformación	**-**	**SI o NO**				
De medición de resistencia óhmica en todos los devanados	**-**	**SI o NO**				
De corriente de excitación	**-**	**SI o NO**				
De pérdidas en vacío	**-**	**SI o**				

		NO				
De pérdidas en el cobre	-	**SI o NO**				
De consumo de auxiliares	-	**SI o NO**				
De impedancia de positiva:	-	**SI o NO**				
De impedancia de secuencia cero	-	**SI o NO**				
De tensión de aguante a la baja frecuencia en seco para devanados	-	**SI o NO**				
De tensión inducida para los devanados	-	**SI o NO**				
De factor de potencia de los aislamientos	-	**SI o NO**				
De nivel de ruido	-	**SI o NO**				
De descargas parciales y voltaje de radio influencia	-	**SI o NO**				
De aislamiento entre núcleo, estructura y tanque	-	**SI o NO**				
De vacío	-	**SI o NO**				
Dictamen	**CUMPLE**					

Tabla 3. Cuadro comparativo para selección de Transformador de potencia

Una característica de las subestaciones en SF6 es su dimensionamiento de la planta general, que en relación con las subestaciones convencionales, reduce hasta en una 60% el área.

Generalmente las subestaciones en SF6 tienes un área de planta aproximado a los 400 metros por 500 metros.

3.4. Análisis de la situación

Determinación de subestaciones eléctricas en el ámbito de la zona azteca

Conceptos básicos:

Subestaciones con transformadores de 60 MVA.

$$I_{A.T.} = \frac{60 \times 10^{6} \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^{3} \text{ V}} = 150.6 \text{ A}$$

$$I_{B.T.} = \frac{60 \times 10^{6} \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 23 \times 10^{3} \text{ V}} = 1506.13 \text{ A}$$

Los transformadores se adquieren con un diseño de 20% durante 8 hrs.

60 MVA X 1.2 = 72 MVA

$$I_{A.T.} = \frac{72 \times 10^{6} \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^{3} \text{ V}} = 180.73 \text{ A}$$

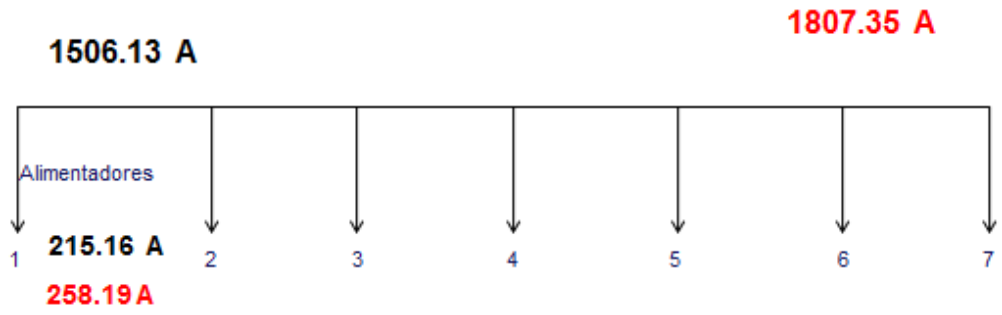
$$I_{B.T.} = \frac{72 \times 10^{6} \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 23 \times 10^{3} \text{ V}} = 1807.35 \text{ A}$$

Actualmente se tienen cuatro alimentadores por cada transformador

60 MVA / 7 = 8.57 MVA por cada alimentador

Con el 20%, se tiene que: 60 MVA X 1.2 = 72 MVA

72 MVA / 7 = 10.28 MVA por cada alimentador



Cuando en un alimentador se presenta una falla:

1.- La maniobra que se realiza es transferir la carga a otro alimentador, puede ser a través del arreglo de interruptor y medio.

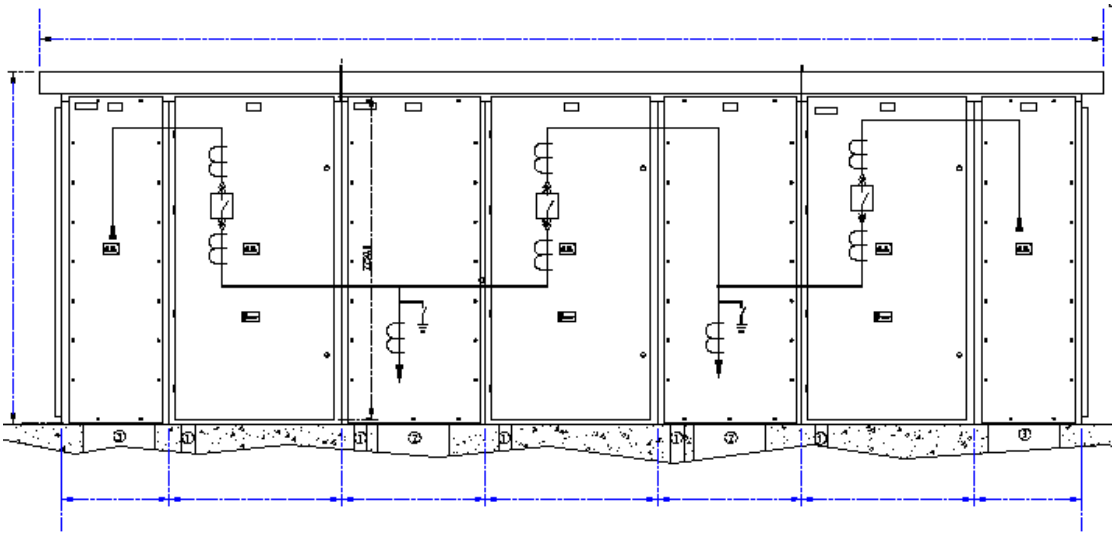
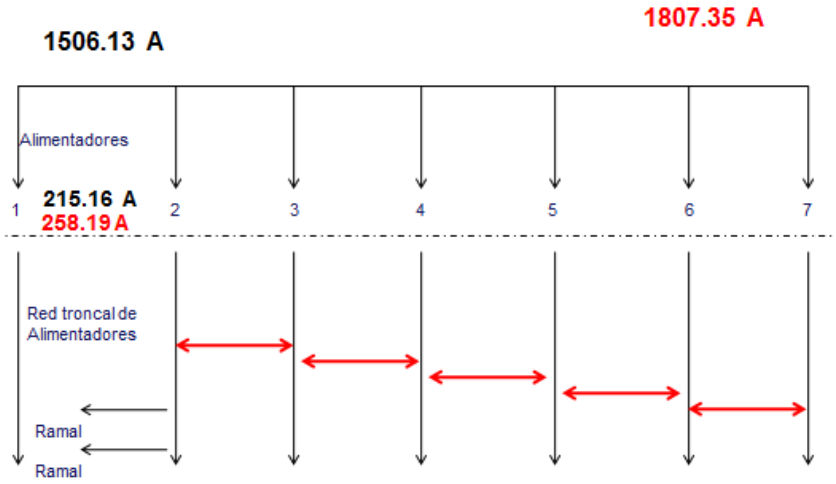


Figura 23. Diagrama de arreglo Interruptor y Medio

Cuando en un alimentador se presenta una falla:

2.- La maniobra que se realiza es transferir la carga a otro alimentador, a través dela red troncal de alimentadores.

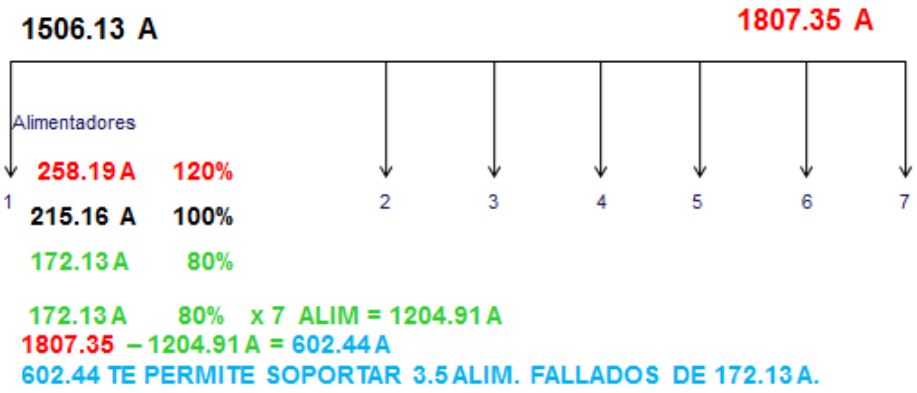
Transformador A, 60MVA, 230/23KV



Se analizan dos escenarios, tomando en cuenta los alimentadores próximos a instalarse en las subestaciones de Madero, Azteca y Cerro gordo, con un incremento de alimentadores de 28 a 48.

1.- Los transformadores al 80% de su carga.

(nota: se tomaron en cuenta)



ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL AMP	% CARGA %	CARGA AL 80% AMP	CARGA REQUERIDA AMP
1	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 21	0	0	172	-172
2	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 23	418	111	172	246
3	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 25	330	88	172	158
4	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 27	480	128	172	308
5	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 29	0	0	172	-172
6	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 31	0	0	172	-172
7	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 33	0	0	172	-172
					1228		1204	24
8	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 22	354	94	172	182
9	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 24	211	96	172	39
10	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 26	220	59	172	48
11	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 28	469	125	172	297
12	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 30	0	0	172	-172
13	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 32	0	0	172	-172
14	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 34	0	0	172	-172
					1254		1204	50

Tabla 4. Subestación Azteca al 80% de carga.

ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL AMP	% CARGA %	CARGA AL 80% AMP	CARGA REQUERIDA AMP
15	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 21G	378	101	172	206
16	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 23G	300	80	172	128
17	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 25G	290	77	172	118
18	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 27G	250	67	172	78
19	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG1	0	0	172	-172
20	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG3	0	0	172	-172
21	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG5	0	0	172	-172
					1218		1204	14
22	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 22G	273	73	172	101
23	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 24G	365	97	172	193
24	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 21XG	260	69	172	88
25	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 23XG	196	52	172	24
26	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 2	0	0	172	-172
27	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 4	0	0	172	-172
28	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 6	0	0	172	-172
					1094		1204	-110

Tabla 5. Subestación Cerro Gordo al 80% de carga.

ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL AMP	% CARGA %	CARGA AL 80% AMP	CARGA REQUERIDA AMP
29	AZTECA	MADERO	T01	MAD 21	452	121	200	252
30	AZTECA	MADERO	T01	MAD 23	396	101	200	196
31	AZTECA	MADERO	T01	MAD 25	161	43	200	-39
32	AZTECA	MADERO	T01	MAD 27	398	106	200	198
33	AZTECA	MADERO	T01	NUEVO 1	0	0	200	-200
34	AZTECA	MADERO	T01	NUEVO 2	0	0	200	-200
					1407		1200	207
35	AZTECA	MADERO	T02	MAD 22	502	134	150	352
36	AZTECA	MADERO	T02	MAD 24	105	28	150	-45
37	AZTECA	MADERO	T02	MAD 26	383	102	150	233
38	AZTECA	MADERO	T02	MAD 28	164	44	150	14
39	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 3	0	0	150	-150
40	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 4	0	0	150	-150
41	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 7	0	0	150	-150
42	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 8	0	0	150	-150
					1154		1200	-46
44	AZTECA	MADERO	T03	MAD 21X	299	80	200	99
45	AZTECA	MADERO	T03	MAD 23X	600	160	200	400
46	AZTECA	MADERO	T03	MAD 25X	433	115	200	233
47	AZTECA	MADERO	T03	MAD 27X	426	114	200	226
48	AZTECA	MADERO	T03	NUEVO 5	0	0	200	-200
49	AZTECA	MADERO	T03	NUEVO 6	0	0	200	-200
					1758		1200	558

Tabla 6. Subestación Madero al 80% de carga.

El déficit de carga es de 486 A. para la Zona Azteca para un porciento de 80% de carga, con un crecimiento anual de 4.6% en un periodo de 10 años.

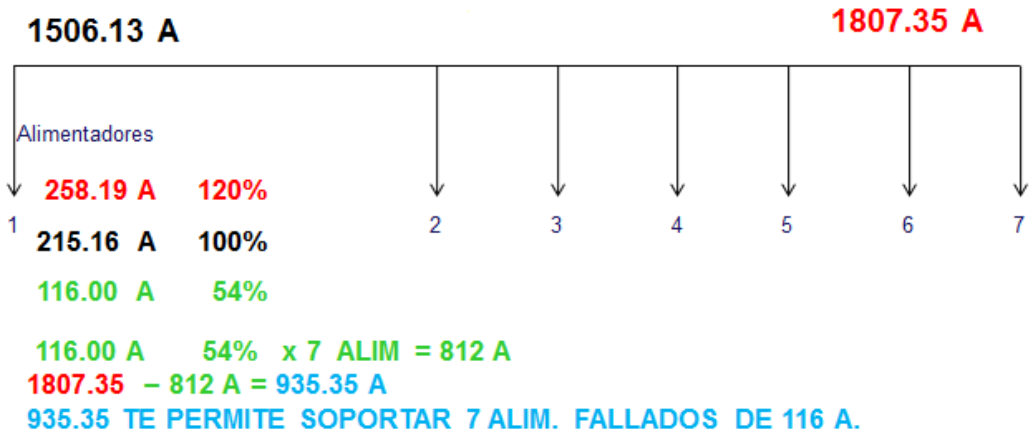
AÑOS	CORRIENTE	4.6 % CRECIMIENTO	% ALIM CARGA
2011	172	7.91	79.94
2012	179.91	8.28	83.62
2013	188.19	8.66	87.46
2014	196.84	9.05	91.49
2015	205.90	9.47	95.70
2016	215.37	9.91	100.10
2017	225.28	10.36	100.10
2018	235.64	10.84	104.70
2019	246.48	11.34	109.52
2020	257.82	11.86	114.56

Tabla 7. Porcentaje de Crecimiento sin proyecto con carga al 80%

Se observa que para el 2016, se operaría en el límite del 100% de carga de los transformadores, con nula flexibilidad en las maniobras en caso de fallas.

Por lo que se requiere de manera urgente instalar un transformador trifásico de 60 MVA, con 6 alimentadores en interruptor y medio.

El segundo escenario es con los transformadores al 54% de la carga.



Si se cargan al 54%, en un lapso de 10 años la carga llegaría al 80%, sin tener problemas de capacidad y de maniobras en caso de fallas.

AÑOS	CORRIENTE	4.6 % CRECIMIENTO	% ALIM CARGA
2011	116	5.34	53.91
2012	121.34	5.58	56.39
2013	126.92	5.84	58.99
2014	132.76	6.11	61.70
2015	138.86	6.39	64.54
2016	145.25	6.68	67.51
2017	151.93	6.99	67.51
2018	158.92	7.31	70.61
2019	166.23	7.65	73.86
2020	173.88	8.00	77.26

Tabla 8. Porcentaje de Crecimiento sin proyecto con carga al 54%

ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL	% CARGA	CARGA AL 54%	CARGA REQUERIDA
					AMP	%	AMP	AMP
1	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 21	0	0	116	-116
2	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 23	418	111	116	302
3	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 25	330	88	116	214
4	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 27	480	128	116	364
5	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 29	0	0	116	-116
6	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 31	0	0	116	-116
7	AZTECA	AZTECA	T01	ATK 33	0	0	116	-116
					1228		812	416
8	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 22	354	94	116	238
9	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 24	211	96	116	95
10	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 26	220	59	116	104
11	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 28	469	125	116	353
12	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 30	0	0	116	-116
13	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 32	0	0	116	-116
14	AZTECA	AZTECA	T02	ATK 34	0	0	116	-116
					1254		812	442

Tabla 9. Subestación Azteca al 54% de carga.

ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL	% CARGA	CARGA AL 54%	CARGA REQUERIDA
					AMP	%	AMP	AMP
15	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 21G	378	101	116	262
16	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 23G	300	80	116	184
17	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 25G	290	77	116	174
18	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG 27G	250	67	116	134
19	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG1	0	0	116	-116
20	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG3	0	0	116	-116
21	AZTECA	CERRO GORDO	T01	CRG5	0	0	116	-116
					1218		812	406
22	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 22G	273	73	116	157
23	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 24G	365	97	116	249
24	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 21XG	260	69	116	144
25	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 23XG	196	52	116	80
26	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 2	0	0	116	-116
27	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 4	0	0	116	-116
28	AZTECA	CERRO GORDO	T02	CRG 6	0	0	116	-116
					1094		812	282

Tabla 10. Subestación Cerro Gordo al 54% de carga.

ALIMENT	ZONA	SUBESTACION	TR	EQUIPO	CARGA MENSUAL	% CARGA	CARGA AL 54%	CARGA REQUERIDA
					AMP	%	AMP	AMP
29	AZTECA	MADERO	T01	MAD 21	452	121	135	317
30	AZTECA	MADERO	T01	MAD 23	396	101	135	261
31	AZTECA	MADERO	T01	MAD 25	161	43	135	26
32	AZTECA	MADERO	T01	MAD 27	398	106	135	263
33	AZTECA	MADERO	T01	NUEVO 1	0	0	135	-135
34	AZTECA	MADERO	T01	NUEVO 2	0	0	135	-135
					1407		810	597
35	AZTECA	MADERO	T02	MAD 22	502	134	101	401
36	AZTECA	MADERO	T02	MAD 24	105	28	101	4
37	AZTECA	MADERO	T02	MAD 26	383	102	101	282
38	AZTECA	MADERO	T02	MAD 28	164	44	101	63
39	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 3	0	0	101	-101
40	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 4	0	0	101	-101
41	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 7	0	0	101	-101
42	AZTECA	MADERO	T02	NUEVO 8	0	0	101	-101
					1154		808	346
44	AZTECA	MADERO	T03	MAD 21X	299	80	135	164
45	AZTECA	MADERO	T03	MAD 23X	600	160	135	465
46	AZTECA	MADERO	T03	MAD 25X	433	115	135	296
47	AZTECA	MADERO	T03	MAD 27X	426	114	135	291
48	AZTECA	MADERO	T03	NUEVO 5	0	0	135	-135
49	AZTECA	MADERO	T03	NUEVO 6	0	0	135	-135
					1758		810	948

Tabla 11. Subestación Madero al 54% de carga.

El déficit de carga es de 4514 A. para la Zona Azteca, por lo que se requiere de manera urgente programar una Subestación de 3 transformadores de 60 MVA, con 6, 7 u 8 alimentadores en interruptor y medio, para el año 2015, entre en servicio.

3.5. Ventajas de los 6, 7 u 8 alimentadores por transformadores

- Al aumentar el número de alimentadores por transformador, se reduce a la mitad la capacidad de los alimentadores, por lo tanto se tiene que en caso de falla.
- Menor número de usuarios, por lo tanto se disminuye el TIU (Tiempo de Interrupción al Usuario).
- En caso de que un alimentador falle, se puede soportar rápidamente la carga con otro alimentador.
- Se puede soportar hasta 3.5 alimentadores en falla, porque la carga es pequeña, que corresponde hasta 600 A.
- Se aumenta el uso de la capacidad del transformador hasta el 80%, teniendo las siguientes ventajas, en caso de falla de un alimentador, no se envejece el transformador al no sobrecargarlo hasta un 20% arriba de su capacidad.

3.6. Desventajas de cargar los transformadores al 80% de su capacidad nominal.

- Se debe de rediseñar los alimentadores de la red troncal de 23 kV, para que se pueda transferir la carga, de uno a otro con el fin que se darle confiabilidad al sistema.
- La posibilidad que se quedarse en sin alimentación por parte del transformador, es por mantenimiento del mismo o bien por falla del mismo.

Por lo que se deben considerar las maniobras para transferir la carga del transformador, o en se defecto tomar rediseñar la infraestructura que te permita realizar estas maniobras rápidamente.

3.7. Escenario Macro-Económico

Este año, derivado de la crisis financiera y económica a nivel mundial, la SENER, modificó dos veces los escenarios macroeconómicos que originalmente se habían recibido en abril de 2009.

Para ello se consideraron tres escenarios denominados:

- PLANEACION: Es el escenario con mayor crecimiento del PIB con una tasa media de crecimiento anual del Producto Interno Bruto (PIB) de 2.7 por ciento.
- ALTO: Es el escenario con mayor crecimiento del PIB con una tasa media 3.4 por ciento.
- BAJO: Corresponde a un desarrollo bajo de la economía y considera un tasa media de crecimiento de 1.8 por ciento.

Para el escenario de Planeación, las estimaciones actuales consideran que las ventas de electricidad más autoabastecimiento crecerán en promedio 3.6% cada año.

En los escenarios Alto y Bajo, el crecimiento anual del consumo de energía se estima en 4.3 % y 2.6 % respectivamente.

Adicionalmente las proyecciones regionales requieren, aparte de los modelos econométricos sectoriales, de la aplicación de modelos de estimación regional que consideran cuatro aspectos principales:

- Análisis de tendencias y comportamiento de los sectores a escala regional.
- Estudio de cargas específicas de importancia regional y nacional.
- Actualización anual de las solicitudes formales de servicio e investigaciones del mercado regional.

- Escenarios de autoabastecimiento y cogeneración con mayor probabilidad de realización.

Así, a partir de tres distintos escenarios de crecimiento y evolución de la economía, se estiman las trayectorias del consumo de energía a nivel nacional, regional y sectorial, antecedente indispensable para cuantificar las necesidades de capacidad de generación y transmisión del sistema.

3.7.1 Supuestos básicos

Población y vivienda: Las proyecciones elaboradas por el Consejo Nacional de Población (CONAPO). Para 2007 y 2008 se integró, además, una estimación del incremento vinculado al énfasis en la construcción de vivienda.

La proyección de la población estima una tasa media de crecimiento anual de 0.6% durante el periodo de pronósticos y 2.3 % anual en promedio para la vivienda. Estos supuestos implican un descenso gradual del tamaño promedios de las familias, de 3.5 habitantes por vivienda ocupada en 2008 a 2.6 en 2024.

Ventas del sector público: Las ventas del sector público en el Alto será de 4.5 % anual, y en el Bajo de 2.6% de crecimiento anual.[30]

[30] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL PROYECTO

4.1 Análisis Subestación “Fuego Nuevo”, Resumen Ejecutivo

Intercalación de Subestación compacta en SF6 con un transformador de potencia trifásico de 60 MVA, 230/23 kV y un banco de capacitores en media tensión de 3.6 MVAr, para interconectarse a la línea de transmisión de 230 kV que va de la Subestación Lago a la Subestación Madero, con un monto de $ 331 058 486.80 mdp

4.1.1 Problemática

Esta Subestación es una respuesta para cubrir el incremento de la demanda de energía eléctrica en la Zona Azteca. Derivado del incremento de la población y modificación al uso de suelo, viviendas unifamiliares se han convertido en multifamiliares por lo que han proliferado estos desarrollos.

La Subestación “Fuego Nuevo” nos permitirá resolver el problema de desabasto de energía y reforzar la infraestructura eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad específicamente en la zona azteca. Cabe señalar que esta Subestación nos proporciona flexibilidad para poder proporcionar los servicios eléctricos. El no contar con esta Subestación pondría en riesgo la inversión de particulares en la zona ocasionando problemas sociales, políticos y económicos.

Debido al incremento en la demanda de energía registrada en la zona azteca, y basados en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que puntualiza el crecimiento, pronosticando que la demanda máxima bruta del Sistema

Interconectado Nacional (SIN) muestra una tendencia de crecimiento. La evolución para 2011-2025 se espera a una tasa media anual de 4.0 por ciento.

Por lo antes expuesto se deduce que es necesaria la construcción de una Subestación en la estructura de la Zona Azteca, con la cual se modernizará, reforzará e incrementará la capacidad de la red, evitando cortes de energía debido al incremento de la demanda de carga en la zona.

4.1.2. Descripción del proyecto

Construcción de Subestación tipo compacta en SF6 “Fuego Nuevo” con un transformador de potencia trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV y un banco de capacitores en media tensión de 3.6 MVAr en media tensión. Construcción de 1.5 km de línea de alta de 230 kV tensión sobre postes troncocónicos para derivación de línea en anillo Lago-Madero.

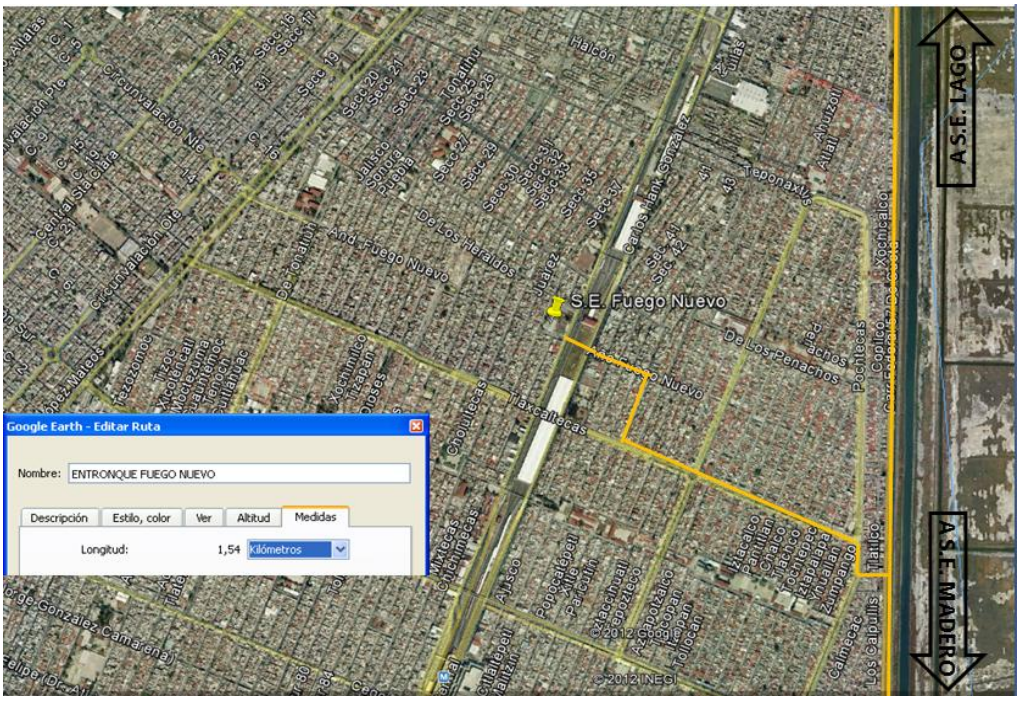


Figura 24. Obras necesarias para alimentación de Subestación Fuego Nuevo

4.1.3. Alternativas del proyecto

Se analizaron las alternativas que a continuación se describen:

Primera alternativa. Se consideró la instalación de un cuarto banco de 60 MVA en la Subestación Madero, pero no se tiene el espacio necesario en las instalaciones.

Segunda alternativa. Traer la energía de subestaciones eléctricas más lejanas, lo cual nos ocasiona mala regulación de voltaje y mayores pérdidas técnicas y no técnicas, lo que resultaría una reducción de la confiabilidad del suministro de energía y una pésima calidad en el servicio que se proporciona.

Tercera alternativa. Construir una nueva Subestación lo más cerca posible del punto de consumo, lo cual nos ayudaría a fortalecer la red.

Cuarta alternativa. Es instalar una Subestación móvil pero en caso de presentarse una falla eléctrica se pierde la Subestación y el servicio de suministro de manera total, restableciéndolo hasta la reparación de la avería, tiempo que dependerá de la magnitud de la falla. Ello ocurre por la falta de equipo de respaldo debido al carácter provisional de la Subestación.

Se eligió la alternativa de construir la Subestación “Fuego Nuevo”, debido a que se dispondrá de una mayor cantidad de energía eléctrica, que atenderá la creciente demanda de la división Norte del Valle de México.

A continuación se muestra el resumen del Análisis Costo-Beneficio mostrando las variables aplicadas y obtenidas en el proceso de evaluación:

Costo total de la inversión (mdp)	**331 058 486.80**
Relación beneficio/costo del proyecto	1.52
Tasa interna de retorno (tir)	41.30%
Tasa de descuento	12%
Valor presente de los costos (mdp)	3,502.77
Valor presente neto (mdp)	1,834.94
Valores presentes de beneficios (mdp)	5,337.7
Tasa de retorno inmediato (tir) en 2015 12	45.29%

Tabla 12. Análisis Costo-Beneficio Subestación "Fuego Nuevo"

4.2 Situación sin proyecto y posibles soluciones

De acuerdo al estudio de expansión de la división Norte del Valle de México, se requiere la construcción de la Subestación "Fuego Nuevo" para tener una mayor infraestructura eléctrica y de esta manera poder distribuir la energía eléctrica en la zona ya que se tiene contemplado un alto crecimiento de demanda con una tasa anual del 4% en el año 2016; en la proyección de dicha demanda para los años subsecuentes además se consideran nuevos e importantes requerimientos de solicitudes principalmente de desarrollos multifamiliares con sus servicios incrementando consecuentemente los MW requeridos como se ve en los valores del cuadro siguiente

Por lo que es necesario tener mayor disponibilidad de energía para atender esta demanda y evitar posibles disturbios debido a una sobrecarga en la Subestación. Se considera que el número total de usuarios beneficiados (nuevas solicitudes de servicio, usuarios con deficiente calidad de energía, usuarios afectados por racionalización de energía) con la realización del proyecto es de: 360, 000.

En el caso de no llevarse a cabo la construcción de la Subestación “Fuego Nuevo“, no será posible atender de manera adecuada la creciente demanda de energía de esta zona, ya que en este momento la infraestructura eléctrica disponible no es la indicada para atender esta demanda, debido a que las subestaciones de esta zona se encontraran a su capacidad firme para el 2016 y no es posible que atiendan la demanda ocasionada por los desarrolladores de vivienda principalmente, que en combinación con el desarrollo industrial, comercial y de servicios, va a propiciar que la infraestructura eléctrica sea insuficiente para soportar éstos incrementos en la demanda de energía.

En esta situación, las medidas de optimización no son prácticas de llevar a cabo, debido a la magnitud en el incremento de la demanda de energía eléctrica que será necesaria satisfacer, ya que la infraestructura actual no tendrá la capacidad para cubrir esta demanda, y la opción de incrementar la longitud de los alimentadores de subestaciones más lejanas nos provocaría pérdidas económicas y se tendría mala regulación del voltaje, afectando la calidad del servicio proporcionado. Es importante mencionar que en esta zona no se tiene, hasta el momento ninguna planta de generación distribuida.

Por tal razón se optó por construir la Subestación “Fuego Nuevo”, porque es una solución práctica para el suministro de energía en el corto plazo.

De acuerdo al análisis de la oferta y demanda de la situación sin proyecto de la siguiente tabla, se observa que en el año 2013 la demanda ya habrá rebasado a la oferta y con la infraestructura actual no es posible atender debidamente las solicitudes de servicio.

SUBESTACIONES		Años											
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021
		MW											
S.E. MADERO	Oferta	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	Demanda	95	96	98	99	101	103	104	107	108	110	112	113
FUTUROS: DESARROLLOS HABITACIONALES COMERCIALES E INDUSTRIALES	Demanda				55	60	70	75	80	85	90	95	100
TOTAL DE DEMANDA			96	98	154	161	173	179	187	193	200	207	213
DEFICIT O SUPERAVIT DE OFERTA			-33.6	-31.6	14.4	31.4	43.4	49.4	57.4	63.4	70.4	77.4	83.4

Tabla 13. Demanda incremental Zona Azteca

Los datos en la tabla reflejan la evolución de la demanda de energía eléctrica incluyendo las necesidades de desarrollos habitacionales y de cierta infraestructura de acuerdo con los datos proporcionados por la Gerencia de Distribución.

En base a modelos estadísticos y de pronósticos de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y mediante la aplicación del programa de cómputo desarrollado por CFE se obtuvo el cuadro anterior.

4.2.1 Alternativas de solución

Antes de tomar la decisión de construir la Subestación “Fuego Nuevo” se consideraron las siguientes alternativas:

Primera alternativa: se consideró la instalación de un cuarto banco de 60 MVA en la Subestación Madero, pero no se tiene el espacio necesario en las instalaciones.

Segunda alternativa: traer la energía de subestaciones eléctricas más lejanas, lo cual nos ocasiona mala regulación de voltaje y mayores pérdidas técnicas y no técnicas, lo que

resultaría una reducción de la confiabilidad del suministro de energía y una pésima calidad en el servicio que se proporciona.

Tercera alternativa: construir una nueva Subestación lo más cerca posible del punto de consumo, lo cual nos ayudaría a fortalecer la red.

Cuarta alternativa: es instalar una Subestación móvil pero en caso de presentarse una falla eléctrica se pierde la Subestación y el servicio de suministro de manera total, restableciéndolo hasta la reparación de la avería, tiempo que dependerá de la magnitud de la falla. Ello ocurre por la falta de equipo de respaldo debido al carácter provisional de la Subestación.

Se eligió la alternativa de construir la Subestación "Fuego Nuevo", debido a que se dispondrá de una mayor cantidad de energía eléctrica, que atenderá la creciente demanda de la Zona Azteca de la División Valle de México Norte.

Proyecto	Descripción	Año	Vida útil
S.E. Fuego Nuevo	Nueva subestación tipo compacta en SF6 con un transformador de potencia trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV y un banco de capacitores de 3.6 MVAr. Instalación de 1.5 km de línea de alta tensión en doble circuito proveniente de la Línea de transmisión de 230 kV Lago-Madero	2015	31 años

Tabla 14. Descripción de Obras Necesarias

4.2.2. Descripción del Proyecto

La puesta en servicio de la Subestación "Fuego Nuevo", se apega a lo establecido en la estrategia 15.9 del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND). Se desarrolla la infraestructura requerida para la prestación del servicio de energía eléctrica con un alto

nivel de confiabilidad, realizando inversiones que permitan atender los requerimientos de demanda en los diversos segmentos, así mismo de conformidad al Programa Sectorial de Energía se asegurará el abasto suficiente de energía eléctrica con calidad y oportunidad.

Al operar la Subestación “”Fuego Nuevo”, se contará con la capacidad necesaria y oportuna de transformación y distribución de energía eléctrica para satisfacer el fuerte y rápido incremento de la demanda de energía en la División Valle de México Norte, para dar el servicio necesario a los desarrollos habitacionales, industriales y comerciales que se están presentando en esta zona.

Con esta Subestación se espera beneficiar a 360,000 habitantes aproximadamente, contribuyendo al desarrollo socioeconómico de la zona.

Este corresponde a un proyecto de infraestructura económica, conforme al inciso i, numeral 2 de los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión, de la SHCP. Los Sectores Económicos son: Generación de Energía Eléctrica y Agua.

La meta anual y total en horizonte de evaluación es atender las crecientes necesidades de energía eléctrica que se han venido presentado en la División Valle de México Norte, debido principalmente a los desarrolladores de vivienda, comercio e industria.

4.2.3. Ventas

Los datos utilizados para la obtención de las ventas son tomados de estudios eléctricos realizados por CFE. Este cálculo se determina mediante el producto de la carga considerada, el factor de carga, las horas al año y el costo de venta de la energía, dato

proporcionado cada año por CFE mediante el documento: “Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica”.

VENTAS (Año 2016) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE CARGA X

COSTO ENERGÍA TARIFA DE VENTA

(Miles de pesos)

785,110.69 = (73 MW) X (8760Hrs) X (0.65) X (1.88882 M$/MWh)

El valor de las ventas a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la vida útil del proyecto (31 años), las ventas se pueden observar más adelante en el cuadro que muestra ventas y ahorros. En la columna cuyo título es Beneficio por venta de energía. Así como en el análisis de rentabilidad del caso base (con tasa de descuento del 12%).

4.2.4 Ahorros

Una alternativa para cubrir las necesidades de energía eléctrica en determinada zona es alargar la longitud de los alimentadores de subestaciones lejanas, pero esto ocasionaría pérdidas muy grandes de energía eléctrica y mala regulación en el voltaje.

Esta solución sería recomendable en caso de no tener otra opción, pero lo más conveniente es ampliar la Subestación eléctrica más cercana o construir una Subestación nueva, según convenga. De tal decisión se obtiene el beneficio de los ahorros por no alargar alimentadores.

Este cálculo se determina mediante el producto de la carga, las horas al año, el factor de pérdidas por alimentadores largos, factor de carga y el costo marginal considerando aguas arriba y aguas abajo de la energía, estos datos son proporcionados por CFE mediante el documento "Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica"; es decir:

AHORROS (Año 2012) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE PÉRDIDAS X FACTOR DE CARGA X (COSTO MARGINAL AGUAS ABAJO) + HORAS AL AÑO X FACTOR DE PÉRDIDAS X FACTOR DE CARGA X (COSTO MARGINAL AGUAS ARRIBA)

(Miles de pesos)

37,592.47 = (73 MW) X (8760Hrs) X (0.080) X (0.65) X (0.151580 M$/MWh) + (73 MW) X (8760Hrs) X (0.080) X (0.65) X (0.97892 $/MWh)

En la fórmula anterior, se utilizaron costos aguas arriba debido a que se considera la energía comprada a CFE, desde la generación hasta donde se instalará la Subestación. Los costos aguas abajo se consideran por el recorrido de la energía desde la Subestación hasta el punto de consumo.

Con la entrada en servicio de esta Subestación se reduce la probabilidad de falla en la zona, lo cual se traduce en ahorros por mantenimiento de equipo no programado.

El valor de los ahorros a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la vida útil del proyecto (31 años), las ventas se pueden observar más adelante en la tabla que muestra las ventas y ahorros. En la columna cuyo título es "Beneficios por ahorro por menos pérdidas en alimentadores."

Así como también en el cuadro del análisis de rentabilidad del caso base. (Tasa de descuento del 12%) bajo el mismo título.

Año	Energía anual suministrada (Ventas) mdp	Beneficios por ahorro total por menos pérdidas en alimentadores mdp	Total Ingresos Anuales mdp	Total valor Presente mdp
2015				
2016	100.379	4.8	105.2	66.8
2017	785.111	37.6	822.7	466.8
2018	849.640	40.7	890.3	451.1
2019	924.925	44.3	969.2	438.4
2020	1,000.210	47.9	1,048.1	423.3
:	:	:	:	:
:	:	:	:	:
2047	1,161.534	55.616	1,217.150	23.052
Total	**34,837.878**	**1,668.098**	**36,505.976**	**5,337.705**

Tabla 15. Análisis de ventas de energía eléctrica

Con el propósito de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la Zona Azteca, se realizaron los estudios de flujos de potencia y corto circuito considerando la infraestructura de CFE existente para esta zona. Se realizaron simulaciones para observar el comportamiento del sistema con la entrada en operación de la nueva Subestación.

Posteriormente se elaboró la ingeniería preliminar que consistió en determinar la ubicación de la Subestación bajo el derecho de vía y su tipo (convencional o SF6), así como determinar el listado de componentes y materiales a emplearse en su instalación, cuantificando el costo aproximado de labor.

Para la adquisición de los equipos, CFE se apega a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y se notifica el inicio de obra ante las Delegaciones Políticas correspondientes, en cuanto a la adquisición de los derechos de vía no son necesarias debido a que se realizarán dentro de los derechos de vía ya existentes pertenecientes a CFE.

Para este proyecto no es necesario obtener la manifestación de impacto ambiental debido a que se instalará dentro de los derechos de vía ya existentes pertenecientes a CFE, por lo que solo es necesario dar el aviso de obra de acuerdo a la norma NOM-114-SEMARNAT-1998.

La obtención de derechos de vía está a cargo del departamento jurídico, quienes ya se encuentran realizando las gestiones pertinentes.

El costo total del proyecto, considerando por separado las erogaciones a realizar tanto en la etapa de ejecución como de operación.

Para la etapa de ejecución, el calendario de inversiones por año y la distribución del monto total de la inversión en los componentes del proyecto o en sus principales rubros:

		2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Total mdp**
Fuego Nuevo	%	10.50	7.22	47.40	26.77	8.11	100%
Nueva subestación tipo compacta en SF6 con un transformador de potencia trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV y un banco de capacitores de 3.6 MVAr. Instalación de 1.5 km de línea de alta tensión en doble circuito proveniente de la Línea de transmisión de 230 kV Lago-Madero	**Total**	34.761	23.902	156.921	88.624	26.849	331.058

Tabla 16. Inversión calendarizada

En la elaboración del beneficio/costo se emplearon parámetros de costos como son: aguas arriba, aguas abajo y precio medio de venta de la energía para la evaluación económica del proyecto. Los valores antes mencionados son tomados del documento "Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica" editado por la Comisión Federal de Electricidad, correspondiente al año 2010. La tasa de descuento empleada en los cálculos para la determinación del Costo - Beneficio es del 12 %.

Técnicos	
Factor de Perdidas por alimentadores largos y sobrecargados	0.08
Factor de Mantenimiento	0.005
Factor de Carga	0.65
Socioeconómicos	
Costo Marginal Aguas Arriba	0.97892 $/MWh
Costo Marginal Aguas Abajo	0.151580 $/MWh
Tarifa de Venta	1.88882 M$/MWh

Tabla 17. Análisis de costos

Se verá favorecida la distribución de energía eléctrica suministrada en la División Valle de México Norte por la Subestación "Fuego Nuevo", al tener una infraestructura más robusta que permita brindar un mejor servicio.

4.3. Situación con proyecto

Con el proyecto se tendría una mayor infraestructura eléctrica y se podrá disponer de mayor cantidad de energía, teniendo e incrementando los ingresos por ventas a los diferentes sectores económicos a los que se les daría el servicio del fluido eléctrico, a diferentes usuarios tanto comercial como habitacional; así como mayores ahorros de energía por reducción de pérdidas eléctricas, lo anterior se puede observar en el siguiente cuadro, al entrar la Subestación "Fuego Nuevo" con un transformador en el año 2016, se

garantizaría el suministro del fluido eléctrico a diversos proyectos en la zona como las unidades habitacionales y los correspondientes servicios.

SUBESTACIONES		Años											
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
		MW											
S.E. MADERO	Oferta (C.F.)	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	Demanda	85.0	89.0	90.0	129.6	129.6	129.6	110.0	100.0	100.0	100.0	120.0	120.0
S.E. AZTECA	Oferta (C.F.)						64.8	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	Demanda						56.0	73.0	79.0	86.0	93.0	79.0	87.0
TOTAL DE DEMANDA QUE SE ATENDERIA RESPETANDO EL CONCEPTO DE CAPACIDAD FIRME					90.0	129.6	166.0	173.0	179.0	186.0	193.0	199.0	207.0
DEFICIT O SUPERAVIT DE OFERTA					37.6	18.4	-28.4	-86.2	-80.2	-73.2	-66.2	-60.2	-52.2

Tabla 18. Demanda incremental

Si no se llevará a cabo la construcción de la Subestación "Fuego Nuevo" no se tendría capacidad firme necesaria para abastecer los nuevos desarrollos habitacionales multifamiliares con sus consecuentes servicios.

4.3.1. Evaluación del Proyecto

Indicadores Económicos				
S. E. FUEGO NUEVO	**TIR**	**VPN mdp**	**B/C**	**TRI**
Nueva subestación tipo compacta en SF6 con un transformador de potencia trifásicos de 60 MVA, 230/23 kV y un banco de capacitores de 3.6 MVAr. Instalación de 1.5 km de línea de alta tensión en doble circuito proveniente de la Línea de transmisión de 230 kV Lago-Madero	**41.30%**	**1,834.939**	**1.52**	**45.29%**

Tabla 19. Indicadores para análisis de costo-beneficio

La inversión del proyecto cubrirá los siguientes costos:

- Costos de Ingeniería preliminar.
- Costos de Ingeniería de proyecto.
- Costos de adquisición de equipo y los materiales para su instalación.
- Costos de ejecución de obra.

4.3.2. Análisis de Rentabilidad

$331.058	**COSTO DEL PROYECTO ELEMENTAL MÍNIMO**
0.08	FACTOR DE PÉRDIDAS POR ALIMENTADORES LARGOS Y SOBRECARGADOS
0.12	TASA DE INTERES
1.80273	TASA PROMEDIO DE CRECIMIENTO DE DEMANDA DE LA DIVISIÓN NORTE
0.0050	FACTOR DE MANTO.
0.65	FACTOR DE CARGA
0.97892	COSTO MARGINAL AGUAS ARRIBA $/MWh
0.151580	COSTO MARGINAL AGUAS ABAJO $/MWh
1.88882	TARIFA DE VENTA (PRECIO MEDIO)
56.0	CARGA INICIAL EN MW
34.761	INV. 2012
23.902	INV. 2013
156.921	INV. 2014
88.624	INV. 2015
26.849	INV. 2016
8,760	HORAS AL AÑO

Tabla 20. Análisis de factores económicos

Los costos necesarios para llevar a cabo la operación del proyecto son:

- Costo marginal de la energía aguas arriba
- Costo marginal de la energía aguas abajo
- Costos de operación y mantenimiento anuales (materiales y salarios) representados por el 0.5% anual sobre el monto total de la inversión del proyecto, a partir de la entrada en operación.

4.3.3. Cálculo del Costo por Operación y Mantenimiento

Los datos utilizados para la obtención de los costos de operación y mantenimiento, son valorados mediante la suma de la inversión al año referido, multiplicado por el factor de operación y mantenimiento que es de 0.5% para una Subestación en SF6.

COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (Año 2012) =INVERSIÓN X FACTOR DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(Miles de Pesos constantes del 2007)

3,008.8 = (63,171.6 + 43,431.6 + 37,619.5 + 247,619.9 + 161,116.0 + 48,794.2 M$) X (0.005)

Para cada uno de los años durante la vida útil del proyecto (31 años), los costos se pueden ver más adelante en el cuadro, en la columna cuyo título es OPERACION Y MANTO. En el cuadro del análisis de rentabilidad del caso base. (Tasa de descuento del 12%).

4.3.4. Cálculo de los Costos Aguas Arriba

Corresponden a los costos asociados a la infraestructura eléctrica necesarios para hacer llegar la energía del punto de generación, al punto de recepción del nuevo proyecto.

Los datos utilizados para la obtención de los costos aguas arriba son los siguientes: la carga obtenida de estudios eléctricos realizados por CFE, las horas al año, el factor de carga y el costo marginal de la energía aguas arriba establecido por CFE mediante el documento "Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica"

COSTO AGUAS ARRIBA (Año 2012) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE CARGA X COSTO MARGINAL AGUAS ARRIBA

(Miles de Pesos)

406,899.8 = (73 MW) X (8760 hrs) X (0.65) X (0.97892 M$/MW-hrs)

El valor de los costos aguas arriba a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la operación del proyecto (31 años), los costos se pueden ver más adelante en el cuadro. En la columna bajo el titulo Costo Aguas Arriba. Así como en el análisis de rentabilidad del caso base (con tasa de descuento del 12%).

4.3.5. Cálculo de los costos Aguas Abajo

Los costos aguas abajo corresponden a los costos asociados a la infraestructura eléctrica necesarios para hacer llegar la energía del punto de entrega del nuevo proyecto, hasta los usuarios finales.

Los datos utilizados para la obtención de los costos aguas abajo son los siguientes: la carga obtenida de estudios eléctricos realizados por CFE, las horas al año, el factor de carga y el costo marginal de la energía aguas abajo establecido por CFE mediante el documento "Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica"

COSTO AGUAS ABAJO (Año 2012) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE CARGA X COSTO MARGINAL AGUAS ABAJO

(Miles de Pesos)

63,006.04 = (73 MW) X (8760 hrs) X (0.65) X (0.151580 M$/MW-hrs)

El valor de los costos aguas abajo a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la operación del proyecto (31 años), los costos se pueden ver más adelante en el cuadro, en la columna bajo el título Costo Aguas Abajo. Así como en el análisis de rentabilidad del caso base (con tasa de descuento del 12%).

Año	Inversión mdp	Costos Operación y mantto.	Costos aguas arriba	Costos aguas abajo	Costo Total	Valor presente de los costos mdp
2012	34.76				63.17	63.17
2013	23.90				43.43	38.78
2014	156.92				285.24	206.24
2015	88.62	0.46	52.02	8.06	221.66	140.87
2016	26.84	3.01	406.90	63.01	521.71	296.03
2017	:	3.01	440.34	68.18	511.54	259.16
:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:
2047		2.507	601.989	93.214	697.711	13.214
Total	**331.05**	**93.231**	**18,055.450**	**2,795.780**	**21,546.214**	**3,502.766**

Tabla 21. Análisis de costos con proyecto

4.3.6 Beneficios

Los datos utilizados para la obtención de las ventas son tomados de estudios eléctricos realizados por CFE, este cálculo se determina mediante el producto de la carga considerada, el factor de carga, las horas al año y el costo de venta de la energía, dato proporcionado cada año por CFE mediante el documento: "Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica".

VENTAS (Año 2016) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE CARGA X COSTO ENERGÍA TARIFA DE VENTA

(Miles de pesos)

785,110.69 = (73 MW) X (8760Hrs) X (0.65) X (1.88882 M$/MWh)

El valor de las ventas a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la operación del proyecto (31 años), las ventas se pueden ver más adelante en el cuadro, en la columna bajo el título Beneficio por venta de energía. Así como en el análisis de rentabilidad del caso base (con tasa de descuento del 12%).

Una alternativa para cubrir las necesidades de energía eléctrica en determinada zona es alargar la longitud de los alimentadores de subestaciones lejanas, pero esto ocasionaría pérdidas muy grandes de energía eléctrica y mala regulación en el voltaje. Esta solución sería recomendable en caso de no tener otra opción, pero lo más conveniente es ampliar la Subestación eléctrica más cercana o construir una Subestación nueva, según convenga. De tal decisión se obtiene el beneficio de los ahorros por no alargar alimentadores.

Este cálculo se determina mediante el producto de la carga, las horas al año, el factor de pérdidas por alimentadores largos, factor de carga y el costo marginal considerando aguas arriba y aguas abajo de la energía, estos datos son proporcionados por CFE mediante el documento “Parámetros de evaluación utilizados en proyectos a incorporar en la red eléctrica”.

AHORROS (Año 2016) = CARGA CONSIDERADA X HORAS AL AÑO X FACTOR DE PÉRDIDAS X FACTOR DE CARGA X (COSTO MARGINAL AGUAS ABAJO) + HORAS AL AÑO X FACTOR DE PÉRDIDAS X FACTOR DE CARGA X (COSTO MARGINAL AGUAS ARRIBA)

(Miles de pesos)

37,592.47 = (73 MW) X (8760Hrs) X (0.080) X (0.65) X (0.15158 M$/MWh) + (73 MW) X (8760Hrs) X (0.080) X (0.65) X (0.97892 $/MWh)

El valor de los ahorros a lo largo del horizonte de evaluación se modifica debido al incremento de la carga (MW) que se tenga pronosticada para la zona.

Para cada uno de los años durante la operación del proyecto (31 años), los ahorros se pueden ver más adelante en el cuadro, en la columna bajo el titulo BENEFICIOS POR AHORROS POR MENORES PERDIDAS EN ALIMENTADORES. Así como también en el cuadro de rentabilidad del caso base (tasa de descuento 12%) bajo el mismo título.

Año	Energía anual suministrada (Ventas) mdp	Ahorro total por menos pérdidas en alimentadores mdp	Total Ingresos Anuales mdp	Total valor Presente mdp
2015				
2016	100.379	4.8	105.2	66.8
2017	785.111	37.6	822.7	466.8
2018	849.640	40.7	890.3	451.1
2019	924.925	44.3	969.2	438.4
2020	1,000.210	47.9	1,048.1	423.3
:	:	:	:	:
:	:	:	:	:
2047	1,161.534	55.616	1,217.150	23.052
Total	**34,837.878**	**1,668.098**	**36,505.976**	**5,337.705**

Tabla 22. Análisis de ventas con proyecto

4.4 Análisis de sensibilidad y riesgos

El análisis de sensibilidad se efectuó con respecto a la tasa de descuento del 12%.

Tasa de descuento	Caso	VPN (mdp)	B/C	TIR %	TRI %	Años de recuperación
12%	BASE	1,834.94	1.52	41.30%	45.29%	8
	2 AÑOS MÁS	1,349.41	1.46	27.02%	34.19%	10
	4 AÑOS MÁS	1,059.07	1.42	22.63%	32.28%	13
	VARIACIÓN EN EL MONTO DE LA INVERSIÓN EN UN 518.677536%	0.00	1.00	12.00%	12.03%	>31
	VARIACIÓN EN LA CARGA AL 20.0052%	0.00	1.00	12.09%	12.17%	>31

Tabla 23. Análisis de Riesgos

La realización de este proyecto pudiera enfrentar los siguientes riesgos:

- Riesgo cambiario. Este se debe a la variación o fluctuación del tipo de cambio de las divisas.
- Riesgos políticos: Exigencias sociales que condicionan la ejecución de la obra.
- Riesgos económicos. Incremento de costos en la adquisición de equipos y materiales. No contar con la aprobación del techo presupuestal para ésta obra.
- Fenómenos meteorológicos. Afectación del programa de ejecución del proyecto.

- Riesgos técnicos. En caso de presentarse una falla eléctrica se pierde la Subestación y el servicio del suministro de manera total, restableciéndolo hasta la reparación de la avería, tiempo que dependerá de la magnitud de la falla.
- Permisos gubernamentales. Retraso en la entrega de los permisos ambientales y licencias de construcción para la Subestación.

CONCLUSIONES

Con la Subestación Eléctrica “Fuego Nuevo”, se contará con la infraestructura eléctrica de transformación necesaria de manera oportuna para satisfacer los requerimientos tanto actuales como los adicionales de energía que se prevé en un futuro próximo debido a la demanda de los desarrolladores de vivienda y centros comerciales. Así mismo, ayudará a las subestaciones zona, asegurando el suministro de energía eléctrica, abatiendo las pérdidas técnicas y bajando el TIU (Tiempo de Interrupción al Usuario).

Este proyecto cumple con la factibilidad técnica, económica y ambiental, de acuerdo con los lineamientos publicados por la SHCP para los proyectos de infraestructura económica y por ello su ejecución es viable.

Como podemos apreciar en este trabajo se ha contado con la última generación en subestaciones, al presentar este modelo encapsulado en gas SF6, que entre otras mejoras presenta la de omitir durante su tiempo de vida útil (30 años) un mantenimiento correctivo, presentando un ahorro considerable en este rubro, otra ventaja es la de mantenerse en operación de manera autónoma y sobretodo el que la tendencia a fallas es casi nula.

BIBLIOGRAFÍA

- Secretaria de Energía. (2005). *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones electricas (utilizacion).* Mexico.
- De la Garza Toledo, E. & Melgoza, J. (1994). *Historia de la industria Eléctrica en México Tomo I*. México, D.F., Colección CSH: Universidad Autónoma Metropolitana.
- Harper, G. E. (2010). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México, DF.: Limusa.
- CFE y la Electricidad en México Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx
- Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025, Recuperado el 20 de agosto de 2012, de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/_layouts/mobile/dispform.aspx?List=02198503-8a91-4a57-904d-d6558215bdf4&View=58b9a1a3-b23d-4a10-8b97-6e7c19221302&ID=2
- Subestación aislada en gas tipo ELK-04, Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/399ab59796cdf293c1257788002fe3a2/$file/ABB_1HDX580101es_ELK04%20.pdf
- Subestación aislada en gas tipo ELK-3, Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/9b34650a375c3666c1257b130057bd1b/$file/ELK-3_420_1HC0029799AGEn.pdf

- Subestaciones aisladas por gas desde 72.5 hasta 800 kV, Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/GIS_72_800_sp.pdf
- Gasisolierte Schaltanlagen bis 245 kV, 50 kA, 3150 A Typ 8DN9, Recuperado el 12 de mayo de 2014, de http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-transmission/high-voltage-substations/gas-insulated-switchgear/8dn9-switchgear-up-to-245-kv/downloads/GIS-8DN9-Ds-d.pdf