



**BUAP**

**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AVANZADO DE  
GESTIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA”**

**TESIS**

Que para obtener el grado de:

**MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**OSCAR DANIEL JIMÉNEZ ALDERETE**

Asesor de tesis:

**DR. CARLOS RAMÍREZ PACHECO**

Puebla, Pue.

Noviembre 2016



**BUAP**

OFICIO SIEP No. 2685/ 2016

**ING. OSCAR DANIEL JIMÉNEZ ALDERETE**  
Maestría en Ingeniería, Opción terminal Sistemas  
Eléctricos de Potencia  
Presente.

El suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, en atención a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AVANZADO DE GESTIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA”**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas eléctricos de potencia. Asignándose como Asesor de Tesis al Dr. Carlos Ramírez Pacheco.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

“Pensar bien, para vivir mejor”

Puebla, Puebla, a 20 de octubre de 2016.

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ**  
Director de la Facultad de Ingeniería

C.c.p. Dr. Carlos Ramírez Pacheco. Asesor tema de tesis.

C.c.p. Archivo.

ABH/GCC/dsm.

**60**  
AÑOS DE  
**AUTONOMÍA**  
UNIVERSITARIA

Facultad  
de Ingeniería

Bvd. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

ASUNTO: Autorización de impresión

**M. I. Fernando Daniel Lazcano Hernández**  
**Director de la Facultad de Ingeniería**  
**Benemérita Universidad Autónoma de Puebla**  
**PRESENTE**

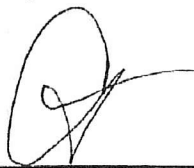
El suscrito, **Dr. Carlos Ramírez Pacheco**, asesor del tema de Tesis denominado: **"Implementación del Sistema Avanzado de Gestión de Redes de Distribución para la Optimización del Flujo de Potencia"**, presentado por el **C. Oscar Daniel Jiménez Alderete**, pasante de la Maestría en Ingeniería, opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio SIEP No. 2685/2016, de fecha 20 de octubre de 2016, me permito informar a usted que **después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía de la Tesis**, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Asimismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su examen profesional.

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

**Atentamente**

Puebla, Pue., 27 de octubre de 2016



---

**Dr. Carlos Ramírez Pacheco**  
**ASESOR DE TESIS**

157A

c.c.p.- Exámenes Profesionales  
Interesado  
Archivo



*“Una idea genial, está compuesta por un por ciento de inspiración y  
noventa y nueve por ciento de transpiración”*

**Thomas A. Edison**



# Tabla de contenido

<b>Agradecimientos</b> .....	1
<b>Resumen</b> .....	2
<b>Abstract</b> .....	3
<b>Abreviaturas</b> .....	4
<b>Introducción</b> .....	6
<b>Capítulo 1.- Definición del Tema</b> .....	9
1.1.- Planteamiento del problema .....	10
1.2.- Justificación.....	13
1.3.- Objetivo General.....	16
1.4.- Objetivos Específicos.....	16
1.5.- Alcance.....	16
1.6.- Limitaciones .....	17
<b>Capítulo 2.- Estado del Arte</b> .....	18
2.1.- La Naturaleza de la Carga Eléctrica y la Demanda.....	18
2.1.1.- Demanda de un Transformador de Distribución .....	23
2.1.2.- Demanda de un Alimentador de Distribución.....	27
2.1.3.- Características del Modelado de la Carga.....	30
2.2.- Importancia de la Infraestructura de Distribución .....	34
2.2.1.- Características de la Infraestructura de la ciudad de Puebla y área conurbada.....	40
2.2.1.1.    Subsistemas de Distribución .....	44
2.2.2.- Interacción entre un Sistema de Transmisión y Distribución .....	44
2.2.3.- Sistemas Primarios Aéreos de Distribución .....	46
2.2.3.1.    Configuraciones Típicas del Sistema de Distribución.....	47
2.2.3.2.    Componentes del Sistema Primario de Distribución .....	49
2.3.- Planificación y Operación Estratégica.....	52
2.3.1.- Criterios de Planificación.....	54
2.3.1.1.    Caída de Tensión .....	55



---

2.3.1.2.	Desbalance de Fases.....	57
2.3.1.3.	Estética .....	57
2.3.1.4.	Factor de Potencia.....	58
2.3.1.5.	Guía Integral del Plan Rector de Distribución .....	60
2.4.-	Visión <i>Smart Grid</i> .....	63
2.4.1.-	¿Qué son las Redes Inteligentes? .....	63
2.4.2.-	¿Por Qué Necesitamos las Redes Inteligentes? .....	65
2.4.3.-	La Distribución Inteligente .....	67
<b>Capítulo 3.-</b>	<b>Integración del ADMS.....</b>	<b>69</b>
3.1.-	Simulación de los Sistemas de Energía Eléctrica.....	70
3.2.-	Arquitectura del ADMS para el CCD-PBU.....	73
3.2.1.-	Panorama general.....	74
3.2.2.-	Inventario de Hardware .....	75
3.2.3.-	Inventario de Software .....	78
3.3.-	Modelo de Red en Media Tensión .....	78
3.3.1.-	Potencia Compleja .....	79
3.3.1.1.	Elemento Resistivo .....	81
3.3.1.2.	Elemento Inductivo .....	81
3.3.1.3.	Elemento Capacitivo.....	82
3.3.2.-	Componentes del Modelado del Sistema Eléctrico de Distribución.....	82
3.3.2.1.	Sistema de media tensión .....	83
3.3.2.2.	Modelo lineal en sistemas de distribución.....	85
3.3.2.3.	Capacitor en derivación.....	87
3.3.2.4.	Switch .....	87
3.3.2.5.	Cargas .....	87
3.3.3.-	Modelo de Red de Distribución en ADMS.....	87
<b>Capítulo 4.-</b>	<b>Casos de Análisis.....</b>	<b>100</b>
4.1.-	Análisis de Flujo de Potencia.....	102
4.2.-	Optimización del Flujo de Potencia.....	108
4.3.-	Estimación de Estado .....	118

---



<b>Conclusiones</b> .....	123
Rentabilidad de la implementación del ADMS .....	126
Evaluación financiera .....	127
Recomendaciones para Futuros Trabajos .....	132
<b>Referencias</b> .....	134
<b>Anexos</b> .....	138
Anexo 1.- <i>Paper</i> publicado en la RVP 2015 de la IEEE.....	138
Anexo 2.- Procedimiento de cálculo de flujo de potencia del ADMS, basado en el método iterativo de barrido progresivo regresivo.....	144
Anexo 3.- Ejemplos de catálogos capturados en DNB de conductores y equipo eléctrico .....	145



## Listado de Figuras

Fig. 1.1.- ADMS operando en más de 116 CCD del mundo [5].....	10
Fig. 2.1.- Comportamiento de la curva de demanda del consumidor [11] .....	21
Fig. 2.2.- Curva de demanda e intervalos de tiempo [11].....	21
Fig. 2.3.- Curva de demanda de 24 horas para el consumidor [11] .....	22
Fig. 2.4.- Curva de demanda de 24 horas para cuatro consumidores [11] .....	23
Fig. 2.5.- Curva de demanda diversificada del transformador [11] .....	24
Fig. 2.6.- Curva de duración de carga del transformador [11] .....	25
Fig. 2.7.- Curva de factores de diversidad [11].....	26
Fig. 2.8.- Curva de demanda de un alimentador [11] .....	27
Fig. 2.9.- kW de demanda contra kW/h para consumidores residenciales [11] .....	29
Fig. 2.10.- Potencia de los tipos de carga en función del voltaje [16].....	31
Fig. 2.11.- Perfil diario de carga de un consumo típico residencial promedio [elaboración propia] .....	33
Fig. 2.12.- Perfil diario de carga de un consumo típico comercial bajo [elaboración propia] .....	33
Fig. 2.13.- Perfil diario de carga de un consumo típico comercial alto [elaboración propia] .....	33
Fig. 2.14.- Perfil diario de carga de un consumo típico industrial bajo [elaboración propia] .....	33
Fig. 2.15.- Perfil diario de carga de un consumo típico industrial alto [elaboración propia].....	34
Fig. 2.16.- Perfil diario de carga de un consume típico rural promedio [elaboración propia].....	34
Fig. 2.17.- Inversiones en la infraestructura eléctrica en México [19].....	35
Fig. 2.18.- Frontera operativa entre las ZOT y CCD para subestaciones reductoras de 400, 230, 161, 138, 115, 85, 69 kV/34.5, 23, 13.8 y 6.6 kV [6] .....	35
Fig. 2.19.- Instalaciones consideradas para la frontera operativa entre el Distribuidor y el Transportista [6] .....	36
Fig. 2.20.- Frontera operativa y de activos entre el Distribuidor y el Transportista [6].....	37
Fig. 2.21.- Redes Generales de Distribución en MT de las 16 Divisiones de Distribución de la CFE [21]38	
Fig. 2.22.- Red de distribución de alimentadores de Puebla y área conurbada [elaboración propia]... 41	
Fig. 2.23.- Tipos de sistemas de distribución en media tensión [23] .....	42
Fig. 2.24.- Diseños de subestaciones que aumentan la confiabilidad del suministro eléctrico [22] .....	45
Fig. 2.25.- Un alimentador primario con sus principales componentes [22] .....	48
Fig. 2.26.- Configuraciones típicas de los alimentadores aéreos radiales [25] .....	48
Fig. 2.27.- Estructura tipo TE: Te Sencilla, cruceta C4T [elaboración propia] .....	49
Fig. 2.28.- Estructura tipo PS: Punta-poste Sencilla, cruceta C4T [elaboración propia] .....	49
Fig. 2.29.- Estructura tipo VS: Volada Sencilla, cruceta C4V [elaboración propia] .....	50
Fig. 2.30.- Estructura tipo KA para red compacta [elaboración propia] .....	50
Fig. 2.31.- Mapa de distribución del alimentador AUN-4015 Reforma Sur [8].....	52
Fig. 2.32.- Perfil de tensión de un alimentador primario [25].....	56
Fig. 2.33.- El impacto del desbalance en un circuito de distribución [25] .....	57
Fig. 2.34.- Calibre sobre dimensionado de un conductor en troncal del alimentador primario [25] ....	58
Fig. 2.35.- Resistencia, reactancia y su relación en un circuito primario de distribución [elaboración propia].....	58



Fig. 3.1.- Arquitectura y componentes de alto nivel del ADMS [5].....	70
Fig. 3.2.- Proceso de simulación [34] .....	72
Fig. 3.3.- Diagrama del Sistema lógico del ADMS [35] .....	74
Fig. 3.4.- Diseño del centro de producción [35] .....	76
Fig. 3.5.- Circuito simple de carga [36].....	80
Fig. 3.6.- Representación fasorial de las relaciones de la potencia compleja [36] .....	81
Fig. 3.7.- Representación del circuito de un generador monofásico conectado a una carga [36] .....	82
Fig. 3.8.- Diagrama de la conexión estrella con el neutro aterrizado de un sistema de distribución en media tensión [36] .....	83
Fig. 3.9.- Modelo de línea corta de distribución [36].....	85
Fig. 3.10.- Modelo de las componentes representativas de un alimentador: diagrama unifilar [36] ...	86
Fig. 3.11.- Entradas y salidas para el modelo de red [5] .....	88
Fig. 3.12.- Flujo de datos de importación-exportación INFORMIX-ADMS [elaboración propia] .....	96
Fig. 3.13.- Alimentador LML-5020 Refa, modelado en SIGED [13] .....	96
Fig. 3.14.- Insumos necesarios para el ADMS [elaboración propia].....	97
Fig. 3.15.- Alimentadores de la ciudad de Puebla y área conurbada, modelados en SIGED [13] .....	97
Fig. 3.16.- Modelo de red de la ciudad de Puebla y área conurbada en ADMS [elaboración propia] ...	98
Fig. 4.1.- Topología (noviembre 2015) del alimentador LML-5020 Refa [8] .....	100
Fig. 4.2.- Arreglo arbolado de la red del alimentador en 34.5 kV (noviembre 2014) [39].....	103
Fig. 4.3.- Sentido y magnitud del flujo de potencia de las variables eléctricas en DMD para LML-5020 [elaboración propia].....	106
Fig. 4.4.- Arreglo arbolado de la red del alimentador en 34.5 kV (noviembre 2015) para su diagnóstico [elaboración propia].....	110
Fig. 4.5.- Vista geográfica del alimentador LML-5020 con su flujo de potencia [elaboración propia] .....	111
Fig. 4.6.- Vista unifilar del alimentador LML-5020 con su flujo de potencia [elaboración propia].....	112
Fig. 4.7.- Perfil de voltaje de los transformadores de servicio de los usuarios del LML-5020 [elaboración propia] .....	115
Fig. 4.8.- Perfil de sobrecarga ('cuellos de botella') de las secciones de red del LML-5020 [elaboración propia] .....	115
Fig. 4.9.- Perfil de sobrecarga de los transformadores de servicio de los usuarios de LML-5020 [elaboración propia].....	116
Fig. 4.10.- Modelo e inserción del banco de capacitores en LML-5020 [elaboración propia] .....	117
Fig. 4.11.- Flujo de datos del proceso de estimación de estado para distribución [elaboración propia] .....	120
Fig. 4.12.- Topología del alimentador AXT-4020 modelada en el ADMS [elaboración propia] .....	121
Fig. 4.13.- Comparativo del flujo de carga medido contra el flujo de carga calculado [elaboración propia] .....	122
Fig. 4.14.- Modelo de una subestación de distribución con señalización SCADA [elaboración propia] .....	122



## Listado de Tablas

Tabla 2.1.- Características de las cargas individuales conectadas al transformador de distribución [11].....	24
Tabla 2.2.- Factores de diversidad calculados para 1 hasta 70 clientes de un transformador de distribución [11].....	26
Tabla 2.3.- Estudio de flujo convencional vs estimación de estado [14] .....	29
Tabla 2.4.- Factores de carga de acuerdo al tipo de usuario [15].....	32
Tabla 2.5.- Alimentadores, poblaciones y área de cobertura del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada [elaboración propia] .....	40
Tabla 2.6.- Transformadores del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada [elaboración propia].....	41
Tabla 2.7.- Tipo de sistema A: 3 fases 4 hilos para sistemas de distribución en media tensión [24] .....	43
Tabla 2.8.- Tensiones eléctricas de acuerdo al número de hilos del sistema de distribución [24].....	43
Tabla 2.9.- Conductores desnudos aéreos más utilizados para las redes de distribución de CFE [24] .....	51
Tabla 2.10.- Ventas totales del servicio público por sector 2012-2027 [18] .....	66
Tabla 3.1.- Detalles específicos del Sistema PCS [35] .....	76
Tabla 3.2.- Detalles específicos del Sistema QAS [35] .....	77
Tabla 3.3.- Detalles específicos de la estación de trabajo PCS [35] .....	77
Tabla 3.4.- Detalles específicos de la estación de trabajo QAS [35] .....	77
Tabla 3.5.- Aplicaciones virtuales e inventario de hardware [35] .....	77
Tabla 3.6.- Inventario de la licencia base [35] .....	78
Tabla 4.1.- Variaciones de voltaje de larga duración, aceptables [38] .....	101
Tabla 4.2.- Perfiles de carga de LML-5020 del 11 de noviembre de 2014 [39] .....	102
Tabla 4.3.- Resultados del flujo de potencia con algoritmo en MATLAB [39] .....	105
Tabla 4.4.- Reporte de <i>Load Flow</i> de ADMS, parte 1 [elaboración propia] .....	106
Tabla 4.5.- Reporte de <i>Load Flow</i> de ADMS, parte 2 [elaboración propia] .....	107
Tabla 4.6.- Resultados de flujo de potencia del ADMS en la troncal del alimentador LML-5020 [elaboración propia].....	108
Tabla 4.7.- Usuarios y demanda del alimentador LML-5020 (noviembre 2015) [elaboración propia].....	109
Tabla 4.8.- Resultados de flujo de potencia del ADMS en la troncal actualizada del alimentador LML-5020 [elaboración propia] .....	111
Tabla 4.9.- Reporte actualizado de <i>Load Flow</i> ADMS, parte 1 [elaboración propia].....	113
Tabla 4.10.- Reporte actualizado de <i>Load Flow</i> de ADMS, parte 2 [elaboración propia].....	114
Tabla 4.11.- Pérdidas en kW y kVAR de los bancos de transformación de los usuarios [elaboración propia] .....	115
Tabla 4.12.- Datos de entrada y resultados del flujo de potencia en los transformadores y carga, modelados [elaboración propia] .....	116
Tabla 5.1.- Inversiones involucradas [elaboración propia] .....	128
Tabla 5.2.- Valores de recuperación [elaboración propia] .....	128
Tabla 5.3.- Depreciación/Amortización anual y acumulada en el horizonte de tiempo [elaboración propia] .....	129
Tabla 5.4.- Flujos de efectivos netos del año 0 al 5 [elaboración propia].....	131
Tabla 5.5.- Flujos de efectivo netos del año 6 al 10 [elaboración propia].....	131
Tabla 5.6.- Indicadores de rentabilidad de la solución ADMS [elaboración propia].....	132



## Agradecimientos

---

*La palabra gracias proviene del latín gratia, la cual deriva de gratus que significa 'agradable', y en origen gratia significa la honra o alabanza que, sin más, se tributa a otro. Agradecer es un acto de nobleza.*

*Expreso mi agradecimiento a todas aquellas personas y entidades que de alguna u otra forma, han renunciado a su tiempo y recursos, para entregarlos desinteresadamente y contribuir a la culminación de esta Tesis. Son ellos y su voluntad, los que han hecho posible este trabajo.*

*Agradezco a **Dios** por todas las bondades y enseñanzas de vida. A **mis padres, mis abuelos** por su enseñanza, dedicación, esfuerzo, ejemplo, apoyo y estímulo. A **Mi hermana y mi novia**, por la paciencia, apoyo y continuo estímulo.*

*A todos **mis profesores y asesores de Tesis**, por haber compartido sus cúmulos de conocimientos, colaboración, dedicación y disciplina. **Mis compañeros** de aula, gracias por esos buenos momentos. A la Facultad de Ingeniería de la **Benemérita Universidad Autónoma de Puebla** por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios de maestría.*

*A la institución donde laboro, la **Comisión Federal de Electricidad**, por haberme brindado la oportunidad de explorar la industria eléctrica y por el estímulo para la constante capacitación. Al equipo de trabajo de **Schneider Electric** tanto en México, España y en Serbia. Mis compañeros de trabajo, **mis amigos**.*

*Comparto con todos ustedes el mérito, la dicha y satisfacción de ver concluido este grado académico que, sin su activa colaboración, no habría podido concluir. No quiero cometer el error imperdonable de omitir a alguien, pero cada uno de ustedes que lee estos agradecimientos, recordará con satisfacción la aportación que le corresponde y siempre sabrá mi reconocimiento.*

**¡Gracias!**



## Resumen

---

La planificación y operación de la red eléctrica tienen que ser dos conceptos que el ingeniero de distribución debe dominar para una eficiente gestión de la red en el corto, mediano y largo plazo. La gestión de las redes de distribución, está siendo impactada por la reestructuración del sector eléctrico, la cada vez mayor exigencia de los usuarios y la vanguardia tecnológica. Además, debe contar con un sólido conocimiento del comportamiento del flujo de carga, para así aprovechar al máximo el uso de las herramientas de análisis u otros avances tecnológicos.

Dentro de las tecnologías que tendrán el mayor impacto, destaca el *software* para el control y monitorización de las redes en tiempo real y por consecuencia, su automatización. El presente trabajo se divide en cinco capítulos, describiendo el proceso de implementación del ADMS (*Advanced Distribution Management System*), cuyo objetivo es el de compartir las experiencias de diseño, desarrollo y beneficios de este sistema pionero en el centro de control de distribución (CCD) de la ciudad de Puebla y área conurbada en media (13.8 y 34.5 kV) de la División de Distribución Centro Oriente de la Comisión Federal de Electricidad.

En el capítulo 1 se describe el planteamiento del problema para atender las necesidades y exigencias dados los cambios regulatorios en el sector eléctrico. Se explica la justificación, el alcance y las limitaciones que se tiene en la implementación del ADMS.

En el capítulo 2 se expone el estado del arte: conceptos relacionados con las características de la carga y flujo de potencia; así como también resaltar la importancia del sistema de distribución, dado que es el eslabón de un sistema eléctrico que tiene contacto directo con los usuarios de energía.

En el tercer capítulo se describe la propuesta de la integración del ADMS en el CCD de la ciudad de Puebla, lugar donde se gestionarán las redes con esta solución. Se explica la arquitectura de dicha integración con otros sistemas existentes. Además, se describirá como se llevó a cabo el modelo de la red, equipo eléctrico y la carga. Esto para entender el funcionamiento del sistema en el momento de llevar a cabo las simulaciones del flujo de potencia.

En el capítulo cuarto se ostentan casos de estudio: un análisis de flujo de potencia y la estimación de estado mediante las mediciones en tiempo real provenientes del control supervisorio, así como la validación de los resultados mediante la comprobación de los cálculos y mediciones, que permitirá un mayor entendimiento de la dinámica del ADMS.

Finalmente, en el capítulo 5 se exhiben las conclusiones derivadas de la aplicación y el trabajo realizado, una evaluación económica del proyecto de implementación, así como una serie de recomendaciones para futuros trabajos con el objetivo de mejorar el servicio de suministro eléctrico.

La propuesta de integración de esta nueva herramienta de análisis, proveerá la información necesaria para mejorar el desempeño en la gestión de la red y fomentará la visión de redes inteligentes.



## Abstract

---

Distribution electrical systems planning and operation are concepts that engineers must master to have efficient management in the short, medium, and long term. The management of distribution systems is being impacted by the restructuring of the electricity sector, the growing power demands of users, and the latest technology. Engineers must have a solid understanding of power flow and load demand characteristics. This knowledge, along with analysis tools and other technological advances, will help engineers maximize power supply for all users.

The following Master's Thesis has been divided into five chapters that describe the process of implementing the Advanced Distribution Management System (ADMS). It aims to share the experiences of design, development, and benefits of this pioneering system at the Distribution Control Center of Comisión Federal de Electricidad, which manages the distribution system of Puebla City and surrounding areas.

Chapter one describes the main problem of meeting needs and requirements given by the regulatory changes in the electricity sector. It also explains the justification, scope, and limitations of the implementation of ADMS.

Chapter two indicates the guidelines for the design and operation of the distribution systems that must be respected. Concepts related to the understanding of the load are shown, as well as the highlights of the importance of the distribution system. This has great important because it is linked to an electrical system that has direct contact with energy users.

The third chapter describes the proposed integration of ADMS at the Distribution Control Center in Puebla. It explains the architecture of this integration with existing systems. Furthermore, to understand the operation system at the time of carrying out simulations of power flow, the chapter will describe the network model, electrical equipment and its power.

Chapter four includes power flow case studies that will allow a greater understanding of the dynamics of ADMS. The studies analyze the power flow and estimate the status through real-time measurements from supervisory control that are validated with calculations and measurements.

The last chapter covers the conclusions of the application and the work performed, as well as a series of recommendations aimed at improving electricity supply service and customer satisfaction.

The proposed integration of this new analysis tool will provide the necessary information to improve the performance of the distribution systems increase the vision of smart grids.



## Abreviaturas

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
<b>ACSR</b>	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i> (conductor de aluminio con centro de acero galvanizado)
<b>ADMS</b>	<i>Advanced Distribution Management System</i> (sistema avanzado de gestión de distribución)
<b>AT</b>	Alta Tensión
<b>BD</b>	Base de Datos
<b>BT</b>	Baja Tensión
<b>CAIDI</b>	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i> (Índice de Duración Promedio de las Interrupciones por Usuario en Distribución)
<b>CCD</b>	Centro de Control de Distribución
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía
<b>CENAL</b>	Centro Nacional del CENACE
<b>CENALTE</b>	Centro Nacional Alterno
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CIM</b>	<i>Common Information Model</i> (modelo de información común)
<b>CIS</b>	<i>Customer Information System</i> (sistema de información del cliente)
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>DDCOR</b>	División de Distribución Centro Oriente
<b>DMD</b>	Diagrama Mímico Dinámico
<b>DMS</b>	<i>Distribution Management System</i> (sistema de gestión de distribución)
<b>DNB</b>	<i>Distribution Network Builder</i> (constructor de la red de distribución)
<b>DNS</b>	<i>Domain Name System</i> (sistema de nombre dominio)
<b>DOF</b>	Diario Oficial de la Federación
<b>EMS</b>	<i>Energy Management System</i> (sistema de gestión de la energía)
<b>EPS</b>	Empresa Productiva Subsidiaria
<b>FENDI</b>	Flujo de Efectivo Después de Impuesto
<b>FP</b>	Factor de Potencia
<b>GIS</b>	<i>Geographic Information System</i> (sistema de información geográfica)
<b>GPS</b>	<i>Global Position System</i> (sistema de posicionamiento global)
<b>INEGI</b>	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
<b>INPC</b>	Índice Nacional de Precios al Consumidor
<b>IP</b>	<i>Internet Protocol</i> (protocolo de internet)
<b>LIE</b>	Ley de la Industria Eléctrica
<b>MEM</b>	Mercado Eléctrico Mayorista
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>NI</b>	Número de Interrupciones



<b>ACRÓNIMO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
<b>OMS</b>	<i>Outage Management System</i> (sistema de gestión de contingencias)
<b>PBU</b>	Puebla Uno
<b>PCS</b>	<i>Primary Control System</i> (sistema control primario)
<b>PIE</b>	Productores Independientes de Energía
<b>PMU</b>	Unidades de Medición Fasorial
<b>QAS</b>	<i>Quality Assurance System</i> (sistema de aseguramiento de la calidad)
<b>RGD</b>	Redes Generales de Distribución
<b>RNT</b>	Red Nacional de Transmisión
<b>RTDB</b>	<i>Real Time Data Base</i> (base de datos en tiempo real)
<b>SAIDI</b>	<i>System Average Interruption Duration Index</i> (Índice de la Duración Promedio de Interrupciones en Distribución)
<b>SAIFI</b>	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> (Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en Distribución)
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> (control supervisorio y de adquisición de datos)
<b>SED</b>	Sistema Eléctrico de Distribución
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia
<b>SHCP</b>	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
<b>SIGED</b>	Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución
<b>SIMOCE</b>	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía
<b>SQL</b>	<i>Structured Query Language</i> (lenguaje estructurado de instrucciones)
<b>T&amp;D</b>	Transmisión y Distribución
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>TIU</b>	Tiempo de Interrupción por Usuario
<b>TPR</b>	Tiempo Promedio de Restablecimiento
<b>TREMA</b>	Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva
<b>UCM</b>	Unidad Central Maestra
<b>UPA</b>	Usuarios Promedio Afectados
<b>UTR</b>	Unidad Terminal Remota
<b>VPN</b>	<i>Virtual Private Network</i> (red privada virtual)
<b>ZOT</b>	Zona de Operación Transmisión



## Introducción

---

Como es de conocimiento de todos, la electricidad es una de las principales formas de energía que tiene mucha demanda hoy en día. Sin ella, no se concebiría la vida como hoy se conoce. No existiría la iluminación, ni las comunicaciones de radio o televisión, los servicios telefónicos, de transporte, las máquinas en las distintas industrias y en el hogar; se tendría que prescindir de aparatos eléctricos que atienden a las necesidades más básicas. Los beneficios del uso de la energía eléctrica están en cada una de las actividades de la vida diaria.

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) era la única compañía encargada de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en todos los rincones del país. La CFE deja de ser organismo público descentralizado y se convierte en una empresa productiva del Estado. El año 2014, fue un año crucial en la historia de la CFE y en la implementación de la Reforma Energética. Esto a raíz de la publicación en materia energética de las leyes secundarias en agosto de 2014 y la promulgación de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), esta última que sustituye a la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.

Estas leyes mencionadas, sentaron las bases y las reglas para la creación de un mercado eléctrico competitivo y abierto a la inversión privada. La nueva LIE permite al sector privado que participe en la generación y comercialización de la electricidad, mientras que se mantiene el control y operación de la red eléctrica por parte de una empresa estatal.

Así pues, en 2014 la CFE se convirtió en una empresa productiva del Estado cuyo artículo 2 de la ley de la CFE, cita: “La Comisión Federal de Electricidad es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la presente Ley” [1]. El artículo 5 de dicha ley, cita su objetivo: “La Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano” [1].

Asimismo, en cumplimiento del mandato constitucional, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el nuevo organismo que contará con recursos humanos y materiales necesarios para ser el operador independiente de todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este nuevo esquema de la industria eléctrica en México, tanto la Secretaría de Energía (SENER) como la Comisión Reguladora de Energía (CRE) contarán con las facultades regulatorias y de supervisión sobre el MEM.



El 28 de agosto de 2014, en el Diario Oficial de la Federación (DOF), fue publicado el decreto para la creación del CENACE como el organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, conforme al artículo 107 de la LIE. La planificación y modernización de la red nacional de transmisión (RNT) y de las redes generales de distribución (RGD) que correspondan al MEM, serán cargo del CENACE.

El control operativo del SEN, la RNT y las RGD de la electricidad son considerados rubros estratégicos por lo que permanecerán al Estado Mexicano a través de las empresas estatales pero la iniciativa privada podrá participar en la transmisión y distribución de la energía eléctrica mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones con personas físicas o morales del sector público o privado, con las empresas estatales.

La CFE es hoy en día un organismo competitivo bajo el régimen de empresa productiva del Estado, la cual podrá participar en el MEM mediante empresas subsidiarias y filiales. Los activos de la CFE no serán privatizados y continuará siendo el suministrador del servicio básico de energía eléctrica para los clientes residenciales, así como para los pequeños y medianos clientes bajo el esquema de tarifas reguladas.

El artículo 10 de la ley de la CFE, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, establece que para salvaguardar el acceso abierto, la operación eficiente y la competencia en la industria eléctrica, la CFE realizará actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, la Proveeduría de Insumos Primarios para la industria eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de manera estrictamente independiente entre ellas, para lo cual establecerá la separación contable, funcional y estructural que se requiera entre sus divisiones, regiones y empresas productivas subsidiarias (EPS) y empresas filiales (EF) de acuerdo con la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER, la normatividad en materia de competencia económica y la regulación para el efecto establezca la CRE.

Así pues, CFE Distribución tiene como objeto la conducción de la energía eléctrica a través de las RGD y sus implicaciones que esto conlleve. De acuerdo al capítulo 4 de los Términos para la estricta separación legal de la CFE, establece que la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de la CFE se realizará por conducto de EPS creadas para ese propósito, de conformidad con lo previsto en los artículos 57 y 63 de la ley de la CFE, y 30 y 31 de la LIE.

Como se menciona y tras la Reforma Energética, la industria eléctrica presenta una nueva estructura. Entre el período 2004-2014, se incrementó el consumo nacional de energía eléctrica a una tasa promedio de 2.9% anual, para ubicarse en 244,673.1 GWh en 2014, mientras que la economía mexicana presentó un crecimiento de 2.5%. Al final de 2014, el SEN tenía una capacidad instalada eléctrica de 65,451.8 (MW). El 83.1% pertenecía a la CFE (54,366.9 MW), 8.9 % por autoabastecimiento, 5.4% cogeneradores y el restante 2.7% por otros auto consumidores. En 2014, la generación total de energía se ubicó en 301,462.0 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, de los cuales el 85.6% provino del servicio público, y la demanda máxima en el año 2014 fue de 39,000 MW [2].



Los consumidores exigen mejor calidad en el suministro eléctrico, es por eso que se tiene que dar una mayor confiabilidad y cuidar que la calidad de la energía se encuentre dentro de los parámetros aceptables de acuerdo a las necesidades de los clientes. Algunos años atrás, se le daba mucho más peso sólo a la confiabilidad de suministro, es decir, contar con el menor número de interrupciones (NI) posible pero, dado la diversidad en el uso de nuevas tecnologías y cargas no lineales para los procesos industriales (inclusive en casas residenciales), pues se exige mejores pautas en el suministro eléctrico. Además, de que los clientes industriales representan un alto nivel de ingreso para la CFE, por ventas de energía eléctrica. El sector con mayor crecimiento fue el doméstico, seguido de la mediana industria y el comercial. Los que descendieron fueron los servicios públicos, la gran industria y los servicios agrícolas. En los últimos diez años el número de usuarios tuvo una tasa de crecimiento medio anual de 5.8%, con lo que, en 2014 la CFE abasteció de energía eléctrica a aproximadamente 39 millones de usuarios, siendo el sector doméstico o residencial, el de mayor participación dentro del total. [2]

De este modo, la CFE tiene que dar cumplimiento oportuno al calendario de la implementación de los principios de la Reforma Energética y es imperativo la evolución por la implementación de acciones que incrementen la eficiencia energética para el aprovechamiento racional y sustentable de la electricidad en la industria y la incorporación de nuevas tecnologías en su conjunto.

Se encuentran en operación planes operativos para atender las exigencias y mejorar el desempeño para brindar a los clientes un servicio de suministro eléctrico de mayor calidad, a menor costo en beneficio de las familias mexicanas. Así pues, la CFE reconoce sus fortalezas y debilidades; así como aprovechar las oportunidades y combatir las amenazas con estrategias eficientes. En este sentido, la implementación de un *software* que ayude con la gestión de las redes de operación, es necesario para atender las exigencias del mercado.

Se hace imperativo contar con un *software* avanzado para la optimización del flujo de potencia, visualización de los parámetros en tiempo real, mejorar la confiabilidad del suministro, disminuir pérdidas y atender mejor en casos de contingencias (disminuir los tiempos de interrupción).

El presente trabajo de tesis, describirá el proceso de implementación del ADMS cuyo objetivo general es mejorar el desempeño de la operación de una red de distribución, mediante la optimización del flujo de potencia y su visualización en tiempo real, al implementar el sistema; similar a la tecnología que actualmente tienen implementado en el CENACE para la gestión del flujo de potencia en el sistema eléctrico de potencia (SEP). La solución ADMS es un *software* integral para la gestión de la red de distribución radial y débilmente malladas en tiempo real; donde se presenta el estado estable de las condiciones eléctricas con fines de supervisión y operación de las actividades en la red y, mediante un conjunto completo de aplicaciones funcionales de análisis, ofrece la integración de la eficiencia energética, planificación, programación y respuesta a la demanda de energía eléctrica con los recursos disponibles, contribuyendo así a que la red sea operada eficientemente a un menor costo.

Se espera que el presente trabajo sea un instrumento de referencia para consulta en el futuro inmediato sobre la gestión de las redes eléctricas de distribución.



## Capítulo 1.- Definición del Tema

---

Los ingenieros electricistas son los encargados del proceso de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, además de estar a la vanguardia ante las cada vez más complejas situaciones de diseño, control y gestión de la infraestructura necesaria para el suministro de cantidades crecientes de electricidad de una forma más económica, confiable y segura. Los primeros indicios de la automatización se lograron en la generación de electricidad, para controlar la frecuencia y la fuente de potencia activa y reactiva. Consecutivamente, las redes de transmisión de energía lograron monitorearse y automatizarse, pero lamentablemente no se han aprovechado los beneficios para las redes eléctricas de distribución.

Es cada vez más evidente que, las redes de distribución están experimentando numerosos cambios debido a las distintas reformas regulatorias [3], a las nuevas formas de consumo y a las altas exigencias de la calidad en el suministro de la energía. Las RGD a cargo de la CFE serán aquellas redes que operen a una tensión inferior a 69 kV, salvo que formen parte de redes particulares asociadas a centrales eléctricas o deban clasificarse por excepción como parte de la RNT por determinación expresa, fundada y motivada por parte de la SENER o estén temporalmente a cargo de las divisiones de distribución de la CFE o de las EPS creadas para realizar actividades de Distribución. Los niveles de tensión para las RGD que actualmente se operan son en 35, 23, 13 y 6.6 kV (este último en una pequeña región de la ciudad de Pachuca, Hidalgo). Cuando exista alguna duda por parte de CFE respecto a la clasificación de la red eléctrica como parte de la RNT, la misma será resuelta por la SENER, previa opinión del CENACE.

El reconocimiento general del estado eléctrico de la red bajo condiciones normales o de contingencia, es limitado por la falta de información detallada y de notificaciones oportunas; implicando que la topología no esté alineada con su estado eléctrico real, a pesar de que las unidades terminales remotas (UTR) son instaladas en los lugares estratégicos para la monitorización y control de la red. Se han realizado varios programas para atender estas necesidades, por mencionar algunos: un nivel de tensión en media tensión (MT) exclusivo para clientes industriales, dado que los programas de mantenimiento son similares a los de una línea de alta tensión (AT); automatismo de los elementos de protección y seccionamiento de las redes de distribución, estricto apego a la normatividad vigente para la CFE y el sector eléctrico; contar con capacidad de reacción oportuna ante casos de contingencias naturales; y la optimización del flujo de potencia en las redes.

Como anteriormente se mencionó, la solución ADMS será el *software* integral para la gestión de las RGD en tiempo real; donde se presenta el estado estable de las condiciones eléctricas con fines de supervisión y operación y, mediante un conjunto completo de aplicaciones funcionales de análisis, ofrece la integración de la eficiencia energética, planificación, programación y respuesta a la demanda de energía eléctrica con los recursos disponibles, contribuyendo así a que la red sea operada eficientemente a un menor costo.

Schneider Electric es la empresa que tiene la licencia del ADMS y DMS-Group es la compañía creadora y líder en desarrollo de *software* de ingeniería en el área de redes de potencia. Es un producto único en su clase, el cual varias empresas de la industria eléctrica de todo el mundo avalan su calidad. La empresa ENEL es la principal referencia de aprovechamiento de los beneficios del ADMS, ya que es la mayor empresa italiana en el sector energético con amplia participación en el mercado Europeo y Latinoamericano [4]. La siguiente figura, expone los Centros de Control de Distribución (CCD), donde el *software* se encuentra en funcionamiento.

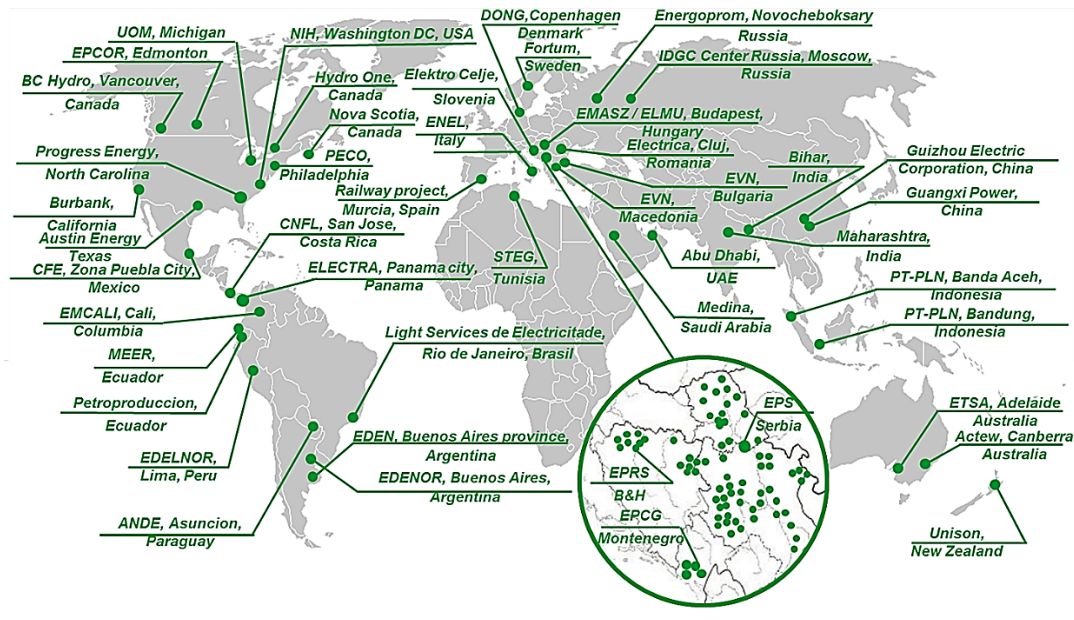


Fig. 1.1.- ADMS operando en más de 116 CCD del mundo [5]

En las páginas siguientes se describirá el planteamiento del problema, su justificación, el objetivo general como los específicos, los alcances y las limitaciones de la implementación del ADMS.

## 1.1.- Planteamiento del problema

La calidad de la energía en las redes eléctricas de distribución es quizá, el factor más importante para el usuario que recibe el suministro de energía, mientras que la optimización del flujo de potencia, es el factor más importante para la compañía suministradora.



El Sistema Eléctrico de Distribución (SED) es el ‘eslabón final’ entre el sistema de potencia y los usuarios. En el SED es donde ocurren la mayoría de las pérdidas, frecuentes interrupciones de suministro, se conforma del mayor número de componentes y tiene la mayor capacidad instalada; por consiguiente, las RGD forman la parte más importante del SEN y por lo tanto es el más difícil de diseñar.

La planificación de las redes de distribución es el proceso de identificación y selección de alternativas, esto para que la operación sea bajo las condiciones más eficientes, la máxima confiabilidad de suministro, con las menores pérdidas técnicas de energía y costos de operación. Debe de existir una correlación entre los procesos de planificación y operación de las redes de distribución, ya que el usuario exige un suministro dentro de los parámetros aceptables de calidad y confiabilidad.

La Dirección de Operación de la CFE, con fundamento en la LIE, establece con claridad las fronteras y responsabilidades operativas entre las Zonas de Operación de Transmisión (ZOT) y los CCD y los lineamientos para su coordinación (Manual de Coordinación Operativa, emitido por la CRE), que permitan a los subdirectores de los procesos de Transmisión y Distribución de la CFE, establecer y apoyar las acciones para su implementación y dar seguimiento a su cumplimiento [6].

El Transportista y el Distribuidor (terminología de las Disposiciones Generales de las Bases del Mercado Eléctrico) tienen la misión de asegurar el acceso a la RNT y las RGD en condiciones de disponibilidad, eficiencia, calidad, confiabilidad y continuidad mediante su operación, mantenimiento, expansión y modernización de suministrar otros productos y servicios asociados. El CENACE tiene a su cargo el control operativo del SEN, la operación del MEM y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD que correspondan al MEM.

Para ejercer el control operativo del SEN, el CENACE está formado por el Centro Nacional (CENAL) y el Centro Nacional Alterno (CENALTE) y las Gerencias de Control Regional; así como también tiene niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL/CENALTE y subordinados técnicamente entre sí:

- 1<sup>er</sup> nivel: CENAL y CENALTE.
- 2<sup>o</sup> nivel: Gerencias de Control Regional.
- 3<sup>er</sup> nivel: Centros de Control de los Transportistas y Participantes del MEM.
- 4<sup>o</sup> nivel: Centros de Control de Distribución y Participantes del MEM en MT.

De acuerdo a la LIE, título 2<sup>o</sup>, capítulo III, artículo 26, los Transportistas y Distribuidores son responsables de la RNT y las RGD y operarán sus redes conforme a las instrucciones del CENACE. Para el mantenimiento de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM, los Transportistas y los Distribuidores se sujetarán a la coordinación y a las instrucciones del CENACE.

CFE Distribución, a través de sus CCD, tienen que estar a la vanguardia tecnológica para atender los requerimientos y dar respuesta de coordinación de la operación de manera vertical con el CENACE y de manera horizontal en competencia con el mercado libre con otras empresas privadas similares, mediante la visualización de parámetros eléctricos en las RGD en tiempo real. Se debe recordar que la CFE distribución debe de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.



Las problemáticas en la forma de operar que habitualmente tiene en práctica referente a la gestión de su red, que tiene el CCD de 'Puebla Uno' (PBU), son las siguientes:

- Nula visualización en tiempo real del flujo de potencia en las RGD.
- Sin percepción del desempeño eléctrico y topológico.
- Mapas no dinámicos de redes de distribución.
- Complicada identificación de la fuente del flujo de potencia para cada centro de carga.
- Tardía identificación de la ubicación, en caso de presentarse fallas aisladas o simultáneas, así como los valores de las corrientes de falla.
- Información morosa proveniente de otras bases de datos (BD) o sistemas (como los datos básicos de los clientes).
- Incompleta capacitación y entrenamiento al personal encargado de la planificación y operación de la red.
- Deficientes análisis para libranzas a mantenimiento de alimentadores o transformadores de potencia y no afectar el suministro de la carga.
- Sin oportunidad para simular el restablecimiento de suministro bajo distintos escenarios de contingencia.
- Altos niveles de pérdidas técnicas de energía.
- Inversiones deterioradas a la infraestructura de la red eléctrica.
- Carente automatización en la red eléctrica.

En términos generales, el diseño y operación de las RGD enfrentan los siguientes inconvenientes:

- Comúnmente, la única información disponible, son los parámetros eléctricos del alimentador medidos en el bus de la subestación.
- Debido a que existen muchos alimentadores, componentes y equipo eléctrico en un sistema de distribución, no se justifica económicamente, la instalación de muchos medidores y equipos de control a lo largo del alimentador y todas sus derivaciones.
- Los operadores no tienen la posibilidad de conocer la cargabilidad en las secciones del alimentador, en sus derivaciones y los factores de utilización de los transformadores.
- El comportamiento de la carga es muy incierto, a pesar de pronosticar tendencias.

Los reportes de novedades que realiza el personal de operación del SED, demoran bastante tiempo (inclusive del orden de días) ya que las mediciones se toman directamente de los relevadores que aún no se vinculan con monitoreo remoto, es decir, se visita la subestación para la toma de lectura (tanto para comprobar valores en estado de operación normal y bajo falla). Esto trae como consecuencia, demoras considerables para llevar a cabo las maniobras bajo carga o de restauración de suministro con el flujo de carga involucrado. Traducido a los clientes, son tiempos de interrupción prolongados.

Las herramientas de análisis se realizan a través de independientes hojas de cálculo, que lamentablemente conllevaban a "errores de dedo", además de no resguardar dichas hojas en un sistema. La interpretación de la topología de los alimentadores de distribución en planos impresos,



continuamente lleva a cuestionamientos sobre si efectivamente estaba actualizado o no. No existe la oportunidad de simular los planes de contingencia (para la restauración de suministro en alguna parte de la red bajo falla), la transferencia de alimentadores para libranza de un transformador de potencia, conlleva a caídas de tensión en el SED violando los límites permitidos en aquellos alimentadores a los que se les transfiere carga. No existe un control para unificar y homologar las distintas bases de datos, principalmente la de clientes, catálogos técnicos, topología de la red y consumos de energía. Con esta información al alcance y en un sólo sistema, los ingenieros dispondrán de la información necesaria y oportuna a través de interfaces dinámicas de acceso para consulta.

Lo anterior no significa que el CCD-PBU no cumpla con sus obligaciones, al contrario se cumple cabalmente con todas y cada una; salvo que actualmente el CCD-PBU se auxilia en la operación de la red, mediante la exploración de dibujos impresos de los mapas de distribución y diagramas unifilares, o en su defecto, a través de la plataforma de AutoCAD; así como la consulta de catálogos técnicos impresos del equipo eléctrico. La Unidad de Control Maestra (UCM) muestra en una interfaz las mediciones analógicas y los estados de los equipos de seccionamiento sin su ubicación geográfica. En otra interfaz se muestran las alarmas para su reconocimiento. No existe una plataforma para simular los planes de contingencia o condiciones operativas para someter a prueba la destreza de los operadores. El operador cuenta con poca información sobre la ubicación y el consumo de los usuarios conectados a la red.

Las recién mencionadas deficiencias en la gestión de la red, pueden ser mejoradas o abatidas mediante la implementación del ADMS, un sistema que propone innovación en la manera de cómo se venía administrando la red en distribución. El ADMS de Schneider Electric nuevamente ha sido posicionado por Gartner<sup>1</sup>, Inc. como líder en ADMS. Más recientemente, en el 2015 en el Cuadrante de Sistemas de Gestión de Distribución Avanzada, Schneider Electric ha aumentado aún más su posición como líder con la mejor integridad general de la visión y la mejor capacidad general para ejecutar las funciones analíticas [7]. El sistema ha sido elegido por sus características sobresalientes de otros en el mercado.

## 1.2.- Justificación

Para atender las problemáticas con las exigencias anteriormente propuestas, se aprovecha el avance tecnológico que representa la solución ADMS para que los operadores del SED visualicen en tiempo real el flujo de carga, al igual que monitoreen el perfil de voltaje y así puedan identificar aquellas partes de la red con mal desempeño, sin energización o con bajos niveles de confiabilidad. El ADMS servirá prioritariamente como una plataforma de monitorización y control para eficientes y consistentes decisiones de la gestión de la red. Además, mediante simulaciones de los planes de diseño, de

---

<sup>1</sup> Gartner no respalda a ningún proveedor, producto o servicio representado en sus publicaciones de investigación, y no aconseja a los usuarios de tecnología seleccionar sólo a aquellos proveedores con las más altas calificaciones u otra designación. <http://www.gartner.com/reprints/schneider-electric-reprints?id=1-2CVA4NR&ct=150403&st=sb>



contingencia y de operación, el ADMS facilitará el intercambio de información y la integración de distintas bases de datos para tener un flujo de información común.

Así pues, la División de Distribución Centro Oriente (DDCOR) de la CFE, plantea la justificación de la implementación del ADMS en las Zonas de Distribución Puebla Poniente y Puebla Oriente, que atienden al SED de la ciudad de Puebla y área conurbada:

“Mantener capacitados y actualizados a los operadores ciudad y sistema, en la operación del SED, además de hacer estudios en tiempo real y así crear planes de contingencia más seguros y confiables con los siguientes beneficios de proporcionar a nuestros clientes: la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica, visualización de la topología de la red de distribución en tiempo real, obtención de los valores de todas las variables de estado del sistema, disminución de pérdidas de potencia activa y análisis de fallas para optimizar las operación de los equipos de protección” [8].

Una sola interfaz dinámica será necesaria para tener acceso rápido a la siguiente información:

- Estado y desempeño en tiempo real de la red.
- Características detalladas de las demandas de energía.
- Información básica de los clientes.
- Catálogos técnicos de conductores y equipo eléctrico.
- Diagramas unifilares y mapas de distribución dinámicos
- Registro de alarmas, fallas y otros eventos que se susciten en la red.
- Evolución histórica de los centros de carga.
- Simulaciones de maniobras de operación y planes de contingencia, etc.

Dicha información se presenta mediante gráficos, tablas, diagramas o mapas. Cada usuario del ADMS tendrá registro de las actividades y alarmas que se susciten en el uso del sistema, donde se podrán obtener los reportes necesarios para documentar y analizar.

El ADMS traerá como beneficios principalmente la reducción de los costos operativos y los de inversión, así como el aumento en la calidad del servicio de suministro eléctrico para todos los usuarios. Además, se proporcionará la plataforma para enfrentar los ya presentes retos de la visión *Smart Grid*.

La modernización en las herramientas para la gestión de redes es imperativa y su implementación es altamente rentable, ya que sus costos de implementación son menores y los beneficios son cuantiosos en comparación con los costos de construcción, operación y mantenimiento de la red.

Además, con la instalación de restauradores de tipo micro-procesados, el operador del SED, ya tiene más puntos de monitoreo y visualización del flujo de carga, ya que anteriormente bastaba con el monitoreo en el bus de MT de cada alimentador. Hoy en día, ya tienen la visualización de parámetros eléctricos de estos restauradores micro-procesados, pero sólo en un diagrama unifilar en la UCM y no en la topología geográfica completa de los alimentadores (con ubicación de las cargas, usuarios importantes y demás equipo eléctrico).



La actualización de la base de datos de la topología de los alimentadores del SED, cada oficina (operación y planificación) la llevaba a cabo de manera independiente y no se retroalimentaba una oficina a la otra. Al presentar dicha base de datos en una plataforma de AutoCAD, no existía una validación de la calidad de la digitalización. El ADMS representa un “juez eléctrico” ya que, valida la correcta conexión eléctrica de todos los elementos digitalizados del SED, esto se traduce, en una confiabilidad mayor de la información para la toma de decisiones.

Los ingenieros planificadores, realizan sus análisis mediante el modelado de la red en otros sistemas similares, pero aún no reflejan las operaciones diarias del SED, ya que esos sistemas no registran un histórico de la topología y consumos de la red, ni mucho menos registran los índices de desempeño.

Dado lo anterior, es necesario cambiar el paradigma de que las oficinas de operación y planificación del SED trabajen “de manera separada”, es decir, el servicio de suministro al cliente debe contemplar los análisis (flujo de carga, estimación de estado, cálculo de fallas, restauración de suministro) y toma de decisiones del día a día de la oficina de operación y los estudios (pérdidas de energía, análisis de confiabilidad, optimización del SED) a mediano y largo plazo de la oficina de planificación.

Además, el Manual de Criterios y Lineamientos para el Diseño, Construcción y Operación de los CCD (CFE-GD-O-GEN-MO-001), contempla que para cumplir con los servicios y productos que debe proporcionar un CCD, estos se deben de diseñar adecuadamente y contar con la infraestructura tecnológica que empleará el personal para realizar sus actividades. Asimismo, el monitoreo constante del desempeño del SED mediante el monitoreo en tiempo real, los operadores vigilarán y tomarán acciones ante cualquier desviación de los parámetros eléctricos que ponga en riesgo el suministro o la seguridad del SED.

Textualmente se cita en dicho manual: “se buscará estandarizar la plataforma digital de los datos y resultados entregables para que se quede a disposición de las áreas de Distribución y Planificación para el distinto *software* institucional existente o el futuro a ser adquirido, con el objeto de que sea utilizable para nuevas simulaciones o cálculos sin necesidad de realizar adaptaciones adicionales” [9].

El ADMS representa esta solución para la gestión integral del SED, su operación y planificación. ADMS representa la más sofisticada solución para optimizar técnica y económicamente la gestión de la red de distribución. Han sido de diversa índole los beneficios alcanzados por la implementación del ADMS en el CCD de PBU, destacando:

- Formación y entrenamiento de los ingenieros encargados del diseño y la operación de la red.
- Optimización de las inversiones.
- Elaboración de análisis efectivos en la reducción de picos de demanda y pérdidas de energía.
- Reducción de los tiempos de desconexión.
- Incremento en la seguridad y confiabilidad en la planeación operativa en la red eléctrica.

ADMS provee una visión clara de las pérdidas técnicas de energía en la red y su reducción no sólo significa la disminución de costos directos, sino que implícitamente significa un mejor perfil de la



tensión y el equilibrio de suministro de las cargas, aprovechando óptimamente la capacidad instalada de la red.

Sin lugar a dudas, la industria eléctrica es la que ha mostrado mayores cambios estructurales con respecto a las oportunidades de negocio dentro del proceso de configuración e implementación de la reforma energética mexicana [10]. Con los programas de ampliación y modernización de las RGD, se incluirán elementos de redes inteligentes que integren tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación, automatización y operación; con el fin de mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del SEN. CFE Distribución, como una empresa desregulada y en competencia en un mercado libre con otras empresas similares, buscará garantizar la eficiencia, transparencia mediante la utilización del *software* para la satisfacción de los clientes. Todas las operaciones que se lleven a cabo, CFE Distribución en su carácter de empresa productiva del Estado, tendrá que considerar una nueva estructura de costos para contribuir a la reducción de costos y precios de la electricidad para los clientes finales.

Con el uso del ADMS, se espera que CFE Distribución promueva las actividades empresariales que generen valor económico y rentabilidad al Estado. Esto implica la necesidad de nuevas normas de administración, organización y funcionamiento, además de la implementación de una nueva estructura corporativa y modernización de las redes de distribución

### 1.3.- Objetivo General

El objetivo general del presente trabajo, es el siguiente:

**Mejorar el desempeño de la operación de una red de distribución, mediante la optimización del flujo de potencia y su visualización en tiempo real, al implementar el *Advanced Distribution Management System (ADMS)*.**

### 1.4.- Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo, son los siguientes:

1. Visualizar en tiempo real, el flujo de potencia de la red
2. Monitorear el dinamismo en los mapas de distribución
3. Optimizar las inversiones a la infraestructura eléctrica
4. Obtener los niveles de pérdidas de energía, técnica y económicamente aceptables

### 1.5.- Alcance

La optimización del flujo de potencia de las redes de distribución mediante el aprovechamiento de la solución ADMS, será para aquella red aérea, radial, en MT en 13.8 y 34.5 kV, que son los niveles de MT que la CFE maneja en la ciudad de Puebla y área conurbada.



El alcance de los análisis, comprenderá de un alimentador y un SED de prueba en MT, desde los buses de los interruptores del lado de MT de un transformador de potencia, aguas-abajo hasta los buses de MT de los transformadores de distribución instalados en la red. La curva típica de demanda de los usuarios es la que dictaminará la carga demandada.

## 1.6.- Limitaciones

La realidad económica, política organizacional y cultural de la CFE dentro del marco de la transformación del sector eléctrico mexicano y el régimen de libre competencia, abordarán los criterios de las limitaciones. El proyecto actualmente se encuentra en el nivel de implementación, dejando atrás las etapas de pre-factibilidad. En este sentido, las limitaciones económicas serán el no poder contar con la infraestructura mínima necesaria de hardware para un desempeño óptimo del ADMS. Sin embargo, con las limitantes de hardware, el sistema tiene un desempeño favorable. Además, sólo se disponen de once aplicaciones funcionales de análisis (de un total de cuarenta y cuatro disponibles).

Una limitación técnica es que, para efectos del presente trabajo de Tesis, no se analizarán redes malladas de transmisión en AT que existen en México: 115, 169, 230 y 400 kV. Lo anterior dada la limitante del *software* para sólo analizar redes débilmente malladas.

La implementación del sistema, necesita de la capacitación y entrenamiento a los ingenieros encargados del diseño y operación de las redes eléctricas, quienes conscientemente, se espera que se den cuenta de la potencia y beneficios del uso de esta solución.



## Capítulo 2.- Estado del Arte

---

La industria eléctrica es probablemente la industria más grande, dinámica y compleja en el mundo. El ingeniero electricista se enfrenta con muchos, diferentes y difíciles problemas para el diseño de los futuros sistemas de energía eléctrica, con el objeto de ofrecer cada vez mayores cantidades de energía de una manera más segura, limpia y económica. La industria eléctrica debe de satisfacer los requerimientos necesarios para robustecer el sistema y satisfacer la demanda. Sin embargo, la industria eléctrica trabaja dentro de un entorno gubernamental o un entorno regulado por controles normativos, donde dichos actores al frente de aquellas Instituciones Gubernamentales (locales o comités internacionales), tienen un papel muy importante para ayudar al crecimiento normalizado de la reestructuración de la industria.

Está claro que, el dinamismo actual de la industria eléctrica necesitará de inversiones y la optimización de sus recursos financieros, técnicos y humanos. Los ingenieros deben estar atentos, ante los distintos usos y consumos de la energía eléctrica. Se justifica que la industria demanda a calificados ingenieros que respondan oportunamente a los cada vez más frecuentes cambios.

En este sentido, el ingeniero debe de conocer la naturaleza de las cargas y la demanda y para el caso de distribución, reconocer la importancia de la infraestructura de las RGD. El presente capítulo expondrá cómo es que está formado un SEP, enfocándose en el proceso de distribución de la energía eléctrica, sus condiciones actuales y las tendencias a la que la industria mira en un futuro ya no muy lejano, dado los avances tecnológicos (visión *Smart Grid*), consumos en mercados y a las reformas gubernamentales. Asimismo, se describirá la naturaleza de las cargas y su demanda, que es el principal promotor de la optimización en la distribución de la energía eléctrica. Es necesario conocer todas las características de las cargas a alimentar. Lo anterior, dará pauta a los criterios de planificación y operación del SED.

### 2.1.- La Naturaleza de la Carga Eléctrica y la Demanda

El conocimiento de las características eléctricas de un SED, es quizá uno de los requisitos más esenciales para diseñar y operar un sistema de esta naturaleza. Por lo tanto, el ingeniero de distribución debe poseer conocimientos claros de las características de la carga del sistema que va alimentar, con fines de diseño y operación en forma óptima.



Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planifica un SED tenga la libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, no lo tiene en uno de los más importantes: la carga. Esta última no queda dentro del alcance en el diseño del SED, siendo definitivamente la más importante y decisiva variable exógena, tanto para el diseño como en la operación del sistema.

Un aspecto importante en la atención de solicitudes de servicio de energía eléctrica y en la planificación de los sistemas de distribución, es el conocimiento de la naturaleza de la carga. Para lograr una mejor comprensión del tema, a continuación se explican algunas definiciones básicas de los principales conceptos referentes a metrología y a las características de la carga y su demanda.

El modelado y el análisis de un sistema de potencia dependen de la carga, pero ¿cuál es la carga? La respuesta a esa pregunta, depende de qué tipo de análisis se desea. Por ejemplo, el análisis de estado estable de un sistema de transmisión interconectado requiere una definición diferente de carga que la usada en el análisis en el secundario de un alimentador de distribución. El problema es que la carga en un sistema de potencia está constantemente cambiando. Mientras más cerca al cliente, es más pronunciado el cambio de la carga. No hay ninguna cosa tal, como un "estado estacionario" de la carga. Para comprender la carga, es necesario primero mirar la carga de un cliente individual.

La carga que un consumidor individual o un grupo de consumidores presentan al sistema de distribución, está cambiando constantemente. Cada vez que una luminaria o un aparato eléctrico se conectan o se desconectan, la carga vista por el alimentador de distribución cambia. Para describir el cambio de carga, se definen los términos siguientes [11]:

**1. Demanda**

- Carga promedio sobre un periodo de tiempo específico. La carga puede estar en potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAr), potencia aparente (kVA), o corriente (A). Debe incluir el intervalo de tiempo.

**2. Demanda máxima**

- La mayor de todas las demandas que ocurre durante un tiempo específico. Debe incluir el intervalo de demanda, periodo, y sus unidades.

**3. Demanda mínima**

- La menor de todas las demandas que ocurre durante un tiempo específico. Debe incluir el intervalo de demanda, periodo, y sus unidades.

**4. Demanda promedio**

- El promedio de las demandas sobre un periodo especificado (día, semana, mes o año). Debe incluir el intervalo de demanda, periodo, y unidades. Ejemplo: La demanda promedio en kW para 15-minutos en el mes, fue de 350 kW.

**5. Demanda máxima no coincidente**

- Para un grupo de cargas, la suma de las demandas máximas individuales sin la restricción de que ocurran al mismo tiempo. Debe incluir el intervalo de demanda,



periodo y unidades. Ejemplo: La demanda máxima no coincidente en kW para 15-minutos en la semana fue de 700 kW.

#### **6. Demanda diversificada (demanda coincidente)**

- La suma de demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un periodo particular. Debe incluir intervalo de la demanda, periodo y unidades. Ejemplo: La demanda diversificada en kW para 15-minutos en el último periodo a las 9:30 h, fue de 200 kW.

#### **7. Demanda máxima diversificada**

- La máxima de la suma de las demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un periodo de tiempo en particular. Debe incluir el intervalo de demanda, periodo y unidades. Ejemplo: La demanda máxima diversificada en kW para 15-minutos en la semana fue de 500 kW.

#### **8. Factor de demanda**

- Cociente entre la demanda máxima y la carga conectada.

#### **9. Factor de utilización**

- Cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal.

#### **10. Factor de carga**

- Cociente de la demanda promedio de algún cliente individual o de un grupo de clientes en un periodo de tiempo, entre la demanda máxima sobre el mismo periodo (siendo menor o igual a 1).

#### **11. Factor de diversidad**

- Cociente de la demanda máxima no coincidente entre la demanda máxima diversificada. El factor de diversidad puede ser igual o mayor que 1. Su recíproco es el factor de coincidencia (con valores iguales o menores que 1).

#### **12. Carga diversificada**

- Diferencia entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada.

#### **13. Factor de pérdidas**

- Es la relación de las pérdidas de potencia promedio a las pérdidas de potencia en carga pico, durante un periodo de tiempo especificado. Es aplicable solamente a las pérdidas por efecto Joule del sistema ( $I^2R$ ), mas no a las pérdidas de excitación ( $I_n^2/G$ ).

La siguiente figura, ilustra cómo la carga en kW instantánea de un cliente cambia durante dos intervalos de 15-minutos.

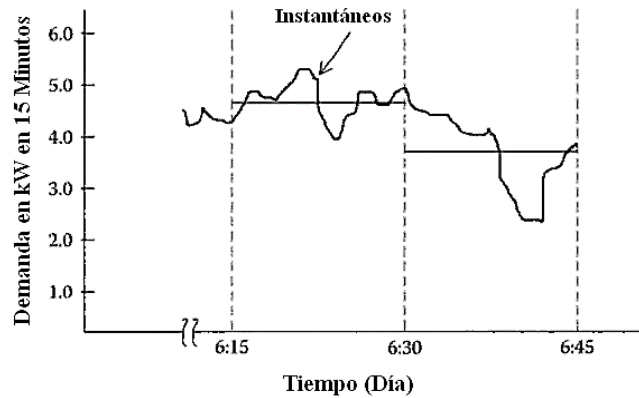


Fig. 2.1.- Comportamiento de la curva de demanda del consumidor [11]

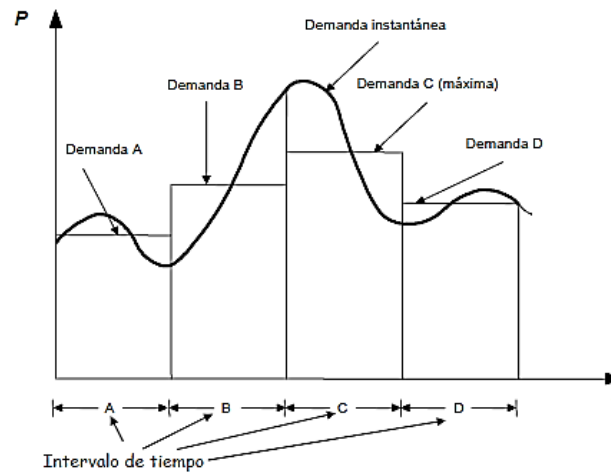


Fig. 2.2.- Curva de demanda e intervalos de tiempo [11]

Para definir la carga, la curva de demanda se divide en intervalos de tiempos iguales. En la Fig. 2.1, el intervalo de tiempo seleccionado es de 15 minutos. En cada intervalo se determina el valor promedio de la demanda. En la Fig. 2.2, las líneas rectas representan la carga promedio en un intervalo de tiempo. Mientras más corto el intervalo de tiempo, más exacto será el valor de la carga. Este proceso es similar a la integración numérica. El valor promedio de la carga en un intervalo se define como la demanda de 15 minutos en kW.

El Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE) de la CFE, es un sistema que está permanentemente monitoreando el comportamiento del SED, tomando registros de medición cada 5 minutos y almacenando los registros históricos, lo cual nos permite evaluar su comportamiento en forma periódica. Así pues, en el SIMOCE, se tienen registros de la demanda y otros parámetros técnicos de calidad de la energía [12]. En la Fig. 2.3, se muestra la curva de demanda de 15 minutos en kW durante 24 horas para un cliente. Esta curva se desarrolla de una hoja de cálculo que da la demanda de 15 minutos en kW para un periodo de 24 horas.

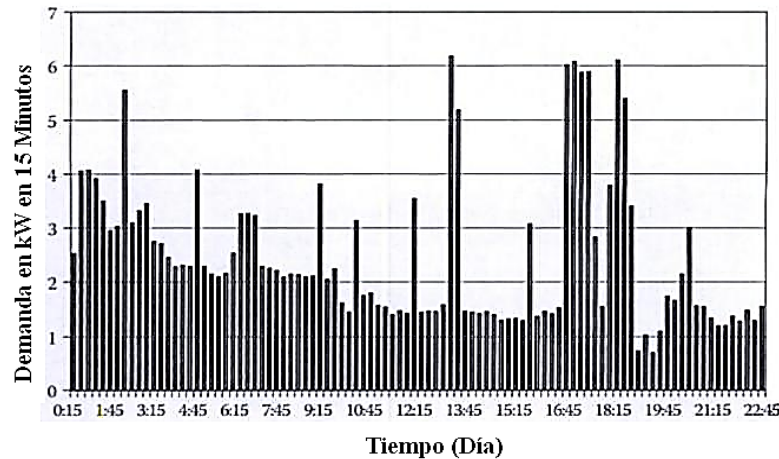


Fig. 2.3.- Curva de demanda de 24 horas para el consumidor [11]

La curva de demanda mostrada en la Fig. 2.3, representa un cliente residencial típico. Cada barra representa la demanda de 15 minutos en kW. Nótese que durante el periodo de 24 horas hay una gran variación en la demanda. Este cliente en particular tiene tres periodos en que los kW de demanda exceden 6 kW. El mayor de éstos es la demanda máxima de 15 minutos en kW. Para este cliente la demanda máxima de 15 minutos en kW ocurre a las 13:15 h y tiene un valor de 6.18 kW.

Durante el periodo de 24 horas, se consumirá energía (kW/h). La energía usada durante cada intervalo de tiempo de 15 minutos es calculada mediante:

$$kWh = (\text{demanda kW 15 minutos}) * \frac{1}{4} \text{ hora} \quad (2.1)$$

La energía total consumida durante el día es la suma de todos los consumos de intervalo de 15 minutos. La energía total consumida durante el periodo para este cliente, es de 58.96 kW/h. La demanda promedio de 15 minutos en kW, es calculado mediante:

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía total}}{\text{horas}} = \frac{58.96}{24} = 2.46 \text{ kW} \quad (2.2)$$

El factor de carga es un término que se refiere a menudo para describir la carga. Se define como el cociente de la demanda promedio a la demanda máxima. En muchas formas, el factor de carga da una indicación de qué tan bien está siendo utilizada la infraestructura de la empresa suministradora. Desde el punto de vista de la empresa suministradora, el factor de carga óptimo sería 1 ya que el sistema ha sido diseñado para manejar la demanda máxima [11]. Algunas veces las empresas suministradoras alentarán a los clientes industriales a mejorar sus factores de carga. Un método de estímulo es penalizar al cliente en la factura eléctrica por tener un factor de carga bajo. Para el cliente de la Fig. 2.3, el factor de carga se calcula mediante:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio kW 15 minutos}}{\text{Demanda máxima kW 15 minutos}} = \frac{2.46}{6.18} = 0.40 \quad (2.3)$$

En la DDCOr de la CFE, los alimentadores del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada, rural y rural-urbano, tienen un factor de carga (en un escenario de demanda máxima no coincidente) que oscila entre 0.5 y 0.6. Mientras que para alimentadores urbanos, el factor de carga está entre 0.6 y 0.7 [13].

### 2.1.1.- Demanda de un Transformador de Distribución

Un transformador de distribución proporcionará el servicio a uno o más clientes. Cada cliente tendrá una curva de demanda similar a la de la Fig. 2.3. Sin embargo, los picos y valles de demandas serán diferentes para cada cliente. La Fig. 2.4 muestra las curvas de demanda para tres clientes adicionales conectados al mismo transformador de distribución.

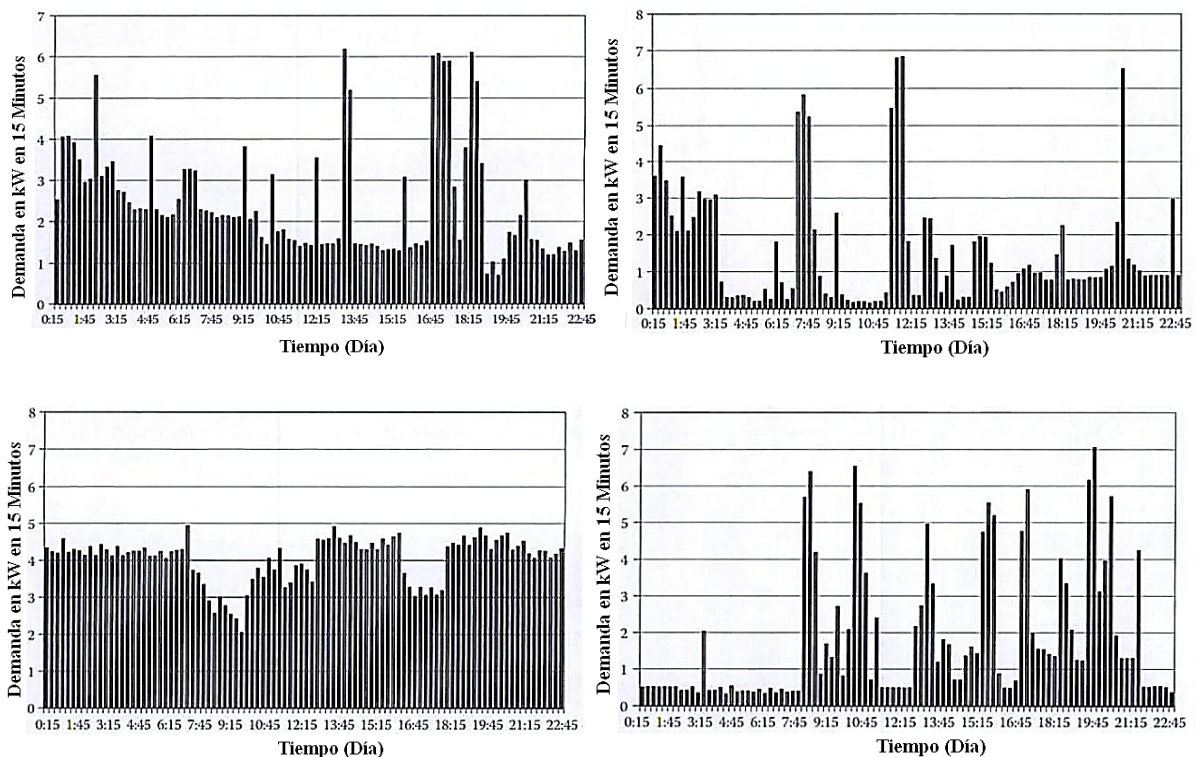


Fig. 2.4.- Curva de demanda de 24 horas para cuatro consumidores [11]

Las curvas de carga para los cuatro clientes muestran que cada cliente tiene características particulares de carga. La demanda máxima individual en kW de los clientes ocurre en momentos diferentes del día. En la Tabla 2.1 se da un resumen de cargas individuales. Estos cuatro clientes demuestran que hay gran diversidad entre sus cargas.



Tabla 2.1.- Características de las cargas individuales conectadas al transformador de distribución [11]

	Cliente # 1	Cliente # 2	Cliente # 3	Cliente # 4
Consumo de energía (KW/h)	58.57	36.46	95.64	42.75
Demanda máxima (kW)	6.18	6.82	4.93	7.05
Tiempo de la demanda máxima (kW)	13:15	11:30	6:45	20:30
Demanda promedio (kW)	2.44	2.44	3.98	1.78
Factor de carga	0.40	0.22	0.81	0.25

Se considera que el mismo transformador de distribución sirve a los clientes discutidos previamente. La suma de las cuatro demandas para cada intervalo de tiempo, es la demanda diversificada para el grupo en ese intervalo de tiempo y, en este caso, el transformador de distribución. La demanda diversificada de 15 minutos en kW del transformador para un día, se muestra en la Fig. 2.5. Note en esta figura, cómo la curva de demanda empieza a “suavizarse”. No hay tantos cambios significativos como las que se ven en algunas de las curvas individuales de los clientes.

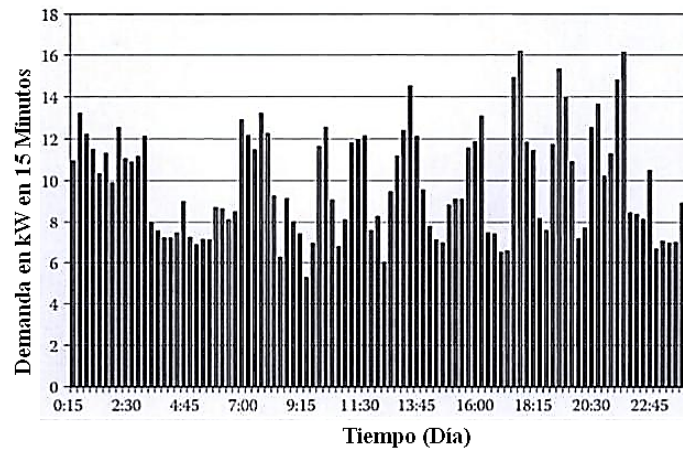


Fig. 2.5.- Curva de demanda diversificada del transformador [11]

La curva de demanda del transformador de la Fig. 2.5, demuestra cómo la combinación de las cargas de los clientes comienza a suavizar los cambios extremos de las cargas individuales. Para el transformador, la demanda de 15 minutos excede 16 kW dos veces. La mayor de estas, es la demanda máxima diversificada de 15 minutos en kW del transformador. Esta ocurre a las 17:30 h, y tiene un valor de 16.16 kW. Note que esta demanda máxima no ocurre al mismo tiempo que ninguna de las demandas individuales, ni es esta demanda máxima la suma de las demandas máximas individuales.

Se puede desarrollar una curva de duración de carga, para el transformador alimentando a los cuatro clientes. Ordenando en orden decreciente la demanda en kW del transformador, se elabora la curva de duración de carga que se muestra en la Fig. 2.6.

La curva de duración de la carga muestra la demanda de 15 minutos en kW contra el porcentaje del tiempo que el transformador operará en (o arriba) de una demanda en kW específica. Por ejemplo, la curva de duración de carga muestra que, el transformador opera con una demanda de 15 minutos

en kW, de 12 kW o mayor, el 22% del tiempo. Esta curva se puede utilizar para determinar si un transformador tiene que ser sustituido o no debido a una condición de sobrecarga [12].

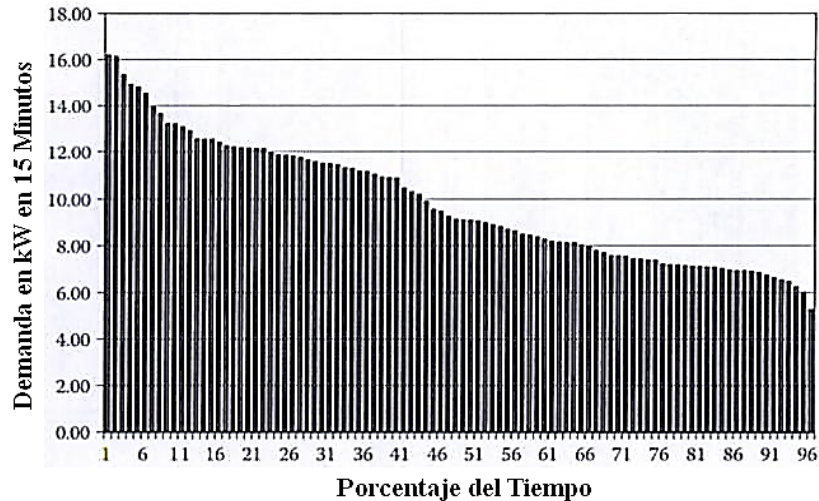


Fig. 2.6.- Curva de duración de carga del transformador [11]

La demanda máxima no coincidente de 15 minutos en kW para el día es la suma de las demandas individuales de 15 minutos en kW de los clientes. Para el transformador en cuestión, la suma de los máximos individuales es:

$$\text{Demanda máxima no coincidente} = 6.18 + 8.82 + 4.93 + 7.05 = 24.98 \text{ kW} \quad (2.4)$$

Por definición, el factor de diversidad es el cociente de la demanda máxima no coincidente de un grupo de clientes entre la demanda máxima diversificada del grupo. Con referencia al transformador suministrando a los cuatro clientes, este factor es:

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{Demanda máxima no coincidente}}{\text{Demanda máxima diversificada}} = \frac{24.98}{16.16} = 1.54 \quad (2.5)$$

La idea detrás del factor de diversidad es que, cuando las demandas máximas de los clientes son conocidas, entonces puede ser calculada la demanda máxima diversificada de un grupo de clientes. Habrá un valor diferente del factor de diversidad para diferentes números de clientes. El valor calculado anteriormente aplicaría para cuatro clientes. Si hay cinco clientes, entonces tendría que realizarse una medición de cargas para determinar el factor de diversidad de los cinco clientes. Este proceso tendría que repetirse para todos los números prácticos de clientes. La Tabla 2.2 es un ejemplo de los factores de diversidad para un rango de número de clientes de uno a 70. La tabla se desarrolló a partir de una base de datos diferente que la de los cuatro clientes que han sido discutidos previamente [11].



Tabla 2.2.- Factores de diversidad calculados para 1 hasta 70 clientes de un transformador de distribución [11]

N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>	N	F <sub>Div</sub>
1	1.0	11	2.67	21	2.90	31	3.05	41	3.13	51	3.15	61	3.18
2	1.60	12	2.70	22	2.92	32	3.06	42	3.13	52	3.15	62	3.18
3	1.80	13	2.74	23	2.94	33	3.08	43	3.14	53	3.16	63	3.18
4	2.10	14	2.78	24	2.96	34	3.09	44	3.14	54	3.16	64	3.19
5	2.20	15	2.80	25	2.98	35	3.10	45	3.14	55	3.16	65	3.19
6	2.30	16	2.82	26	3.00	36	3.10	46	3.14	56	3.17	66	3.19
7	2.40	17	2.84	27	3.01	37	3.11	47	3.15	57	3.17	67	3.19
8	2.55	18	2.86	28	3.02	38	3.12	48	3.15	58	3.17	68	3.19
9	2.60	19	2.88	29	3.04	39	3.12	49	3.15	59	3.18	69	3.20
10	2.65	20	2.90	30	3.05	40	3.13	50	3.15	60	3.18	70	3.20

En la Fig. 2.7 se muestra una gráfica de estos factores de diversidad. Note en la Tabla 2.2 y en la Fig. 2.7, que el valor del factor de diversidad básicamente se nivela cuando el número de clientes llega a 70. Esta es una observación importante porque esto significa, al menos para el sistema del cual estos factores de diversidad fueron determinados, que dicho factor se mantendrá constante en 3.20 con 70 clientes en adelante. En otras palabras, tal como se ve desde la subestación, la demanda máxima diversificada de un alimentador se puede predecir calculando el total de la demanda máxima no coincidente de todos los clientes suministrados por el alimentador y dividido entre 3.2 [11].

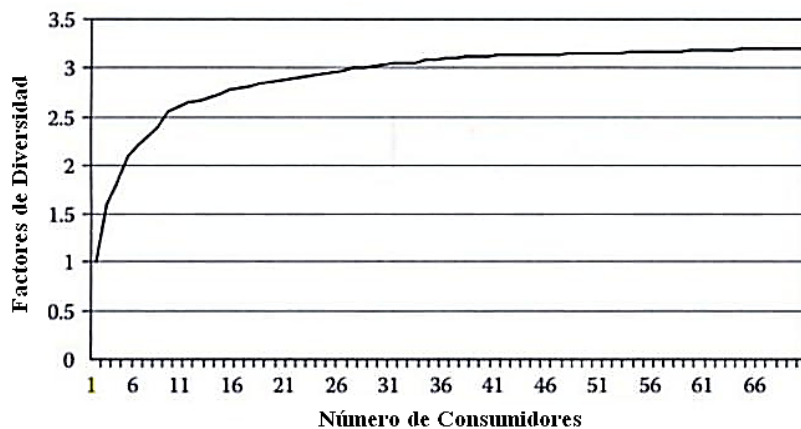


Fig. 2.7.- Curva de factores de diversidad [11]

El factor de demanda se puede definir para un cliente individual. Por ejemplo, la demanda máxima de 15 minutos en kW del cliente # 1 resultó ser 6.18 kW. Para determinar el factor de demanda, necesita ser conocido el total de la carga conectada del cliente. El total de carga conectada será la suma de los valores nominales de todos los dispositivos eléctricos del cliente. Si se considera que este total llega a 35 kW; entonces, el factor de demanda se calcula como:

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga total conectada}} = \frac{6.18}{35} = 0.17 \quad (2.6)$$



El factor de demanda proporciona una indicación del porcentaje de dispositivos eléctricos que se encuentran conectados cuando ocurre la demanda máxima. El factor de demanda puede ser calculado para un cliente individual, pero no para un transformador de distribución o el total del alimentador.

El factor de utilización da una indicación de qué tan bien está siendo utilizada la capacidad de un dispositivo eléctrico. Por ejemplo, el transformador que suministra las cuatro cargas es de 15 kVA. Usando los 16.16 kW de demanda máxima diversificada y considerando un factor de potencia (FP) 0.9, la demanda máxima en kVA de 15 minutos en el transformador se calcula dividiendo los 16.16 kW de demanda máxima entre el factor de potencia, y sería 17.96 kVA. El factor de utilización calculado es:

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima kVA}}{\text{kVA nominales del transformador}} = \frac{17.95}{15} = 1.19 \quad (2.7)$$

La diversidad de carga es definida como la diferencia entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada. Para el transformador en cuestión, la diversidad de carga se calcula como:

$$\text{Diversidad de carga} = 24.97 - 16.16 = 8.81 \text{ kVA} \quad (2.8)$$

### 2.1.2.- Demanda de un Alimentador de Distribución

La carga que un alimentador suministra, mostrará una curva de demanda suavizada como se presenta en la Fig. 2.8. La curva de demanda del alimentador no muestra ninguno de los cambios bruscos de la curva demanda individual de un cliente o de los cambios “semi-bruscos” de la curva de demanda de un transformador. La explicación simple de esto es que, con varios cientos (inclusive miles) de clientes suministrados por el alimentador, hay una alta probabilidad de que cuando un consumidor desconecte su equipo, el otro lo conecte. La carga del alimentador, por lo tanto, no experimenta saltos como se ve en las curvas de demanda individual de los clientes.

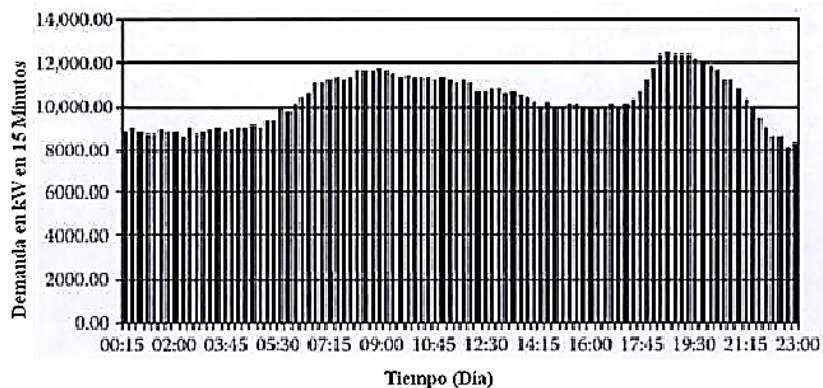


Fig. 2.8.- Curva de demanda de un alimentador [11]



En el análisis de la carga de un alimentador de distribución, se tienen que especificar todos los datos en medida de lo posible. Los datos proporcionados dependerán de qué tan detallado es el modelado del alimentador y la disponibilidad de los datos de carga del cliente. El modelo más amplio de un alimentador, es el que representa cada transformador de distribución. Cuando este sea el caso, se debe determinar la carga asignada a cada transformador.

Los factores de diversidad que se mostraron en la Tabla 2.2 y cuando la tabla está disponible, entonces es posible determinar la demanda máxima diversificada de un grupo de clientes como los alimentados por un transformador de distribución. Es decir, la demanda máxima diversificada puede ser calculada por:

$$Demanda\ máxima\ diversificada = \frac{Demanda\ máxima\ no\ coincidente}{F.Div.n} \quad (2.9)$$

Esta demanda máxima diversificada se convierte en la carga asignada para el transformador. Muchas veces la demanda máxima de cada cliente será conocida, ya sea por medición o por un conocimiento en la facturación de la energía (kW/h) consumida. Algunas compañías suministradoras realizan estudios de carga para clientes similares, para determinar la relación entre el consumo de energía (kW/h) y la demanda máxima (kW). Tal encuesta de carga requiere la instalación de un medidor de demanda en la ubicación de cada cliente. El medidor puede ser del mismo tipo que el utilizado para desarrollar las curvas de demanda previamente discutidas, o puede ser un simple medidor que sólo registre la demanda máxima durante el período. Al final del período de estudio se puede graficar la demanda máxima contra los kW/h para cada cliente en una gráfica común. Se utiliza una regresión lineal para determinar la ecuación de una línea recta que da los kW de demanda como una función de los kW/h. Los puntos graficados para 15 clientes junto con la ecuación resultante derivada de un algoritmo de regresión lineal, se muestran en la Fig. 2.9. La ecuación de la línea recta derivada es:

$$Demanda\ máxima\ kW = 0.1058 + 0.005014 * kWh \quad (2.10)$$

Conocer la demanda máxima de cada cliente es el primer paso en el desarrollo de una tabla de factores de diversidad (como se mostró en la Tabla 2.2). El siguiente paso es realizar un estudio de cargas donde se mida la demanda máxima diversificada de grupos de clientes. Esto implicará la selección de una serie de lugares en los que se pueden colocar medidores de demanda para registrar la demanda máxima de grupos de clientes que van desde, al menos 2 hasta 70. En cada lugar con medidor la demanda máxima de todos los consumidores conectados aguas-abajo también será conocida. Con estos datos, el factor de diversidad puede ser calculado para el número dado de clientes aguas abajo.

Sin embargo, resulta técnica, económica y prácticamente imposible que en un sistema de distribución, se tengan medidores instalados para cada uno de los transformadores de distribución. Simplemente, en la ciudad de Puebla y área conurbada, se tienen aproximadamente 26,000 transformadores de distribución. El contar con un esquema de mediciones confiables, es un requisito tan necesario para que los operadores tengan certidumbre y seguridad en sus decisiones al momento

de operar la red. Además de proporcionar una plataforma más confiable para el diseño y planificación del SED, ya que se cuenta con certeza en las demandas presentadas.

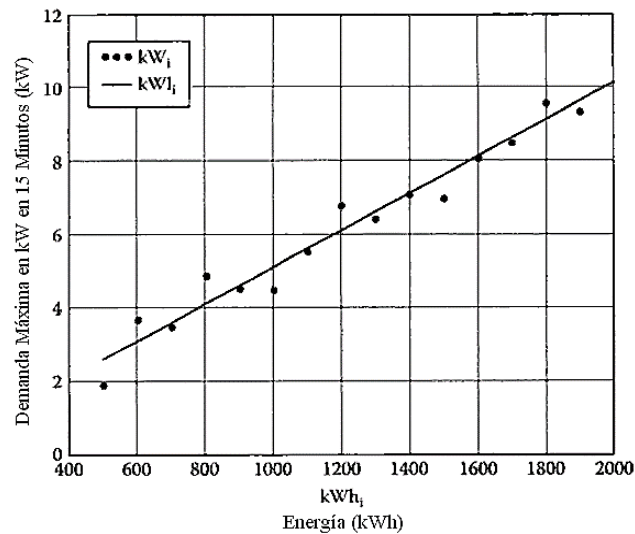


Fig. 2.9.- kW de demanda contra kW/h para consumidores residenciales [11]

Comúnmente, la incertidumbre y los errores en las mediciones, impiden utilizar directamente la información de un sistema de adquisición de datos [14], de ahí que se requiera un proceso de validación de la información mediante la estimación de estado. En vez de monitorear una cantidad enorme de transformadores de distribución, se aprovechará la tecnología de los restauradores con control micro-procesado, donde serán instalados en puntos estratégicos de la red para recabar todas las lecturas variables de demanda y no sólo depender así, de los medidores en los interruptores de potencia de la subestación. En la siguiente tabla, se mostrarán las ventajas de implementar puntos de medición estratégicos en contra de la medición convencional (sólo en la subestación).

Tabla 2.3.- Estudio de flujo convencional vs estimación de estado [14]

Estudio convencional	Estimación de estado
Datos nodales	Datos nodales y de ramales
Siempre observable	Observable por partes o totalmente
No es posible identificar errores	Posibilidad de detectar e identificar errores

Finalmente se definen otros dos factores a considerar para el análisis de la demanda:

- El **factor de coincidencia**, que es la relación de la demanda máxima coincidente total de un grupo de cargas, a la suma de las demandas máximas de las cargas individuales. El factor de coincidencia es el recíproco del Factor de Diversidad, por lo que su valor es igual o menor de 1.
- El **factor de utilización** es la relación de la demanda máxima de un sistema a su capacidad nominal. Por supuesto, el factor de utilización puede ser encontrado también para una parte o



una componente del sistema. La capacidad nominal del sistema debe ser seleccionada como la menor entre su capacidad térmica o su capacidad por caída de tensión.

### 2.1.3.- Características del Modelado de la Carga

A continuación, se presentará una clasificación para las distintas cargas que pueden existir comúnmente en las redes de distribución, así como su definición de acuerdo a los consumos y demandas de estas cargas de los distintos usuarios.

La carga conectada puede consistir en diversos tipos de estas, como: motores, hornos de arco, alumbrado, equipos de cómputo, electrodomésticos, electrónicos, etc.; donde los requerimientos de potencia activa y/o reactiva en algún en particular, como función de voltaje, dependerá del tipo y de la proporción de cargas conectadas a determinado bus. De manera separada, las cargas pueden ser modeladas por tres tipos, con base a la relación voltaje-carga:

1. **Cargas de potencia constante:** son aquellas cargas que no varían su potencia con la magnitud de la tensión aplicada a sus terminales [15]. Ejemplo: alumbrado fluorescente, dispositivos electrónicos (televisores, computadoras, radios, etc.), motores trifásicos (arriba de 1 HP), aparatos de aire acondicionado, entre otros.

Este tipo de carga demanda mayor corriente del sistema bajo condiciones de bajo voltaje para mantener la potencia constante, sin embargo, demanda menor corriente bajo condiciones de voltaje altos. Este modelo es apropiado para sistemas altamente compuestos por motores de inducción, ya que su velocidad y FP no varían mucho ante las variaciones de voltaje.

$$P = VI = \text{constante} \quad (2.10)$$

2. **Cargas de impedancia constante:** son aquellas cargas cuya potencia varía de acuerdo a la magnitud de la tensión aplicada a sus terminales [15]. Ejemplos: alumbrado incandescente (resistores), aparatos electrodomésticos (hornos, secadoras, licuadoras, etc.), calentadores de agua eléctricos, calentadores eléctricos de resistencia, la mayoría del equipo de oficina, reactores, capacitores en derivación y motores monofásicos (fraccionarios).

Este tipo de carga absorbe mucho menos potencia activa y reactiva que el modelado de potencia constante ante bajos voltajes. Varía con el cuadrado de la tensión.

$$P = \frac{V^2 R}{R^2 + (\omega L)^2} \quad (2.11)$$

3. **Cargas de corriente constante:** estas cargas demandan corriente constante del sistema bajo cualquier condición de voltaje. Es decir, la potencia consumida varía directamente proporcional con el voltaje. La potencia de la carga varía de manera directamente proporcional al valor del

voltaje, para voltaje mayor a 0.5 PU (por unidad), mientras que asume una característica elíptica de corriente-voltaje para voltajes inferiores a 0.5 PU.

$$P = f(I)V \quad (2.12)$$

La gráfica siguiente, muestra el comportamiento de cada uno de los tipos de carga descritos en función del voltaje:

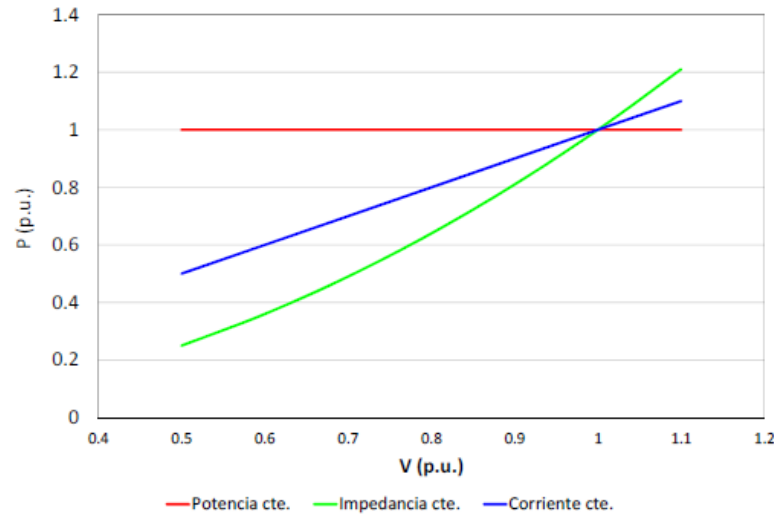


Fig. 2.10.- Potencia de los tipos de carga en función del voltaje [16]

La demanda de potencia eléctrica varía en función de los patrones de comportamiento de los usuarios del SED. Éstos se clasifican de acuerdo al uso final de la energía eléctrica (para el caso del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada):

- Residencial (con un consumo promedio)
- Comercial (con un consumo alto y bajo<sup>2</sup>)
- Industrial (con un consumo alto y bajo)
- Rural (con un consumo promedio)

La representación gráfica de la demanda eléctrica de los clientes en un periodo de tiempo se le denomina perfil de carga. Para conformar el perfil de carga se requiere información del equipo de medición: kW, kVAr, A. Esta información se obtiene del SIMOCE, de cada 5 minutos de todos los días del mes o del año que se va analizar.

Es de suma importancia contar con los perfiles de carga ya que nos ayuda a determinar el perfil característico de la carga que suministra un circuito de distribución, transformador de potencia,

<sup>2</sup> El consumo bajo, alude al consumo inferior que puede existir para así, obtener el rango en que la demanda fluctúa de acuerdo a las distintas formas de consumo del tipo comercial e industrial



subestación o un SEP en particular. Asimismo, nos ayuda a determinar con mayor precisión los factores característicos de un elemento del sistema eléctrico (como el factor de potencia, el de carga o el de pérdidas).

Se define como factor de carga, la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo. La definición del factor de carga debe ser específico en el establecimiento del intervalo de la demanda, así como el periodo en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen. Este valor está entre 0 y 1.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{demanda promedio}}{\text{demanda máxima}} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo } \Delta\delta}{\text{Demanda máxima } \Delta\delta} \quad (2.13)$$

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga esté compuesto de ciclos idénticos, un periodo mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un periodo mayor.

Así pues, dependiendo del valor de su demanda máxima, las demandas de los usuarios con tarifa doméstica (aplicable a todos los servicios que destinen la energía eléctrica para uso exclusivamente doméstico, suministro en baja tensión (BT) cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, pudiéndose suministrarse en 1, 2 y 3 hilos de corriente) y aquellos considerados usuarios importantes, con un horario para servicio general en MT con demanda de 100 kW o más (tarifa HM) [17]; coincidentes con la demanda máxima activa coincidente anual de la red de distribución, y conforme al comportamiento de su carga, los usuarios importantes se clasificarán en los siguientes tipos de acuerdo a su factor de carga:

Tabla 2.4.- Factores de carga de acuerdo al tipo de usuario [15]

Tipo de usuario	Factor de carga
Comercial, industrial y servicios, alto	Igual o mayor de 0.6
Comercial, industrial y servicios, medio	Igual o mayor de 0.3 y menor de 0.6
Industrial, industrial y servicios, bajo	Menor de 0.3

Por tanto, es importante observar que cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos, esto se debe o puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos.

La clasificación de servicios comprenderá a todos los usuarios importantes cuya actividad corresponda a hoteles, bancos, oficinas, centros de enseñanza, hospitales, restaurantes, etc.; en tanto que la de los servicios de temporada, comprenderá a todos los usuarios cuya actividad se presenta únicamente en ciertos periodos del año, tales como: ferias, ingenios, centros de espectáculos, etc. A continuación, se muestran perfiles de carga, según la clasificación de su uso final.

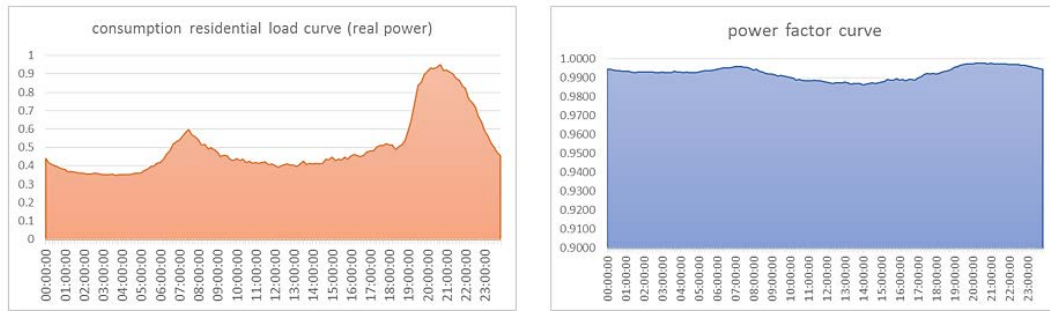


Fig. 2.11.- Perfil diario de carga de un consumo típico residencial promedio [elaboración propia]

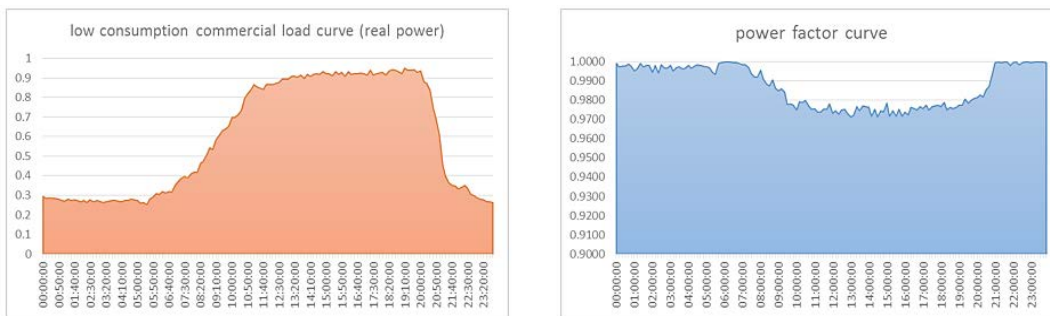


Fig. 2.12.- Perfil diario de carga de un consumo típico comercial bajo [elaboración propia]

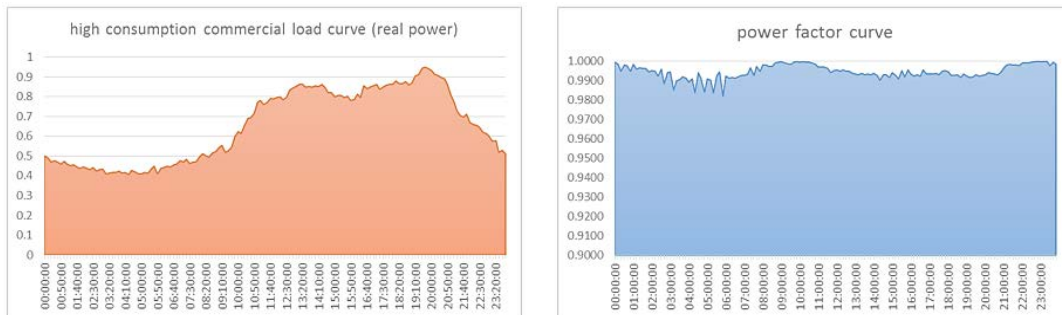


Fig. 2.13.- Perfil diario de carga de un consumo típico comercial alto [elaboración propia]

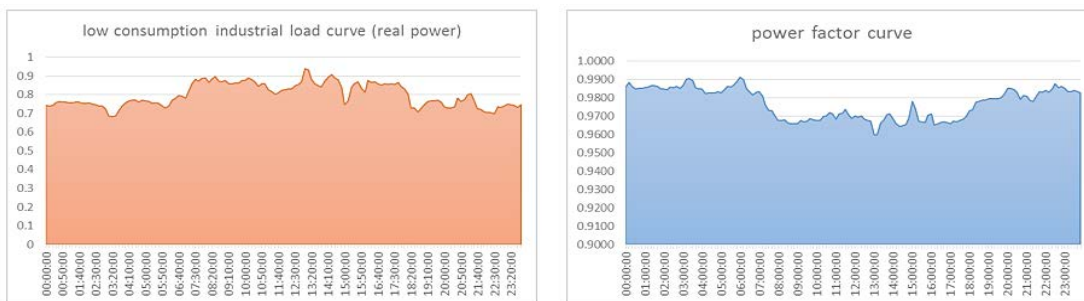


Fig. 2.14.- Perfil diario de carga de un consumo típico industrial bajo [elaboración propia]

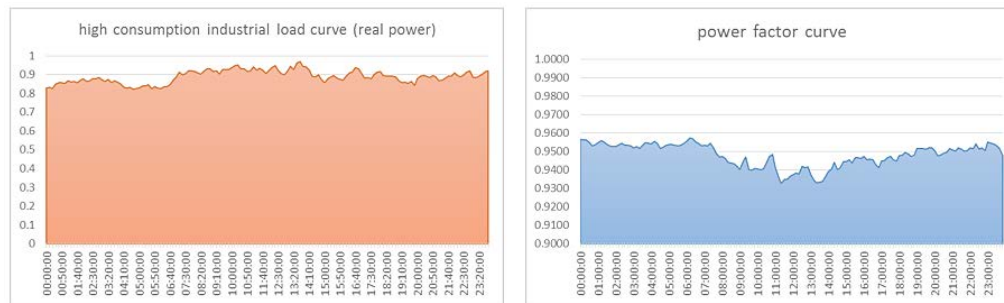


Fig. 2.15.- Perfil diario de carga de un consumo típico industrial alto [elaboración propia]

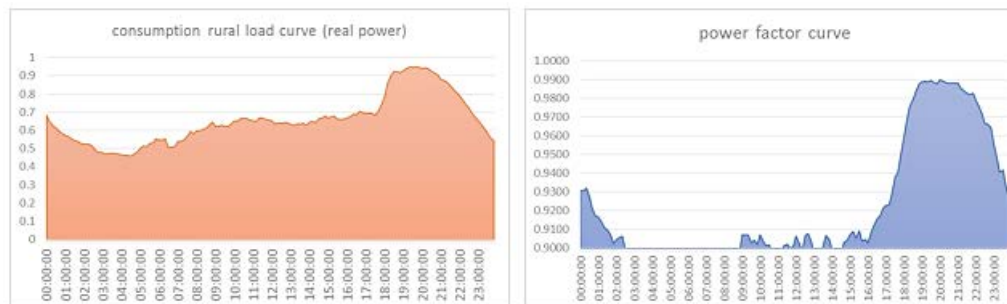


Fig. 2.16.- Perfil diario de carga de un consume típico rural promedio [elaboración propia]

## 2.2.- Importancia de la Infraestructura de Distribución

Dada su importancia en la economía nacional, el sector energético nacional constituye una palanca de desarrollo que requiere de una planeación estratégica y responsable, donde los esfuerzos sectoriales se encuentren alineados hacia objetivos comunes que coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad, mediante planes, programas y metas bien definidas en el mediano y largo plazo [18].

El Estado ejercerá el control operativo del SEN a través del CENACE, determinando la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los transportistas y distribuidores, así como también podrá formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que presten los servicios auxiliares a la operación del MEM que será creado. El sector público se integra por la infraestructura de la CFE y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), los cuales entregan la totalidad de su producción eléctrica a la CFE para suministro en el servicio público. Con respecto a la cadena de valor, la infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases [18]: generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión y ventas a los usuarios finales.

El CENACE operará el MEM, en el cual los generadores, suministradores, comercializadores y usuarios calificados participantes podrán realizar transacciones de distintos productos y servicios, de conformidad con las reglas de mercado.

La infraestructura del SED es quizá la más grande, en comparación a la de generación y transmisión, dada la gran cantidad de capacidad instalada de transformación de energía, el número tan alto de equipo eléctrico, distintos dispositivos y equipos de protección y seccionamiento. La magnitud de sus inversiones es equiparable a las del sistema de generación y son mucho mayores que las correspondientes a los sistemas de transformación y transmisión, como se muestra en la Fig. 2.17.

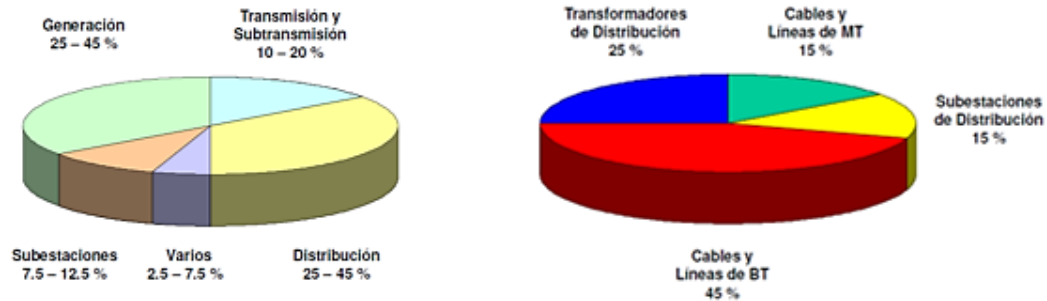


Fig. 2.17.- Inversiones en la infraestructura eléctrica en México [19]

De acuerdo al artículo 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la CFE garantizará el acceso abierto a la RNT y a las RGD, la operación eficiente del sector eléctrico y la competencia. Asimismo, y conforme al documento normativo que establece las fronteras y responsabilidades operativas entre las zonas de operación de transmisión y los centros de control de distribución (formalizado en septiembre 2015), se definen las fronteras operativas con base en el marco legal especificado, siendo de manera enunciativa, más no limitativa las siguientes:

1. Se establece como frontera operativa entre el Distribuidor y el Transportista, el interruptor o primer medio de desconexión de MT (tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV) de los transformadores de potencia de las subestaciones. Lo anterior no aplica para los interruptores en terciarios de transformadores de potencia o interruptores de los compensadores estáticos de VAR (CEV). Véase la siguiente figura:

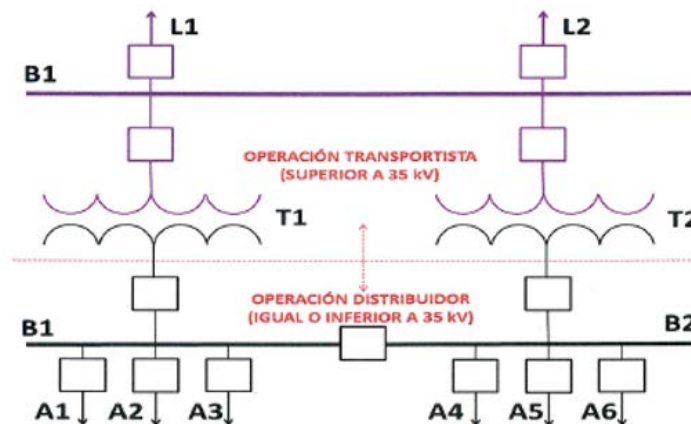


Fig. 2.18.- Frontera operativa entre las ZOT y CCD para subestaciones reductoras de 400, 230, 161, 138, 115, 85, 69 kV/34.5, 23, 13.8 y 6.6 kV [6]

2. El transportista es el encargado de operar físicamente la red de AT (la tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 35 kV) y el Distribuidor es el encargado de operar físicamente la red de MT y BT (tensión de suministro eléctrico a niveles iguales o menores a 1 kV).
3. A partir de la formalización del documento citado, se establece que la operación y control de los interruptores de circuitos de distribución en niveles de tensión menores o iguales a 35 kV que actualmente son operados y controlados por las ZOT, son responsabilidad de los CCD.
4. Asimismo, se establece que la operación y control de los interruptores y líneas en niveles de tensión mayores a 35 kV que actualmente son operados y/o controlados por los CCD, son responsabilidad de las ZOT.

Con la siguiente figura, se identificarán las fronteras operativas de manera gráfica de lo que fue citado en los párrafos anteriores.

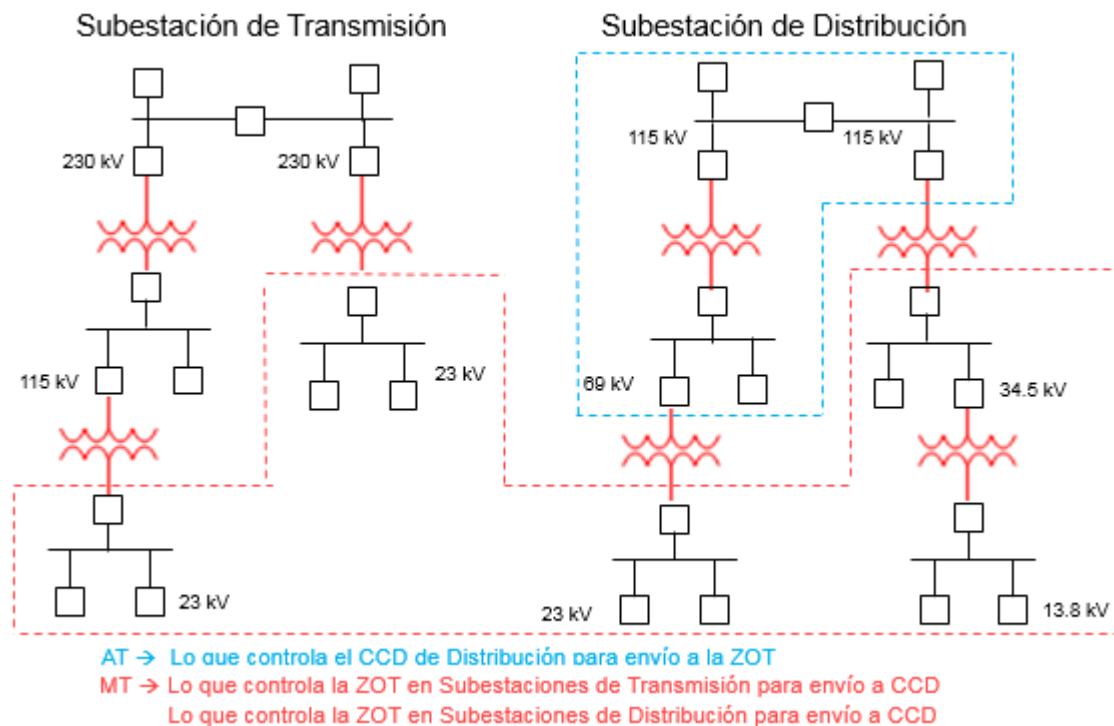


Fig. 2.19.- Instalaciones consideradas para la frontera operativa entre el Distribuidor y el Transportista [6]

Una vez que el Transportista y el Distribuidor formalicen la asignación de activos tanto de subestaciones como de líneas de AT en voltajes mayores a 35 kV, será necesario actualizar el convenio para que cada empresa (transportista y distribuidor) opere físicamente los activos de los cuales sea propietario [6]. Lo anterior asegurando que los cambios no afecten la continuidad del suministro así como la calidad y confiabilidad dispuestos en la LIE.

En este sentido, la infraestructura de lo que era anteriormente la CFE cambia debido a la estricta separación legal. CFE Distribución se encargará de la red de MT y BT con propósitos para

satisfacer los requerimientos de demanda de sus clientes y conectar a nuevos clientes; así como también reemplazar parte de las instalaciones existentes por otras con capacidades mayores, por daño, mal desempeño o término de su vida útil. Derivado a las reformas y legislaciones y la operación y planificación del mercado, probablemente otros entes también participen.

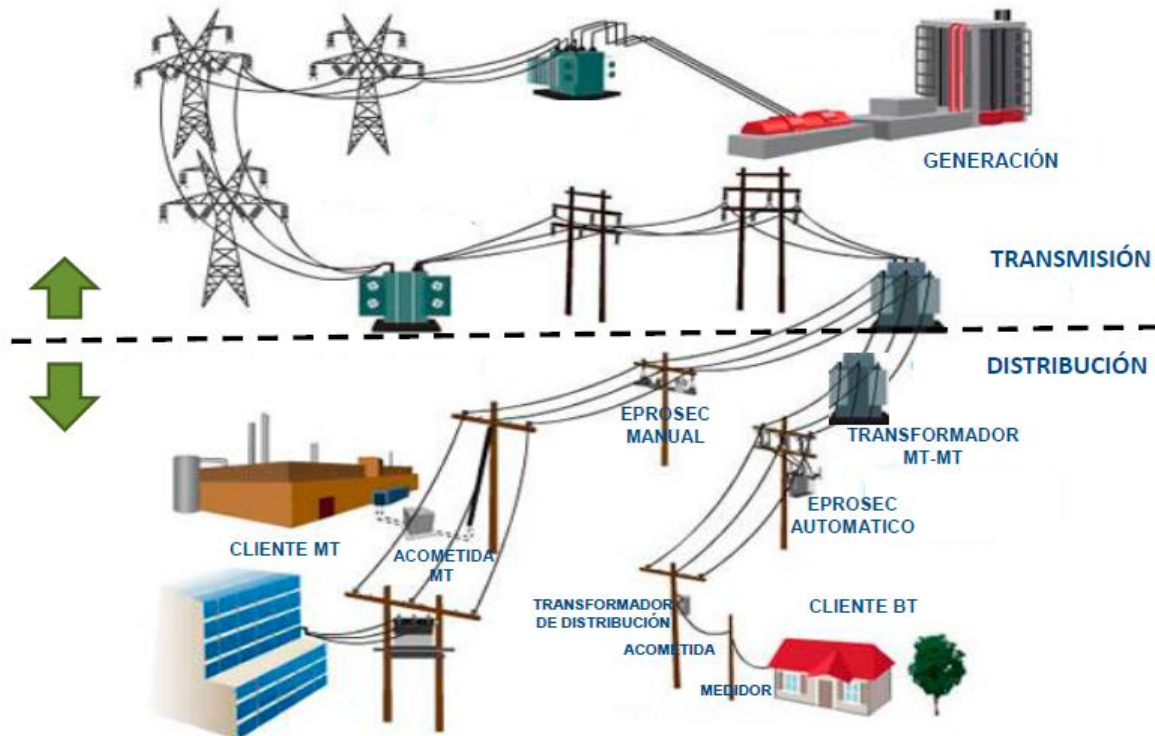


Fig. 2.20.- Frontera operativa y de activos entre el Distribuidor y el Transportista [6]

De acuerdo al informe anual del 2014 del Director General de la CFE, El Dr. Enrique Ochoa Reza [20], se tiene la reciente estadística de la infraestructura de distribución: Al cierre de 2014, el SED de la CFE contaba con una capacidad instalada en operación de 54,624 MVA, en 1,910 subestaciones de potencia. Para distribuir la energía eléctrica a la población, contaba con 820,602 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensiones, así como con alrededor de 1.38 millones de transformadores de distribución a nivel Nacional. En 2014 se incrementó en 829 MVA la capacidad instalada en operación, en 8,556 kilómetros de líneas de distribución y 52,631 transformadores.

Para garantizar el abasto y la continuidad del suministro eléctrico de los usuarios, en 2014 la CFE continuó la expansión de la infraestructura del proceso de distribución. La cantidad de transformadores de distribución creció 4%, pasando de 1.33 millones en 2013 a 1.38 millones en 2014, y la capacidad instalada de transformación, expresada en MVA, creció 1.5%. El incremento del total de líneas de alta, media y baja tensión fue de 8,556 kilómetros en 2014 (1%) [20]. Al cierre de 2014, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 879,692 km, lo que representó un aumento de 14,830 km, respecto al año anterior. Esta red está constituida por líneas de 230-400 kV con 51,184 km

(5.8% del total), 5.8% corresponde a las líneas entre 69 y 161 kV, 12.5% a líneas entre 23 y 34.5 kV y, 35.2% a menores de 13.8 kV [2].

Las redes de distribución en MT suministran la energía transmitida en el rango de 6.6 (en la ciudad de Pachuca, Hidalgo) a 34.5 kV. Durante 2012, se registró un incremento de 1.3% respecto al año anterior, alcanzando 407,957 km. Destaca la concentración de las líneas de 13.8 kV, las cuales tienen una cobertura de 300,427 km. En conjunto estas líneas representaron el 78% del total nacional.



Fig. 2.21.- Redes Generales de Distribución en MT de las 16 Divisiones de Distribución de la CFE [21]

Los indicadores más importantes del proceso de Distribución [20] y concernientes a este trabajo, tuvieron el siguiente comportamiento durante 2014:

- **Pérdidas de energía:** representa el porcentaje que se pierde en referencia a la energía que se recibe en distribución. La mejora de 5.4% se debió principalmente a la recuperación histórica de 2,349 GWh de energía por ajustes a la facturación, a que se intensificó la detección y reparación de usos ilícitos de energía y fallas de medición, así como a la realización de ajustes a la facturación, que redujeron la energía no facturada.
- **Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):** el tiempo en que los clientes se quedaron sin servicio se redujo 11.1 % respecto de 2013, como resultado de la instalación de equipos de protección y seccionamiento tele-controlados en redes de distribución, la sustitución de aislamiento en circuitos de media tensión, la poda de árboles y el retiro oportuno de equipos y materiales por el fin de vida útil.
- **Libramiento de Eventos:** Es el porcentaje de eficiencia de las protecciones eléctricas de las subestaciones de distribución. En 2014, el indicador presentó una variación favorable de 0.1% respecto de 2013, como resultado del reemplazo de equipo que había alcanzado su vida útil (relevadores de protección); la coordinación de protecciones; el mantenimiento oportuno de esquemas de protecciones; y la sustitución de tableros de protección, control y medición.



Así pues, y debido a que se tiene una gran cantidad de equipo y líneas a gestionar por parte de distribución en CFE, se percata que en este proceso, con excepción de la variación de la frecuencia que es un disturbio exclusivo del sistema de generación, la mayoría de los demás disturbios que afectan la calidad del suministro eléctrico se presentan principalmente en el sistema de distribución y, finalmente, la mayoría de las pérdidas técnicas (eficiencia del sistema eléctrico en el transporte de la energía) se presentan también en distribución. Sin embargo, frecuentemente pasa desapercibida la importancia del sistema de distribución, con respecto al sistema de generación debido a las siguientes razones:

1. El sistema de generación crece súbitamente en una forma escalonada, en tanto que el sistema de distribución crece constantemente y en forma paulatina.
2. El sistema de generación crece en una forma localizada (unos cuantos sitios), en tanto que el sistema de distribución crece en una forma dispersa (por todo el territorio atendido).
3. Parte del sistema de distribución es construido mediante el sistema de obras por terceros.

Dado que los sistemas de distribución representan hasta el 90% de todos los problemas de confiabilidad para los clientes y para mejorar dicha confiabilidad es necesario un conocimiento básico e integral de lo que son las redes de distribución, en qué parte forma de un sistema eléctrico de potencia, sus funciones como sub-sistema, clasificaciones de acuerdo a su desempeño, equipos y actividades de operación y funcionamiento, entre otros.

Se debe de guardar mucha importancia al sistema de distribución ya que aquí es donde ocurren la mayoría de las pérdidas técnicas, la mayoría de los problemas de confiabilidad (interrupciones), consiste en el mayor número de componentes y por lo tanto es el más difícil de diseñar y porque tiene la mayor capacidad instalada. La capacidad de las plantas de generación y de las subestaciones debe estar diseñada de manera tal que se abastezca toda la energía demandada por clientes. Aquí un punto importante es el de abatir las pérdidas técnicas en las redes de distribución mediante la reconfiguración de las trayectorias de los alimentadores primarios, porque por cada kW de pérdida que se genere, repercute de manera negativa en el sobredimensionamiento o construcción de nuevas plantas de generación.

Tres condiciones se deben cumplir para garantizar la capacidad de generación adecuada del sistema: en primer lugar, la capacidad de generación disponible debe ser mayor que exigido de carga del sistema, más las pérdidas de energía. En segundo lugar, el sistema debe ser capaz de transportar la energía demandada por clientes sin sobrecarga o calentamiento considerable de los conductores y equipo eléctrico; además de no poner en riesgo la estabilidad del sistema. En tercer lugar, los clientes deben ser suministrados dentro de un rango de voltaje aceptable [22].

Respecto a la distribución, hoy se registran ineficiencias significativas. Las pérdidas técnicas y no técnicas de energía en México son alrededor del doble del promedio de los países de la OCDE. Aproximadamente 15% de la energía producida por la CFE no se cobra [21].

Finalmente, el número de usuarios al cierre de 2014, se ubicó en 38.4 millones. Ese número representa un incremento anual de 2.7% con relación a diciembre de 2013. Esto significó un incremento



de un millón de clientes. En 2014, 91% del crecimiento de usuarios correspondió al sector doméstico, 7.2% al sector comercial, 1.3% a la mediana industria y 0.5% a los sectores de la gran industria, agrícola y de servicios públicos. Las entidades federativas con mayor cantidad de usuarios son: Estado de México, la ciudad de México, Jalisco, Veracruz y Puebla. En estos 5 estados se concentra el 38% del total de los usuarios del país [20].

Atendiendo a estas necesidades, a continuación, se presentan los conceptos fundamentales, la terminología y la simbología que servirá como base de conocimiento para temas consecuentes de planificación, operación y finalmente la optimización del flujo de potencia de las redes de distribución.

### 2.2.1.- Características de la Infraestructura de la ciudad de Puebla y área conurbada

La misión del sistema de distribución es *suministrar* potencia a los usuarios en su *lugar* de consumo y en la forma lista para usarse. Para ello el sistema de Transmisión y Distribución (T&D) debe cumplir con las siguientes metas:

1. Cubrir el área entera de servicio.
2. Tener capacidad para satisfacer instantáneamente la demanda.
3. Proporcionar un suministro altamente confiable a sus usuarios.
4. Proporcionar una calidad de tensión estable a sus usuarios.
5. Y por supuesto, por encima de todas ellas, lograr éstas cuatro metas anteriores ¡al costo más bajo posible!

Del total de usuarios atendidos, la región centro concentra el mayor porcentaje de aquellos abastecidos mediante el servicio público con el 29% (11 143 758 usuarios); lo cual se asocia a la alta concentración demográfica al ser la región urbana más grande del país [2].

A continuación, se presenta un par de tablas con los datos básicos de los circuitos en media tensión, aéreos, involucrados del área de implementación del ADMS, esto es para las Zonas de Distribución Puebla Poniente y Puebla Oriente de la DDCOr de la CFE.

Tabla 2.5.- Alimentadores, poblaciones y área de cobertura del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada [elaboración propia]

Zona de Distribución	Cobertura	Poblaciones	Demanda máxima no coincidente	Alimentadores en media tensión	
	km <sup>2</sup>	No.	MW	No.	km
Puebla Poniente	431	68	550	66	1 168
Puebla Oriente	1 003	74	315	69	1 390

Tabla 2.6.- Transformadores del SED de la ciudad de Puebla y área conurbada [elaboración propia]

Zona de Distribución	Transformadores				Transformadores de potencia			
	Pza.	kVA	Bancos	kVA	115/34 kV	MVA	115/13 kV	MVA
Puebla Poniente	7 495	294,162	5 352	294 161	8	240	11	340
Puebla Oriente	10 532	343,441	8 467	368 355	4	120	15	460

Los sistemas de distribución se encargan de recibir los grandes “bloques” de energía de las líneas de transmisión y la distribuyen esta potencia en pequeños bloques hacia los clientes conectados a la red. Para ello, las subestaciones de distribución reciben la alimentación de líneas de sub-transmisión y disminuyen los niveles de tensión con los transformadores de potencia localizados en dichas subestaciones. Estos transformadores alimentan a los sistemas primarios de distribución (de ahí su nombre en el *argot* de llamar a estos sistemas, como alimentadores) que la componen muchos circuitos (alimentadores) de distribución. Los alimentadores consisten de una topología que tiene una línea troncal (de tres fases), de la cual se derivan distintos ramales ya sea de dos o una fase, para alimentar a aquellos usuarios que requieren una o dos fases en su tensión de suministro. Los transformadores de distribución, disminuyen el nivel de tensión de alimentadores primarios a niveles de tensión de sistemas secundarios.

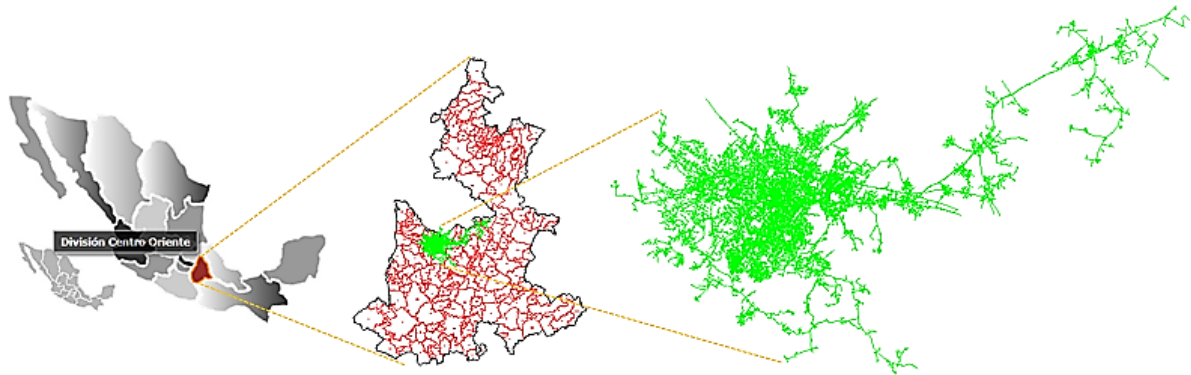


Fig. 2.22.- Red de distribución de alimentadores de Puebla y área conurbada [elaboración propia]

El Departamento de Planificación de Distribución de la DDCOr-CFE, se ha concentrado históricamente en monitorear la red desde la perspectiva de la capacidad instalada, centrándose en los diseños que suministran todos los clientes de acuerdo a su demanda máxima y siempre dentro de las tolerancias de tensión aceptables que no dañen al equipo eléctrico.

Sin embargo, la planificación de la capacidad instalada se debe llevar a cabo con rigor analítico y utilizando herramientas para aplicar y entender modelos de red para ver el desempeño del flujo de carga. La confiabilidad se considera importante (inclusive es el factor más importante para el cliente), pero para la compañía suministradora, se puede decir que tiene una preocupación secundaria, ya que la CFE pretende abordar, mediante la adición de la capacidad y el diseño de la topología de la red y adicionar más fuentes de generación para que ciertas cargas pueden ser restauradas después de producirse un fallo eléctrico. En la adición de capacidad va implícita la confiabilidad, sin embargo, no le

resta un análisis por separado por ser un factor de vital importancia para la calidad de suministro de energía para los clientes.

El impacto de la confiabilidad de distribución para los clientes es aún más importante que el costo, es decir, los clientes están dispuestos a pagar un poco más por el consumo de energía eléctrica, siempre y cuando la compañía suministradora tenga la capacidad para ser totalmente confiable (sin interrupciones). Para un cliente residencial típico, con 90 minutos de interrupción de energía por año, entre 70 y 80 minutos, será atribuible a los problemas que se producen en los sistemas de distribución [22]. Esto es debido en gran parte a la naturaleza radial de la mayoría de los sistemas de distribución, el gran número de componentes implicados, la escasez de los dispositivos de protección y los interruptores o equipos de seccionamiento.

De los distintos sistemas de distribución que se utilizan actualmente, el más eficiente es el sistema trifásico, ya que es el que tiene las menores pérdidas y menores caídas de tensión que los demás sistemas. Dependiendo de la utilización y la economía para el transporte y distribución de la energía eléctrica, el sistema de distribución de media tensión podrá ser trifásico, bifásico o monofásico con neutro corrido, para aquellos sistemas en donde existirán transformadores de distribución que alimentarán a cargas trifásicas, bifásicas o monofásicas; o bien, existirá un desbalanceo de carga entre las fases. En la figura siguiente, se muestran los distintos sistemas de distribución de media tensión que han sido utilizados por la CFE.

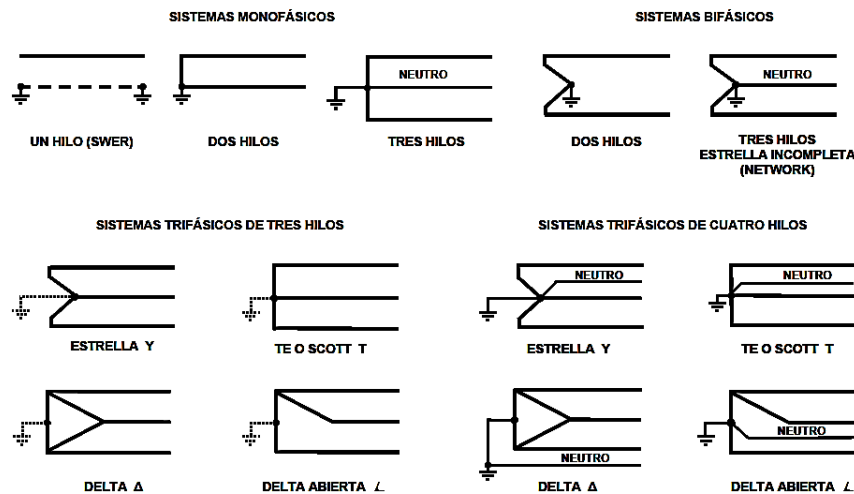


Fig. 2.23.- Tipos de sistemas de distribución en media tensión [23]

En la CFE, de acuerdo a las “Normas de Distribución Construcción de las Instalaciones Aéreas en Media y Baja Tensión”, obedecen a la necesidad de tener una reglamentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y simplificar la construcción en instalaciones de distribución hasta 33 kV para áreas normales y de contaminación, que permita lograr una operación eficiente y segura con un mínimo de mantenimiento, incluyendo los desarrollos tecnológicos en materiales y equipos, para su aplicación por el personal de CFE y externo que proyecta, construye y supervisa.



Puesto que en nuestro país existe una gran diversidad de condiciones climáticas y topográficas se utilizarán datos de diseño representativos para zonas con velocidad regional de viento 120 km/h y una presión de viento máximo de 1 058 Pa. Bajo las limitantes anteriores, estas normas satisfacen las condiciones mecánicas requeridas por los conductores desnudos comúnmente utilizados en líneas aéreas de distribución, hasta calibre 477 kCM de ACSR (del inglés *Aluminum Conductor Steel Reinforced*, conductores de aluminio con alma de acero) o AAC (del inglés *All Aluminium Conductor*, conductores con hilos de aluminio) y 250 kCM de cobre [24]. Por conductor desnudo, se interpreta a aquellos sin ningún tipo de recubrimiento en los hilos que forman helicoidalmente el conductor, para instalación en estructuras aéreas montadas en los postes. Sin embargo, probablemente se encuentren conductores “semi-aislados”, es decir, aquellos conductores que tienen una cubierta semiconductora y otra de polietileno para protegerlos en zonas altamente arborizadas, lluviosas y con vientos fuertes, a fin de mejorar la confiabilidad del servicio, cuando ramas, gajos y pequeños troncos de árboles y/o arbustos realizan contacto con el cable energizado.

El sistema de distribución en Puebla a utilizar según la CFE, debe ser el tipo A (3 fases-4 hilos). Los ramales importantes con 2 fases-3 hilos y las derivaciones con 1 fase-2 hilos, vigilando que el desbalance en el punto de conexión entre fases no exceda del 5%. Por ningún motivo se deberá construir instalaciones de distribución para sistemas de retorno por tierra (1 fase-1 hilo).

Tabla 2.7.- Tipo de sistema A: 3 fases 4 hilos para sistemas de distribución en media tensión [24]

TIPO DE SISTEMA	DESCRIPCIÓN	REPRESENTACIÓN GRÁFICA	DESCRIPCIÓN GENÉRICA
A	Conexión estrella, con el neutro solidamente conectado a tierra en la subestación; neutro corrido desde la subestación y multiterrazado.		3F- 4H

Las normas de construcción de sistemas de distribución son aplicables para las tensiones eléctricas nominales indicadas en la tabla siguiente, y cualquier condición mecánica diferente a las condiciones anteriores requiere de un cálculo.

Tabla 2.8.- Tensiones eléctricas de acuerdo al número de hilos del sistema de distribución [24]

Nivel de tensión	Número de hilos	Tensión eléctrica
Baja tensión	Monofásico	120/240 V
Baja tensión	Trifásico	220-Y/127 V
Media tensión	3 Fases – 4 Hilos	13.2-Y/7.62 kV
		22.86-Y/13.2 kV
		33-Y/19.05 kV



La tensión eléctrica entre fases se indica en el lado izquierdo de la diagonal y en el lado derecho se indica la tensión de una fase al hilo de neutro. La tensión nominal entre fases de los circuitos de media tensión de los sistemas de distribución es de 13.2, 22.86 y 33 kV, mientras que en las tensiones nominales en la subestación, son de 13.8, 24 y 34.5 kV [24]. En lo sucesivo, cuando se indique 13, 23 o 33 kV se está refiriendo a las tensiones eléctricas nominales del circuito específico.

#### 2.2.1.1. Subsistemas de Distribución

- **Subestaciones de Distribución:** son aquellas instalaciones que también actúan como nodos del sistema eléctrico de distribución que permiten conectar a las líneas de transmisión de voltajes de alta tensión a niveles de media tensión, que es para alimentar a los sistemas primarios de distribución.
- **Sistemas primarios de distribución:** son los circuitos que transportan la electricidad de las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. Existen varios rangos de niveles de media tensión, los típicos son 13.8, 23 y 34.5 kV.
- **Transformadores de distribución:** son aquellos dispositivos eléctricos que se encargan de convertir los niveles de media tensión a los niveles de baja tensión, que son los niveles de utilización menor a 1 kV. Los rangos típicos de sus capacidades son desde los 5 hasta 1000 kVA.
- **Sistemas secundarios de distribución:** son aquellos circuitos que suministran la electricidad a partir de los transformadores de distribución hacia las entradas de servicio de los clientes. Los voltajes típicos son 120/240 V monofásico-trifásico.

Cabe hacer mención que las acometidas son aquellos conductores que sirven de enlace y conexión entre cualquier nivel de tensión de los subsistemas de la compañía suministradora hacia la instalación eléctrica del consumidor, dados sus requerimientos.

#### 2.2.2.- Interacción entre un Sistema de Transmisión y Distribución

Muchos autores han dejado de contrastar con la asignación que anteriormente tenía la CFE para operar sus redes de distribución, ya que la literatura dice que los sistemas de distribución inician en las subestaciones de distribución [22] y dado las reformas regulatorias, CFE distribución atenderá exclusivamente las redes de MT que inician en las subestaciones de distribución. La compleja interacción de un sistema de transmisión y distribución, está gobernada por un número de leyes físicas relacionadas con el fenómeno natural que ha sido originado al ensamblarlo para producir y mover la potencia eléctrica [25]:

1. La potencia se produce más económicamente en las grandes centrales.
2. La potencia se debe distribuir a muchas cargas pequeñas.
3. La tensión de utilización es inservible para la transmisión de la potencia.
4. Es más económico mover la potencia a alta tensión.

5. El equipo de alta tensión tiene mayor costo, pero con una mucha mayor capacidad.
6. Es costoso cambiar el nivel de tensión.

Las subestaciones son el lugar de reunión de los sistemas de transmisión y de distribución. Son más importantes al desempeño y a la economía de los niveles de transmisión y de distribución, de lo que podría indicar su propio costo y su buena planificación es clave para la buena planificación en el nivel de distribución (proyección de alimentadores). La especificación, disposición, y diseño de las subestaciones es un elemento importante en el sistema de potencia, y lo más crítico es que sean compatibles en capacidad, localización y nivel de tensión con el tipo de sistemas de transmisión y de distribución construidos en uno u otro lado (eléctrico) de ellas.

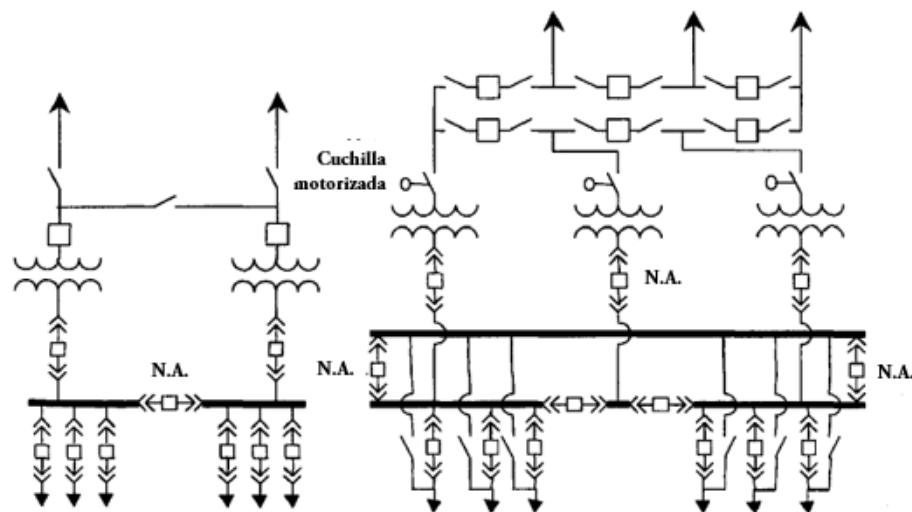


Fig. 2.24.- Diseños de subestaciones que aumentan la confiabilidad del suministro eléctrico [22]

No obstante, el reciente interés en las tecnologías de la generación distribuida, existen tremendas economías de escala a favor de la generación centralizada. La idea es continuar dividiendo la potencia en unidades menores, conforme es movida más cerca del usuario, manteniéndola todo el tiempo a una tensión que es la más económica para esa cantidad de potencia siendo movida [25]. Actualmente se ha tenido pequeñas diferencias para definir el umbral de operación entre los procesos de transmisión y distribución; por lo que se citan las siguientes distinciones de un nivel y otro:

- a) **Por clase de tensión:** transmisión es arriba de 34.5 kV, distribución es 34.5 kV y abajo de ella [16: Niagara-Mohawk].
- b) **Por función:** distribución es todo lo que alimente transformadores de distribución [16: Central Maine Power].
- c) **Por configuración:** transmisión es una red anillada o mallada, y distribución es de configuración radial [16: Houston Light and Power].



- d) **Por propósito:** transmisión es todo lo construido al menos parcialmente para los requerimientos de estabilidad y de operación; distribución es todo lo construido únicamente para distribuir la potencia a los usuarios [16: ABB].

Además, se debe tomar en cuenta que los problemas de confiabilidad suceden más en el sistema de distribución, por lo que la atención debe estar en distribución y por ende, los beneficios se verán consecuentemente en los sistemas de transmisión y generación. A continuación, una estadística [21] de lo mencionado en este párrafo:

- **Transmisión:** menos del 1% de la ocurrencia de las salidas y de los minutos asociados
- **Sub-transmisión:** menos del 5% de la ocurrencia de las salidas:
  - menos del 1% de los minutos, si es parte de un sistema anillado
  - de 10 a 30% de los minutos, si es un sistema de sub-transmisión radial
- **Subestaciones:** menos del 1% de la ocurrencia de las salidas y típicamente menos del 5% de los minutos asociados
- **Alimentadores de Distribución:** más del 90% de la ocurrencia de las salidas y del 70 al 95% de los minutos asociados.

¡La atención para atender la confiabilidad y la calidad del suministro de energía eléctrica, debe estar en distribución!

Dadas las grandes dificultades que tienen las empresas suministradoras para obtener sitios, se ha vuelto común la práctica de combinar las funciones de T&D en una subestación. Esto complica el asunto tanto para los ingenieros de planificación de transmisión como los de distribución, siendo los siguientes cuatro sucesos los de principal importancia:

1. Las líneas de transmisión de entrada y los alimentadores de salida compiten por el derecho de vía de entrada y salida disponible de la subestación. Sólo hay cierto espacio disponible aéreo y subterráneo.
2. Los requerimientos combinados del equipo tanto de transmisión como de distribución originan la necesidad para un sitio grande. Esto reduce la flexibilidad de la planificación limitando el número de sitios los cuales son mínimamente aceptables.
3. La localización de una subestación combinada de transmisión y distribución, tiene que ser un compromiso entre las necesidades de ambas, esto significa que no puede ser idealmente localizada para uno u otro propósito.
4. El sitio en sí mismo, puede convertirse en bastante congestionado, con libramientos mínimos y sin espacio para expansiones futuras de uno u otro lado.

### 2.2.3.- Sistemas Primarios Aéreos de Distribución

Un sistema de distribución suministra potencia que recibe en unos cuantos puntos de recepción y a su vez, esta potencia es entregada a miles de usuarios distribuidos en una determinada área geográfica,



que puede llegar a tener cientos o miles de kilómetros cuadrados. Adicionalmente a la infraestructura propia del sistema de distribución, se tienen equipos de protección, seccionamiento, regulación de voltaje, compensación reactiva, comunicación y control; cuyas funciones coadyuvan a la gestión y control al sistema de distribución.

La necesidad de proteger al SED, se deriva de la problemática que se presenta, cuando ocurre una pérdida de aislamiento en los conductores o equipos, misma que origina la circulación de elevadas corrientes de falla que, de no ser interrumpidas, pueden destruir parte o la totalidad del sistema de distribución. Las actividades de control tienen que ver con mediciones de tensión, carga, temperatura, con el conocimiento del estado en que se encuentran los diferentes puntos de seccionamiento, de los cuales es necesario tener información. Asimismo, se encuentra la apertura y cierre a control remoto de puntos de seccionamiento, mismos que es necesario conmutar cuando se requiere cambiar la topología de las redes por necesidades operativas.

#### 2.2.3.1. Configuraciones Típicas del Sistema de Distribución

Los sistemas primarios de distribución consisten en los alimentadores que entregan la potencia desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. Un alimentador inicia de un interruptor de potencia en la subestación de distribución. Dicho alimentador tiene una configuración trifásica y desde la salida, a esta parte del alimentador se le conoce como troncal, de donde se derivan ramales de una, dos o tres fases; que comúnmente son protegidas por equipos de protección como fusibles, seccionalizadores o restauradores. Un alimentador ilustrativo se muestra en la siguiente figura.

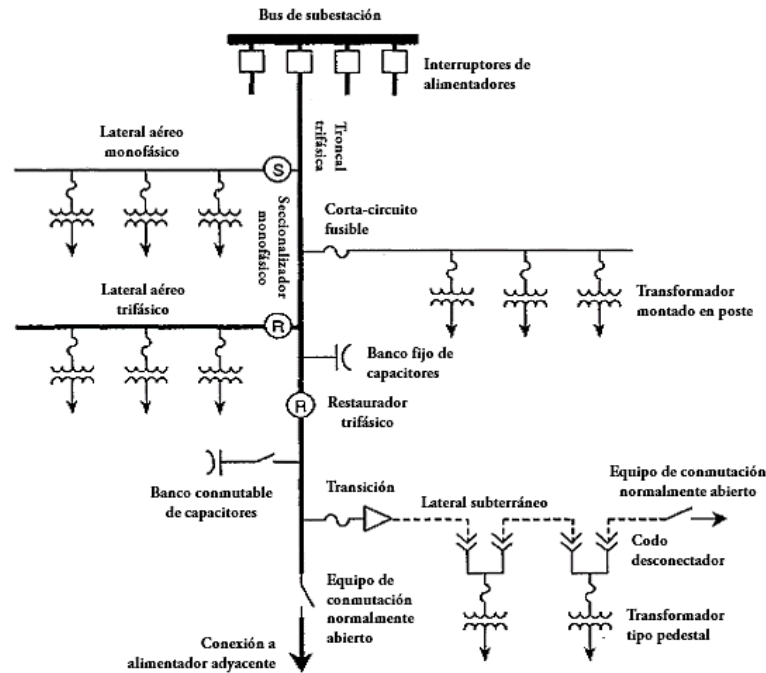


Fig. 2.25.- Un alimentador primario con sus principales componentes [22]

La alimentación radial aérea o subterránea es naturalmente la menos compleja y su aplicación está limitada a cargas que no requieren alta continuidad de suministro (residenciales, comerciales bajas, rurales, etc.), debido a que la falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria afectará a todos los usuarios conectados hasta que ésta se localice y se repare. La mayoría de los sistemas de distribución consisten de primarios y secundarios radiales. Una fuente de tensión, con la potencia fluyendo únicamente hacia los usuarios. Las configuraciones típicas de los alimentadores aéreos radiales son dos: en tenedor o en árbol; como se ve en la siguiente figura.

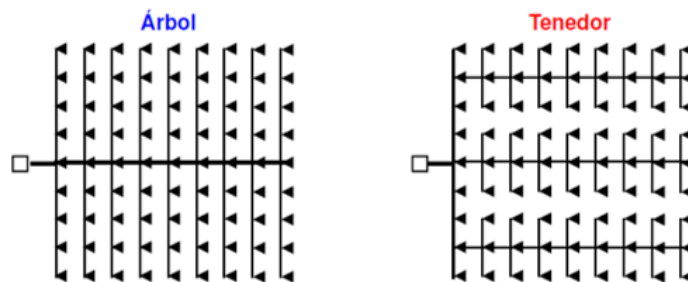


Fig. 2.26.- Configuraciones típicas de los alimentadores aéreos radiales [25]

Toda la red de distribución aérea en media tensión de la DDCOR para la ciudad de Puebla y área conurbada, es bajo configuración radial, formando una malla con puntos de enlaces normalmente abiertos.

### 2.2.3.2. Componentes del Sistema Primario de Distribución

Los alimentadores tienen muchos tipos de componentes, todos jugando un interconectado papel para la confiabilidad y calidad de distribución de electricidad. En esta sección se ofrece una breve descripción de los principales componentes y las prácticas de construcción, para dar pie a un mejor entendimiento en el modelado de alimentadores para análisis de flujos de potencia.

**Postes y crucetas.** Forman aquella infraestructura donde se apoyan los equipos eléctricos de distribución y los conductores. Existe una vasta variedad de postes: de madera, concreto, acero, torrecillas, etc.; y de diferentes alturas. Lo que conviene aquí describir las más usadas, la posición geométrica de los conductores que son soportados a las estructuras metálicas varadas a los postes.

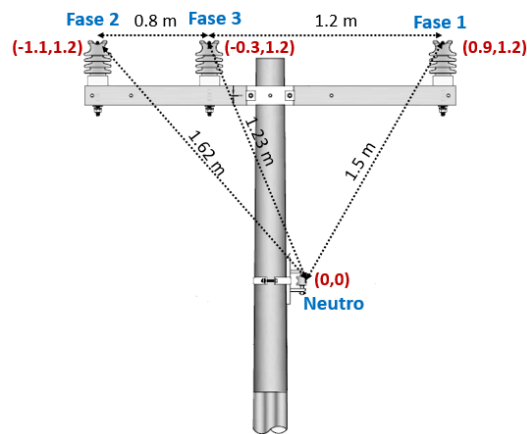


Fig. 2.27.- Estructura tipo TE: Te Sencilla, cruceta C4T [elaboración propia]

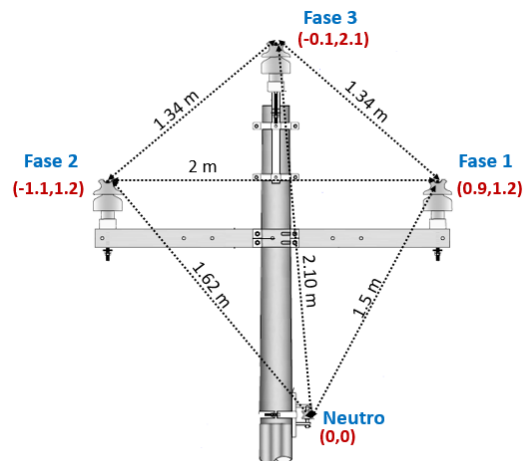


Fig. 2.28.- Estructura tipo PS: Punta-poste Sencilla, cruceta C4T [elaboración propia]

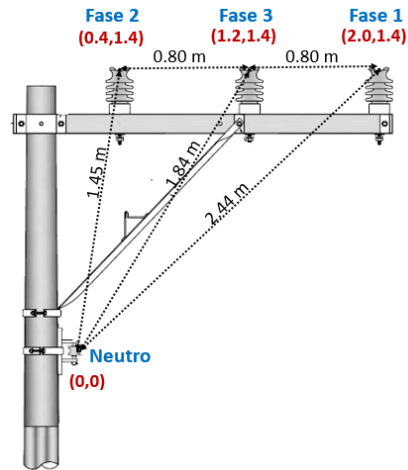


Fig. 2.29.- Estructura tipo VS: Volada Sencilla, cruceta C4V [elaboración propia]

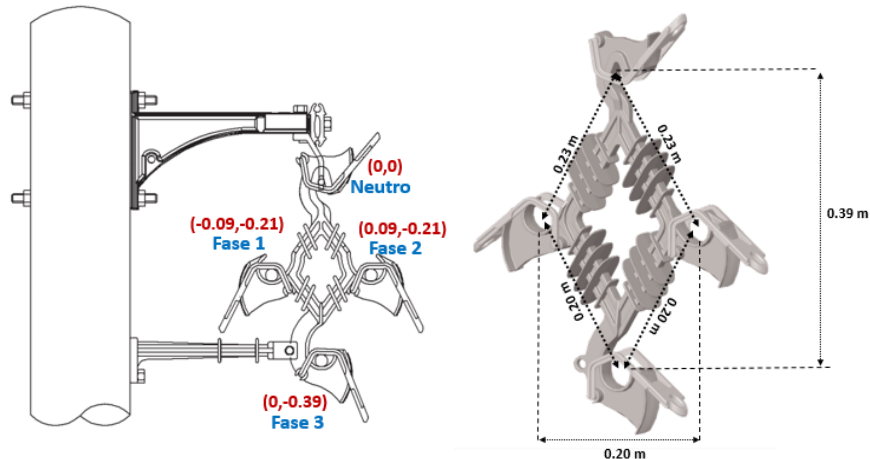


Fig. 2.30.- Estructura tipo KA para red compacta [elaboración propia]

**Conductores aéreos.** Son los que transportan la corriente de carga en un sistema de aéreo. Las principales clasificaciones son por su tipo de aislamiento, sección transversal, número de hilos, el material, la impedancia y la ampacidad. Líneas sin una cubierta aislante se llaman conductores desnudos y todas las demás líneas se hace referencia a conductores como semi-aislados o aislados. Los conductores que más comúnmente se utilizan en CFE distribución, se muestra en la Tabla 2.9.

Dos características de la línea importantes son la impedancia y la ampacidad admisible. Impedancias son resistencias y reactancias en serie que determinan las pérdidas óhmicas y las caídas de voltaje. La resistencia se determina principalmente por material de la línea, pero también se ve influida por la temperatura del conductor y la frecuencia de onda de corriente. La reactancia es principalmente determinada por la geometría de la construcción de la línea, con diseños compactos tienen una reactancia más pequeña, que los diseños con separación más grande entre conductores.



Tabla 2.9.- Conductores desnudos aéreos más utilizados para las redes de distribución de CFE [24]

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (Kg/1000 m)	Kg/1000 m 3 Conductores + 5%	Carga de ruptura (Kg)	Capacidad (Amperes)	Equivalente en conductividad
2	Cu	7	33,62	8,14	305	931	1312	230	-
1/0	Cu	7	53,48	9,36	485	1479	2155	310	-
3/0	Cu	7	85,01	11,8	771	2352	3341	420	-
250	Cu	19	126,7	15,24	1149	3505	5048	540	-
3/0	AAC	7	85,01	12,75	234,4	715	1377	330	Cu 1/0
266,8	AAC	19	135,2	16,31	372,8	1137	2784	440	Cu 3/0
336,4	AAC	19	170,5	18,29	470,1	1434	2730	510	Cu 4/0
477	AAC	19	241,7	21,77	666,4	2033	3773	640	300
1/0	ACSR	6/1	62,4	10,11	216	659	1940	240	Cu 2
3/0	ACSR	6/1	99,23	12,75	343	1046	3030	315	Cu 1/0
266,8	ACSR	26/7	157,22	16,28	545	1662	5100	455	Cu 3/0
336,4	ACSR	26/7	198,3	18,31	689	2101	6375	530	Cu 4/0
477	ACSR	26/7	281,1	21,8	977	2980	8820	660	300

**Equipos de Seccionamiento.** Son dispositivos que se pueden conmutar para volver a configurar un sistema de distribución. Al igual que los interruptores de desconexión de la subestación, son calificados como aperturas bajo carga o sin carga.

**Cortacircuitos fusible.** Son recipientes que sujetan los eslabones fusibles que, ante corrientes de condiciones normales de operación, no son capaces de interrumpirlas; sino hasta que ocurren altos niveles de corriente generados por las fallas, para la fundición del eslabón fusible.

**Restauradores.** Son dispositivos de protección independientes con capacidad de interrupción de falla y de reconexión, mediante relés. Tienen una capacidad de interrupción menor que para un interruptor de potencia de circuito y sus aplicaciones son para aquellas partes lejanas de las subestaciones donde la corriente de falla, es baja. La mayoría de los restauradores utilizan una o dos operaciones instantáneas para despejar una falla sin ningún retardo de tiempo intencional. Si la falla persiste, las operaciones temporizadas permiten que los dispositivos aguas-abajo puedan operar de manera coordinada.

**Capacitores.** Son dispositivos utilizados para proporcionar corriente reactiva y contrarrestar las cargas inductivas, tales como los motores. Ubicados correctamente los capacitores en las redes, se podrán reducir las pérdidas de energía, mejorar la regulación de voltaje y permitir que el sistema de distribución pueda ofrecer mayor potencia útil. En los sistemas de distribución típicos, se utilizan capacitores fijos (no pueden ser encendidos o apagados) y los capacitores conmutables que se activan automáticamente en función de las mediciones de la temperatura, temporizadores, corriente, voltaje, de potencia reactiva o de factor de potencia.

**Transformadores de distribución montados en poste.** Son dispositivos encargados de bajar el nivel de tensión con capacidades relativamente pequeñas de transformación. Estos pueden ser

monofásicos o trifásicos, con protección externa (protección contra sobretensión y sobre-corriente) o con protección interna. Capacidades van desde los 5 kVA hasta los 1000 kVA.

**Protección contra rayos.** Se refiere a la protección de sobretensión transitoria, mediante apartarrayos y cables de puestas a tierra. Se tratan de resistencias no lineales que tienen altas impedancias a tensiones normales y valores cercanos a cero de impedancias ante voltajes más altos. Protegen al equipo ante sobretensiones entre fase y tierra.

La figura siguiente, muestra un mapa de distribución con la simbología para identificar los conductores y equipo eléctrico, previamente descritos.

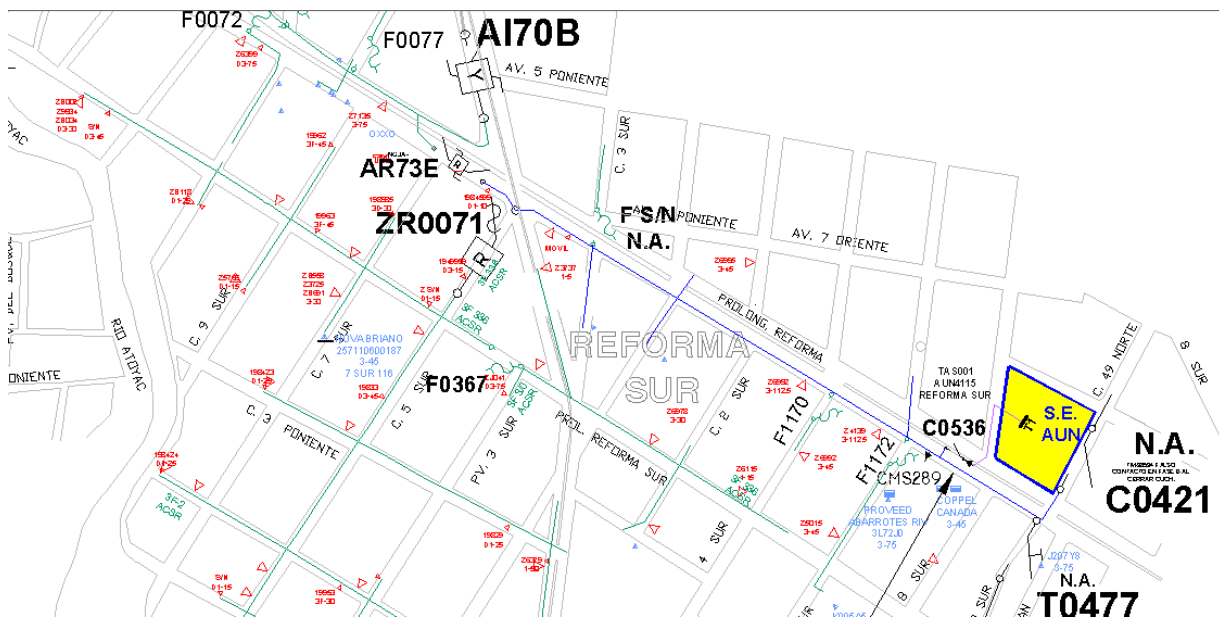


Fig. 2.31.- Mapa de distribución del alimentador AUN-4015 Reforma Sur [8]

## 2.3.- Planificación y Operación Estratégica

¿Qué es planificación? Existe un sinnúmero de definiciones de qué es planificación, entre las cuales destacan las siguientes [25]:

- ✓ *Ernest Dale.* Determinación del conjunto de objetivos por obtener en el futuro y de los pasos necesarios para alcanzarlos a través de técnicas y procedimientos definidos.
- ✓ *George R. Terry.* Es la selección y relación de hechos, así como la formulación y uso de suposiciones respecto del futuro en la visualización y formulación de las actividades propuestas, que se cree sean necesarias para alcanzar los resultados deseados.
- ✓ *H. Lee Willis.* Es el proceso de identificación y selección de alternativas.



Los conceptos clave para el diseño y la optimización de los sistemas de distribución de potencia, se incluyen los siguientes:

1. Los costos y el desempeño, dependen en todos los niveles, desde la generación hasta la distribución de la energía, debido a las interacciones entre los niveles del sistema eléctrico.
2. Frecuentemente, en el diseño óptimo, es más importante la interacción operacional (confiabilidad) que el desempeño económico (y técnico) real en ese nivel.
3. Todos los niveles deben ser tomados en cuenta para diseñar un sistema óptimo.

Están interconectados los cuatro aspectos siguientes en el diseño del sistema:

1. El espaciamiento entre las subestaciones del sistema.
2. El tamaño y el número de las subestaciones.
3. La tensión de transmisión y su diseño.
4. La tensión de los alimentadores de distribución y su diseño.

Cualquiera de estos factores no puede ser optimizado sin una estrecha evaluación de su interrelación con los otros tres.

El objetivo de la planificación del sistema no es la optimización de cualquier nivel, sino optimizar la combinación de niveles, es decir, de manera directa o indirecta cumplir con el sistema completo. La forma en que es diseñado un nivel, impacta el comportamiento eléctrico y económico de los otros niveles conectados a él. En muchos casos, las interacciones con los otros niveles son el aspecto más importante del diseño.

El objetivo del ingeniero encargado de la planificación es diseñar la mejor combinación de niveles: el mejor sistema eléctrico posible. El desempeño económico y eléctrico de los niveles del sistema de subestación, alimentador y transmisión, necesitan ser determinados como un “todo” para determinar el costo y desempeño total del sistema. Una complicación de la planificación de distribución moderna, no como la tradicional, es que la confiabilidad es frecuentemente un elemento clave del diseño. Los planificadores continuamente son desafiados a reducir el costo total, al mismo tiempo que obtienen diseños que logran objetivos tanto para capacidad y confiabilidad.

Los métodos y conceptos de planificación, que tratan simultáneamente con una “cantidad” (*Quantity*) del sistema de distribución (demanda y capacidad) y “calidad” (*Quality*), la continuidad del servicio suficiente, confiabilidad; son nombrados por Lee Willis como el “método Dos-Q” [25].

La planificación e ingeniería tradicional fue predominantemente de “Una-Q”. La confiabilidad fue aplicada mediante el uso de normas y no fue un nivel de desempeño específicamente dirigido. El costo fue minimizado, solamente con respecto a satisfacer las necesidades de capacidad. El concepto básico detrás de todos los métodos de “Dos-Q” es extender el análisis de la planificación y evaluación, y los enfoques de la minimización de costos, para cubrir la dimensión adicional de la confiabilidad, desde el punto de vista del desempeño.



La metodología “Dos-Q” no significa cualquier método específico analítico, pero incluye todos los métodos que tomen este enfoque. Con respecto a la planificación “Dos-Q”, la confiabilidad es un evento en la planificación: los sistemas construidos con normas de ingeniería equivalentes no obtienen el mismo desempeño con respecto a la confiabilidad. Lograr los niveles ‘objetivo’ de la confiabilidad, significa diseñarlos para objetivos de confiabilidad constantes, no normas de diseño constantes. La planificación que incluye la confiabilidad es considerablemente más complicada que la planificación tradicional que minimiza el costo/kW. En la compañía la confiabilidad puede ser administrada con metas de costo y diseños tradicionales.

Las técnicas del tipo “Dos-Q” se están convirtiendo en estándares en la industria de la potencia, conforme más y más comisiones de las empresas eléctricas regulan el desempeño de la empresa, con respecto tanto a ganancias y a calidad de servicio al usuario.

La planificación y operación de las redes eléctricas de distribución, tienen un impacto importante en el SEN, debido a que toda la red se encuentra interconectado. El cálculo de las demandas de planificación, los distintos consumos de energía y su coincidencia, repercuten hasta las unidades de generación.

### 2.3.1.- Criterios de Planificación

Un plan de distribución viable no sólo debe proporcionar una buena economía, también debe satisfacer una larga lista de normas y criterios para el equipo, el diseño, la configuración, las cargas, o el desempeño. Para satisfacer estos criterios, los ingenieros usan diferentes pautas como un medio para lograr estos fines. Estas pautas pueden ser “reglas de dedo” informales, intercambios entre colegas, o pueden ser reglas de diseño muy rigurosamente documentadas y aplicadas las cuales deben ser seguidas como un reglamento de policía. Existen para ayudar a los ingenieros para lograr sus metas reales, las cuales son costo, operación y desempeño satisfactorio del sistema.

Los atributos son medidas o aspectos de desempeño que no tienen límite en el rango de su deseabilidad. En contraste, si bien los criterios también se relacionan con un resultado, se aplican en casos en donde hay límites al rango de valores aceptables de alguna medida o resultado [25].

Finalmente, los ingenieros usan pautas, las cuales son algunas veces llamadas “normas o estándares”. La palabra “norma” frecuentemente implica que hay una forma correcta definida para ejecutar una función o diseñar una instalación, y que cualquier desviación es incorrecta, o “sub-estandarizada”. Las pautas son reglas o principios que se aplican al diseño y al equipo o a la forma de obtener el desempeño (ya sea atributo o criterio). Especifican el “cómo se hace”, mas no el “cuánto es suficiente” de la planificación [25].



### 2.3.1.1. Caída de Tensión

El criterio de tensión define directamente los límites dentro de los cuales el servicio es requerido. La tensión de operación mantenida dentro de ese límite es la meta de una pauta de tensión. En contraste, el criterio de carga para un determinado conductor aéreo puede especificar que su carga pico nominal no sea más del 66% de su capacidad térmica máxima, debido a que a ese nivel se obtiene la mayor economía de operación durante situaciones normales. Muchos de los ingenieros de distribución consideran a la tensión, junto con la carga, como el factor que deben administrar al configurar y diseñar un sistema de distribución aceptable.

La seguridad es también una consideración principal, y una multitud de pautas sobre la carga del equipo, ubicación, separación, aplicación y protección existen principalmente para garantizar una operación segura del equipo y desconexión segura y aislamiento en el caso de una falla. Juntos, los criterios y las pautas, forman un conjunto de requerimientos contra los cuales el proceso de la planificación puede comparar alternativas en la evaluación de un desempeño esperado.

La “forma útil” para la vasta mayoría de los usuarios está definida por los requerimientos eléctricos de los motores, alumbrado y equipo electrónico que emplean para sus vidas y para volverse ellos mismos más productivos. Dentro de cualquier nación, el equipo eléctrico en venta y en uso corresponderá a la pauta local.

La mayoría del equipo eléctrico puede operar satisfactoriamente dentro de un rango de las tensiones de suministro, generalmente más amplio que más o menos cinco por ciento alrededor de su tensión nominal de utilización. Pero el hecho de que el equipo funcionará bien sobre un rango particular de tensiones, no significa que funcionará bien en el extremo final del rango. La tensión es uno de los criterios más fundamentales. Típicamente, se espera que los sistemas de potencia operen como fuentes de tensión constante: idealmente la tensión en todos los puntos de servicio será la misma (1 PU) y no variará; pero desafortunadamente, los sistemas de potencia son menos de lo ideal.

El segundo problema general, el cual puede surgir de una pobre regulación de la tensión, es una pérdida directa de los ingresos. Durante las condiciones de baja tensión, muchos tipos de equipo (tales como los motores) tomarán más de la corriente nominal sin incremento en su consumo de potencia. Esta corriente mayor que la nominal debe ser conducida desde la fuente de generación hasta la carga, con la empresa eléctrica pagando “el flete”. El resultado de esta corriente mayor son unos kW de pérdidas mayores en todas las líneas, los transformadores, y en todo el equipo entre la fuente y la carga. Otro efecto de la baja tensión es que las lámparas incandescentes tomarán menos de su corriente nominal. Este decremento en el consumo de potencia es reflejado por una caída directamente proporcional en los ingresos de la empresa.

El equipo de distribución utilizado por una empresa suministradora requiere también de ciertos rangos de operación, tanto para mantener al equipo dentro de los rangos de carga especificados, como para asegurar la operación, tal como se espera. Si bien algún equipo (conductor) puede de un modo concebible trabajar a cualquier tensión, la mayoría de los aisladores, cables, transformadores de

potencial, transformadores de corriente, interruptores, transformadores de potencia, reguladores, capacitores y otros equipos; tienen tensiones nominales para las cuales fueron diseñados y rangos específicos de la tensión dentro de los cuales se propuso que funcionaran.

La caída de tensión es una consecuencia inevitable de mover la potencia a través del equipo eléctrico. Lo que es importante con respecto al criterio y las pautas de la tensión es que ellas definen un rango de tensiones ocurriendo en el sistema de distribución, y que el sistema debe ser diseñado para que las tensiones, máxima y mínima; caigan dentro de las pautas de la tensión de la compañía. Cualquier sistema de distribución experimentará alguna caída de tensión de la fuente a la carga, y la caída de tensión se incrementará conforme crezca la carga. El reto del ingeniero de distribución es determinar el plan de costo mínimo que no exceda la tensión máxima permitida durante condiciones de carga baja y que no caiga por debajo de los límites de tensión mínima durante condiciones de carga pico. El criterio y las pautas de la tensión solamente necesitan ser cumplidos, no excedidos.

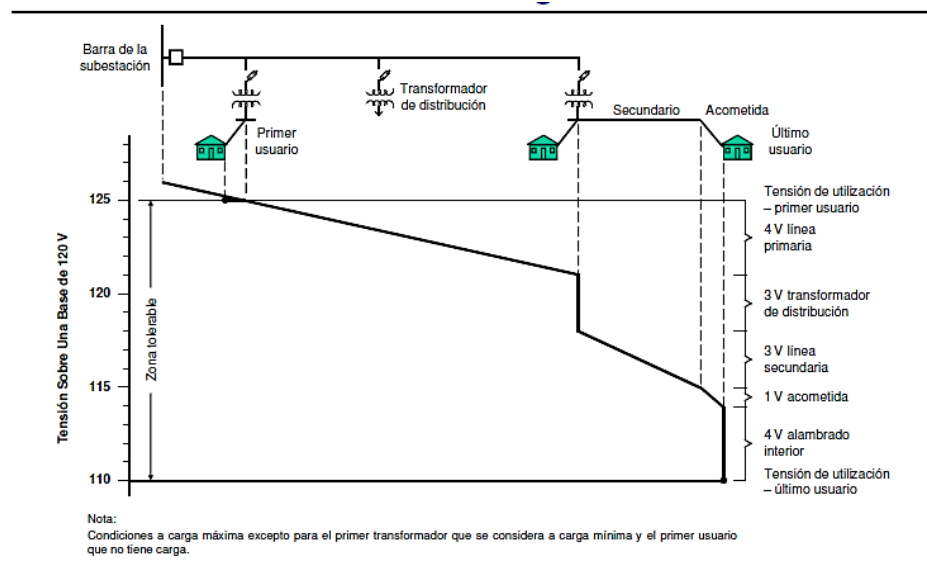


Fig. 2.32.- Perfil de tensión de un alimentador primario [25]

El reto del ingeniero de planificación, es determinar el plan de costo mínimo que no exceda la tensión máxima permitida durante las condiciones de carga mínima y que no caiga por debajo de los límites de la tensión mínima durante las condiciones de carga pico; ya sea mediante la aplicación de:

1. Conductores más gruesos.
2. Capacitores para la corrección de factor de potencia.
3. Regulación de la tensión mediante la aplicación de transformadores con cambiadores de derivaciones bajo carga.
4. Compensadores de la caída de línea.
5. Reguladores de línea.

### 2.3.1.2. Desbalance de Fases

Es imposible mantener un balance perfecto de la carga, la tensión o la corriente de un sistema de distribución. La mayoría de las cargas son monofásicas, y éstas pasan por ciclos dentro y fuera, la carga cambiará ligeramente sobre una base de fase por fase.

Por lo tanto, es obligado que ocurra un ligero desbalance entre las fases y no puede ser corregido. Este desbalance de la carga causa diferentes corrientes, y por supuesto caídas de tensión entre las fases. El balanceo es un objetivo deseable siempre que pueda ser obtenido con poco o sin costo o esfuerzo, pero solamente deben incurrirse en costos significativos para corregir el desbalance; cuando éste excede el criterio, o incrementa los costos de las pérdidas lo suficiente para justificar las medidas de corrección.

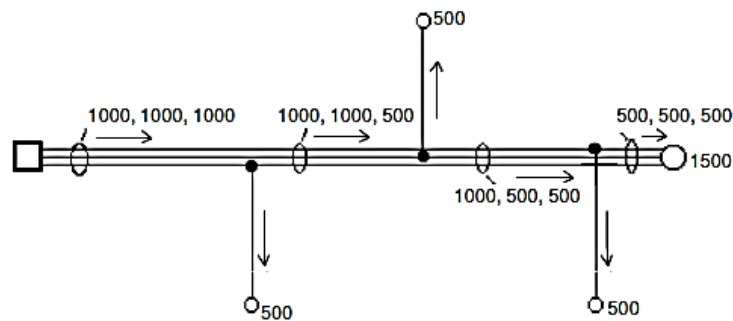


Fig. 2.33.- El impacto del desbalance en un circuito de distribución [25]

Los fabricantes establecen “capacidades de placa”, las cuales son su nominación de la capacidad del equipo bajo un conjunto de condiciones ajustadamente especificadas incluyendo tensión, factor de potencia, temperatura ambiente, mantenimiento, y otros factores de operación. El equipo eléctrico “se gasta” en servicio dependiendo en que tan severamente es usado. Todo el equipo eléctrico (particularmente dispositivos devanados, tales como transformadores y reguladores), tienen una vida útil más larga si son ligeramente cargados, si operan bajo condiciones de ambiente relativamente frías y si nunca operan fuera de su rango de tensión recomendado.

### 2.3.1.3. Estética

La estética es frecuentemente una componente de los criterios de diseño. La mayoría de los planificadores de distribución son sensibles al hecho de que el equipo eléctrico no es estéticamente agradable, y que su impacto debe ser minimizado dentro de los límites permitidos, al mismo tiempo que obteniendo aún buena economía y seguridad, y eficiente operación. Debido a una diversidad de razones, las empresas eléctricas tienen criterios y pautas adicionales para la configuración y diseño de sus sistemas. En lo que concierne a la CFE, existen las Normas de Construcción de Redes Aéreas y Subterráneas, de las cuales sirven de guía para los criterios de diseño y las reglas de pauta.

Las porciones de las trayectorias eléctricas, que tienen cargas altas, serán construidas con conductores gruesos, aquellas con cargas menores tendrán correspondientemente calibres menores. La troncal de un alimentador puede tener un conductor “sobre-calibrado” para que durante una emergencia pueda tomar carga adicional para mantener el servicio aún si otros alimentadores contiguos están fuera de servicio. Por lo tanto, en un sistema de distribución bien diseñado, el calibre del conductor es aproximadamente proporcional al nivel de carga.

La caída de tensión por kilómetro es casi constante en un sistema bien diseñado, a pesar del calibre del conductor o de la carga, dado que la impedancia está inversamente relacionada al calibre del conductor o cable. En la siguiente figura se observa la troncal, la cual está reforzada con un calibre “extra grueso” por razones de contingencia, conmutación y hasta crecimiento futuro de la carga.

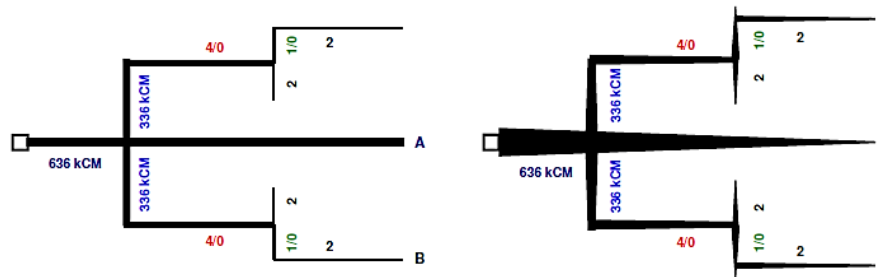


Fig. 2.34.- Calibre sobre dimensionado de un conductor en troncal del alimentador primario [25]

#### 2.3.1.4. Factor de Potencia

La resistencia y la reactancia son proporcionales a la distancia, y son una función del tipo de conductor o cable, el calibre y del espaciamiento de los conductores con respecto a cada uno, el conductor del neutro y la tierra. La temperatura de la superficie de un conductor desnudo aéreo no es constante y depende de los siguientes factores: el diámetro y las condiciones de la superficie del conductor, las condiciones del clima y la corriente eléctrica que fluya por el conductor, la cual puede ser constante o puede variar con la carga. La reactancia es algo similar a la resistencia, en que es una función del calibre y tipo del conductor; pero es principalmente una función del espaciamiento de los conductores. Espaciamientos mayores de las fases incrementan la reactancia.

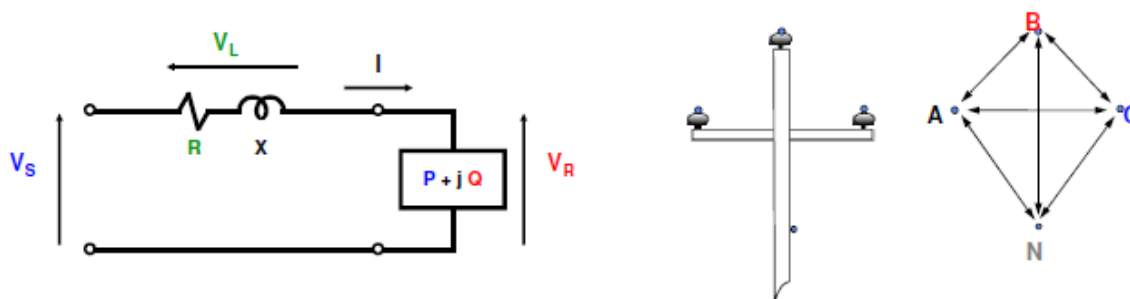


Fig. 2.35.- Resistencia, reactancia y su relación en un circuito primario de distribución [elaboración propia]



La mayoría de los aspectos de la aplicación de los capacitores y reguladores, particularmente detalles de la ubicación exacta, capacidad, desconexión y protección, son parte de la función de la ingeniería de operación, no tanto de la planificación. El flujo excesivo de Volt-Amperes reactivos en un alimentador, “consume” su capacidad e incrementa tanto la caída de tensión y el porcentaje de las pérdidas. El impacto relativo del FP sobre la capacidad y las pérdidas es independiente del calibre o del tipo de la línea.

Empeorando el FP, se degrada la cantidad de potencia que la línea puede llevar e incrementa el porcentaje de pérdidas en esta línea, exactamente en las mismas proporciones que lo hace para los conductores más pequeños. Mientras que el impacto del FP sobre la capacidad y las pérdidas no varía como una función del calibre de la línea, su impacto sobre la caída de tensión y el alcance por carga si lo hace, debido a que éstos dependen grandemente en la relación X/R del conductor.

Una regla de dedo tradicional para la aplicación de capacitores a un alimentador es “colocar un capacitor igual a dos-tercios de la carga de VAR del alimentador, en un punto a dos-tercios de la distancia desde la subestación” [25]. Muy pocos alimentadores tienen una carga de VAR uniforme, debido a una cosa: la carga (tanto real como reactiva) es discreta. Sin embargo, agrega poco error el modelar la carga como una distribución continua. Cuando la distribución ya no es uniforme, la mejor localización de los capacitores ya no está dada por la “regla de los dos-tercios” [25]. Los capacitores raramente son instalados en ramales, por lo siguiente [25]:

1. En la mayoría de los ramales la carga (VAR u otra) generalmente es bastante pequeña, bastante por debajo de la capacidad mínima de un banco de capacitores. Por consiguiente, instalándolos en un ramal casi siempre “sobre-corrigen” localmente el factor de potencia.
2. Frecuentemente la mayoría de los ramales son monofásicos. No obstante que los capacitores pueden ser utilizados como instalaciones de fases separadas, son menos costosos y su impacto en el desbalance es más fácil de anticipar y controlar si son instalados en unidades trifásicas en porciones trifásicas del sistema.
3. Los capacitores deben ser instalados solamente en donde puedan ser alcanzados con camiones con canastilla, para efectuar el mantenimiento.
4. Generalmente los ramales tienen relaciones bajas de X/R. Relativamente el flujo reactivo no los impacta tanto y la economía no es mucha a favor de su utilización.

Otra herramienta útil es el perfil del FP. Entre otras cosas, demostrará ampliamente que aun cuando sean usados los capacitores, el factor de potencia no es corregido uniformemente. Para optimizar la aplicación de capacitores es necesario el análisis detallado de la interacción de los capacitores para cada alimentador específico, tomando en cuenta: el flujo de la potencia compleja, economía, impedancia de las líneas, discontinuidad de la carga.



Usualmente, la aplicación implica tantas variables, siendo tan complejo y complicado que es necesario el análisis mediante computadora para producir cualquier mejora sobre la aplicación inteligente de las reglas generalizadas descritas aquí. La meta debe ser optimizar la utilización económica de la corrección del FP, tomando en cuenta la reducción en pérdidas, la mejora en la capacidad de transportar carga y del alcance por carga, que resulta de la corrección de un FP pobre.

Un regulador de voltaje colocado estratégicamente, puede casi duplicar el alcance de la trayectoria particular, donde está situado. Los costos de las pérdidas y el mantenimiento son mayores, y el costo de inversión es menor que las alternativas que manejan el trabajo con un conductor mayor, pero en los casos en donde los problemas de la tensión son producidos debido al crecimiento de la carga en un sistema ya en sitio, los reguladores son la opción de costo más bajo.

Frecuentemente, es mejor reservar los reguladores de voltaje como herramientas de ingeniería para ser usadas cuando son excedidas las capacidades del sistema, en vez de planificar su uso como una materia de política como parte de la planificación estratégica, como es el caso con los capacitores. Los reguladores representan una forma de bajo costo, flexible para arreglar los problemas inevitables que ocurren inesperadamente.

Finalmente, es de importancia tener en cuenta que en la configuración del sistema de distribución el planificador está “haciendo malabares” con 4 metas:

1. La economía debe ser maximizada.
2. El desempeño eléctrico debe ser satisfactorio.
3. La confiabilidad (frecuencia de interrupciones) debe ser mantenida dentro de los límites aceptables.
4. La contingencia (duración) debe también estar contenida.

#### 2.3.1.5. Guía Integral del Plan Rector de Distribución

De acuerdo a la Guía para la Integración del Plan Rector de Distribución [26] de la CFE, las premisas que deben atenderse para la creación de una nueva infraestructura, rediseño u ordenamiento de media tensión, son las siguientes:

- Debe llevarse la potencia eléctrica por la ruta más corta hacia la carga.
- Con las pérdidas mínimas permisibles, económicamente.
- Con una caída de tensión que cumpla los requisitos.
- Con respaldos ante incumplimientos que garanticen la continuidad esperada.

Además de seguirse las siguientes pautas [26]:

- La regulación del voltaje en demanda máxima deberá tener una caída de tensión no mayor al 5% para circuitos urbanos y 7.5% para circuitos rurales, en condiciones normales de operación.



- Las pérdidas de potencia en demanda máxima no serán mayores del 2%.
- Se recomienda de manera general una demanda máxima permisible de 5 MVA en circuitos en 13.2 kV, 7.5 MVA para circuitos de 23 kV y 10 MVA para circuitos de 33 kV. Dicha demanda puede ser mayor de acuerdo a los estudios técnico-económicos elaborados de manera específica para un circuito en particular.
- Considerar hasta 5 000 usuarios por circuito alimentador, siempre y cuando no excedan los MVA definidos en el punto anterior.
- Para compensación de energía reactiva, se instalarán bancos de capacitores fijos y conmutables para compensar a factor de potencia 0.95 atrasado en demanda máxima con base en el estudio del perfil de demanda reactiva (y la demanda mínima).

De manera paralela, también deben de considerarse las Normas de Construcción de Redes Aéreas, donde se tienen las siguientes consideraciones [24]:

- Los alimentadores deben diseñarse radiales, para operar con enlaces con otros alimentadores.
- En condiciones de operación normal, el conductor de líneas de media tensión en disposición radial, no debe exceder el 50% de su capacidad de conducción.
- Para condiciones de emergencia, el conductor se puede operar hasta el 75% de su capacidad. En el caso de que se tenga un punto de enlace entre circuitos, se debe considerar equipo de operación de apertura con carga.
- La regulación de voltaje permitida en líneas de media tensión partiendo desde la subestación de distribución, debe ser del 5% máxima.

Las pautas anteriormente citadas marcarán la pauta para mejorar la calidad de la energía, su confiabilidad y los criterios de contingencia para asegurar el suministro eléctrico.

La “Calidad de la Energía” es un término ambiguo que significa muchas cosas dependiendo en la perspectiva:

- ✓ Usuario – Cualquier condición del suministro de energía que provoque mal funcionamiento de los dispositivos eléctricos o que impida su uso.
- ✓ Empresa Suministradora – No cumplimiento con diferentes normas tales como voltaje RMS o armónicas.
- ✓ Regulador Gubernamental – Calidad del servicio necesaria para evitar inconformidades de los usuarios.

Características eléctricas de un punto determinado del sistema eléctrico, evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros y sus valores de referencia, relacionados a la compatibilidad electromagnética entre el suministrador y los clientes [27]. La calidad de la energía es definida como la ausencia de desviaciones de una fuente de voltaje sinusoidal perfecta. Esto es: amplitud constante, frecuencia constante y sin saltos instantáneos en la fase [22].



La magnitud del problema de la calidad de la energía debido a las desviaciones en el voltaje dependerá en las características de la carga del usuario. Para que una empresa eléctrica tenga un mejor nivel de calidad en el suministro de potencia, debe gastar “fuertes” (definición de prioridades) cantidades de dinero, para tener instalaciones que cumplan con las características que requiere un suministro de calidad. Por otro lado, la empresa puede gastar dinero para compensar a sus clientes por deficiencias en la calidad del suministro. Ninguno de los dos extremos mencionados es deseable, por ello las empresas eléctricas deben encontrar un equilibrio entre el costo y el nivel de calidad que se proporciona a sus usuarios.

La confiabilidad es la habilidad del sistema de suministro de energía para hacer continuamente disponible el voltaje suficiente, de calidad satisfactoria, para cumplir con las necesidades de los usuarios. Hay cuatro aspectos importantes a esta definición que el planificador necesita mantener en mente cuando disponga y optimice su sistema [25].

1. Enfocado en el sistema. El enfoque de un análisis de la confiabilidad de un planificador debe estar en el servicio que reciben los usuarios. Finalmente, esto es todo lo que importa.
2. Disponibilidad continua. Quizá el aspecto más importante de la confiabilidad es que la energía debe estar continuamente disponible.
3. Potencia suficiente. La cadena del flujo de la energía debe ser capaz de suministrar la energía suficiente que no restrinja la habilidad del usuario para tener tanta como necesite cada vez que la necesite.
4. Calidad satisfactoria. El voltaje, la frecuencia y otros aspectos de la energía hechas disponible deben ser adecuados para satisfacer las necesidades del usuario.

La topología de un sistema de distribución influye grandemente sobre cuantos usuarios son interrumpidos cuando ocurre una salida. ¿Cuál es el promedio de usuarios afectados por falla en su sistema de distribución? En otras palabras, esto significa “controlar el número de usuarios afectados por falla”. La mayoría de los sistemas de distribución tienen alimentación radial en cierta extensión, esto significa que desde donde ocurra una falla en adelante, existirá interrupción de servicio. Esto se puede minimizar, instalando protección adecuada para minimizar a los usuarios con interrupción. Actualmente, se atienden los índices NI, TPR (tiempo promedio de restablecimiento) y UPA (usuarios promedios afectados) que conforman al TIU y confiabilidad de suministro, ofreciendo un control del número de usuarios afectados por falla.

Una cosa es cierta, la frecuencia de las interrupciones es cada día más importante para más usuarios, cuando no había relojes digitales y equipo computarizado, pocos usuarios residenciales o comerciales, les importaba cuando la potencia se interrumpía brevemente. Aún en la actualidad para estos mismos usuarios, poco les preocupa si la interrupción es breve y entre la una y cuatro de la mañana, porque no requieren de la energía.

Los índices más populares usados en análisis de confiabilidad no distinguen el tamaño del usuario, son independientes de la demanda, de la energía consumida o del tipo de usuario. Asimismo, hay diferencias en la forma de “contar” a los usuarios, algunas empresas consideran un edificio de



departamentos como un solo usuario, un conjunto de locales comerciales también como un usuario, otras consideran un usuario a cada uno de los puntos de medición.

Otro problema está el definir cuál es el “total de usuarios”, unos utilizan el valor promedio del año, otros los usuarios del primero de enero, etc. Esta problemática puede originar diferencias elevadas en el cálculo de los índices. Otra causa de conflicto es el definir cuantos usuarios tiene realmente una interrupción, algunas empresas tienen verdaderas bases de datos para los cálculos mientras que otras usan métodos aproximados.

Un problema que siempre se tiene, es determinar qué es lo que el cliente quiere. De acuerdo a algunas encuestas, la mayoría de los clientes quieren bajas tarifas y buena confiabilidad, sin embargo, estos son dos objetivos en conflicto.

## 2.4.- Visión *Smart Grid*

El crecimiento sostenido y excepcional de la demanda de energía eléctrica asociada al incremento en el número de solicitudes de suministro en las Zonas de Distribución de la ciudad de Puebla, la necesidad de proveer un mejor servicio y suministro a los clientes, los constantes cambios tecnológicos así como la dinámica de rotación del personal en las diferentes áreas y procesos de trabajo de CFE y del país; se hace necesario una visión integral del sistema de distribución traducida en planes y proyectos de inversión, soportados en estudios de ingeniería de planificación operativa y valoración de la vanguardia tecnológica, el seguimiento sistemático y estandarizar las prácticas de los retos de la ya presente visión *Smart Grid* (redes inteligentes).

### 2.4.1.- ¿Qué son las Redes Inteligentes?

El sistema eléctrico de potencia, a menudo ha sido citado como la más grande y compleja “máquina jamás construida”. Se compone de cables, conductores, torres, transformadores, equipos, etc. y que trabajan de manera sinérgica y armoniosa, unos con otros. Alrededor de 1960, la industria iniciaba a utilizar las computadoras para monitorear y ofrecer algún tipo de control al sistema de potencia. Esta tecnología, acoplada con el modesto uso de sensores, se ha desarrollado con el paso del tiempo; pero todavía sigue siendo menos que lo ideal. Por ejemplo, el operador de la zona del sistema de energía puede, en el mejor de los casos, ver el estado del sistema de potencia con un retraso de hasta 20 segundos. Sin embargo, 20 segundos no es todavía tiempo real, cuando se tiene en cuenta que el pulso electromagnético se mueve a casi la velocidad de la luz.

En la actualidad hay un debate sobre qué es tiempo real. Para calcular un tiempo real se debe tomar en cuenta los siguientes factores: la memoria del procesador, la multi-arquitectura del CPU de las máquinas, la sensibilidad, la tolerancia a las fallas, confiabilidad, las comunicaciones y el tiempo de respuesta [28]. En la Gerencia de Control Regional Oriental del CENACE, se contempla un tiempo real



de 4 segundos para hacer el barrido de variables P, Q y V, en el estado estable. Aparte se monitorea con PMU (unidades de medición fasorial) cada segundo para analizar las oscilaciones de potencia. En el CCD-PBU, se contempla un tiempo real de respuesta igual de 2 a 4 segundos.

En realidad, el sistema de suministro de energía eléctrica es casi en su totalidad aún un sistema mecánico con sólo un uso moderado de sensores, mínima electrónica, comunicaciones y casi sin telecontrol [29]. Sin embargo, en los recientes años, casi todas las industrias en el mundo se han modernizado con el uso de sensores, comunicaciones y mejorado la habilidad computacional en todos sus procesos, logrando así enormes mejoras de la productividad, la eficiencia, la calidad de los productos y servicios, y un mejor desempeño ambiental.

Bajo este tenor, una red inteligente es el uso de sensores, comunicaciones, capacidad computacional y el control de una forma tal, que se pueda mejorar la funcionalidad general del sistema de suministro de energía eléctrica. Un sistema “rústico” se vuelve “inteligente” mediante la detección, la comunicación, la aplicación de la inteligencia ingenieril, el control y mediante la retroalimentación para ir ajustando continuamente la funcionalidad general. Para un sistema de potencia, esto permite que varias funciones tengan una optimización (en combinación con la generación, transmisión y distribución) de todos los recursos, garantizando así optimizar el uso de energía, mitigar el impacto ambiental, gestión de activos y reducir los costos.

Una red eléctrica inteligente es aquella red que es capaz de integrar las acciones de todos los agentes involucrados (ya sean productores, consumidores o ambos); para distribuir la energía de una forma eficiente, sostenible, rentable y segura. Lo que hace a la red “inteligente” es la tecnología digital que permite una comunicación bidireccional entre la compañía eléctrica y sus clientes

Los beneficios de una red inteligente, tiene un mayor impacto en la distribución, ya que aquí se utilizan productos y servicios innovadores, así como tecnologías avanzadas de monitorización, control, y comunicación, que aportan beneficios tanto al medio ambiente como a los clientes. De acuerdo a la experiencia de Endesa, la empresa líder del sector eléctrico español y el segundo operador en el mercado eléctrico portugués, menciona los principales beneficios [30]:

- Aumentan el nivel de fiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica. Cuando hay una falla, las tecnologías (automatización y ADMS) de la red inteligente pueden detectar y aislar el problema y contribuir a que la recuperación de la electricidad sea rápida y se desarrolle estratégicamente, devolviendo la electricidad a los servicios de emergencia en primer lugar, por ejemplo. Además, pueden ayudar a prevenir muchas de las incidencias, evitando que lleguen a ocurrir.
- Facilitan a los clientes, instrumentos que les permiten optimizar su propio consumo eléctrico y mejorar el funcionamiento del sistema global (gestión activa de la demanda). Las redes inteligentes dan al usuario la información y las herramientas necesarias para tomar decisiones sobre su uso de la energía: el cliente podrá ver cuánta electricidad consume, cuándo la utiliza y cuánto le cuesta, y ahorrar dinero generando su propia energía y eligiendo el mejor momento para consumir electricidad.



- Contribuyen a mantener la sostenibilidad ambiental, una red inteligente permite la máxima integración de la generación distribuida procedente de fuentes renovables y de instalaciones de almacenamiento de energía, así como el despliegue de la infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica. Todo esto contribuyendo de manera extraordinaria a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Mejoran la eficiencia en la distribución de los flujos de energía y aportan la flexibilidad en la gestión de los picos de demanda, con la consiguiente disminución de las necesidades de nuevas instalaciones de generación y el aumento del aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas actuales.

En marzo del 2004, Andrés Carvallo, miembro de la junta de Consejo de la Red Inteligente del Consejo de Telecomunicaciones, y asesor en tecnología y energía de la Universidad de Texas en Austin, Estados Unidos, definió a la red inteligente de la siguiente manera: “la red inteligente es la integración de una red eléctrica, una red de comunicaciones, *software* y *hardware* para supervisar, controlar y gestionar la creación, distribución, almacenamiento y consumo de energía. La red inteligente del futuro será distribuido, interactivo, de auto-sanación y que se comunicará con todos los dispositivos” [31].

#### 2.4.2.- ¿Por Qué Necesitamos las Redes Inteligentes?

Actualmente, la mayor parte del SEN está siendo “estresado” por las nuevas formas de consumo, transacciones mercantiles y reformas regulatorias, para el que no fue diseñado desde su inicio. El diseño original del SEN hace que algunas zonas de la República sean vulnerables. Bajo la desregulación de las transacciones de energía del mercado mayorista, los generadores de electricidad, tanto tradicionales los servicios públicos y los productores independientes de energía, sus transferencias de electricidad estarán fuera de las áreas de servicio originales para responder a las necesidades y oportunidades de mercados. Esta situación probablemente puede llevar al sistema de transmisión más allá de los límites para los que fue diseñado y construido. Estas restricciones pueden resolverse pero requieren la inversión y la innovación en el uso de las tecnologías de control y monitorización en el suministro de energía.

Las estimaciones de capacidad de generación eléctrica en el mundo, realizadas por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés), indican un crecimiento de 1.6% promedio anual en un horizonte a 2040. Se espera que dicha capacidad aumente, principalmente, con tecnologías que usan como fuente de generación el carbón y gas natural. Sin embargo, la diversificación del parque de generación mediante la introducción de energías no fósiles seguirá siendo un factor clave en el combate al cambio climático [18].

Como puede observarse, las tendencias en el uso y venta de la energía eléctrica en México y el mundo, va en aumento. Se hace necesario tener una mejor gestión de los flujos de energía y optimizar las inversiones para robustecer la infraestructura de transmisión y distribución; mientras que los agentes de generación, tendrán que ser controlados por un ente regulador del mercado.



En el análisis sectorial de las ventas de energía eléctrica del servicio público se espera que el sector de usuarios con mayor dinamismo sea el industrial. Con una tasa media de crecimiento anual de 4.3%, dicho sector mantendrá su participación sobre el total de las ventas, al pasar de 57.8% en 2011 a 57.1% en 2027. A su vez, los usuarios del subsector Mediana Empresa mostrarán una tendencia creciente en su consumo de energía de 4.7% por año a lo largo del periodo prospectivo. Asimismo, el sector Residencial, al que se enfocan de manera prioritaria las nuevas acciones de ahorro de energía, pasará de una participación actual de 26.0% en 2013 a 26.4% en 2027 sobre el total del servicio público.

Tabla 2.10.- Ventas totales del servicio público por sector 2012-2027 [18]

Sector	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	tmca (%) 2012- 2027
<b>Total (incluye exportación)</b>	<b>209.9</b>	<b>217.2</b>	<b>223.9</b>	<b>232.1</b>	<b>241.5</b>	<b>244.9</b>	<b>255.6</b>	<b>269.5</b>	<b>284.2</b>	<b>299.9</b>	<b>316.2</b>	<b>333.7</b>	<b>351.9</b>	<b>368.6</b>	<b>386.4</b>	<b>405.1</b>	<b>4.4</b>
Ventas del servicio público	208.3	215.6	222.3	230.6	239.9	243.3	254.0	267.9	282.7	298.3	314.6	332.2	350.3	367.0	384.8	403.5	4.4
Residencial	53.8	56.2	57.6	58.1	58.7	59.3	62.8	66.6	70.7	75.1	79.9	85.0	90.5	95.5	100.8	106.4	4.5
Comercial	14.5	15.5	16.6	17.6	18.6	19.6	21.0	22.4	23.9	25.6	27.3	29.2	31.2	32.3	33.5	34.7	6.0
Servicios	8.5	9.1	9.3	9.7	10.0	10.3	10.9	11.5	12.3	13.1	14.0	14.9	15.8	16.4	17.0	17.6	5.0
Industrial	121.7	124.9	128.7	134.9	141.9	143.3	148.2	155.8	163.9	172.2	180.7	189.9	199.1	208.9	219.4	230.3	4.3
Empresa Mediana	78.2	82.3	86.3	90.6	95.0	98.6	103.1	107.9	112.9	118.1	123.5	129.2	135.0	141.0	147.3	153.8	4.7
Gran Industria	43.5	42.5	42.4	44.4	47.0	44.7	45.1	47.9	50.9	54.0	57.1	60.7	64.1	67.9	72.0	76.4	3.6
Bombeo Agrícola	9.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.8	11.2	11.5	11.9	12.3	12.8	13.2	13.6	13.9	14.2	14.5	1.7
Exportación	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.2

Incluye deducciones por energía ahorrada y adiciones por energía recuperada de facturación de pérdidas no técnicas.

Así pues, las redes inteligentes son necesarias para coordinar las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de la red, usuarios finales y las partes interesadas del mercado eléctrico para operar todas las partes del sistema tan eficiente como sea posible, minimizando los costos y los impactos medioambientales mientras se maximiza la confiabilidad, resistencia y estabilidad del sistema. No obstante, también se deben considerar las vulnerabilidades al sistema eléctrico, por lo que deberá mejorarse la seguridad informática de la red.

Además, el país está adoptando cada vez más el uso de recursos renovables de generación. Sin embargo, los grandes recursos eólicos y solares están aún situados lejos de los centros de población. Las nuevas necesidades de transmisión y distribución, se construirán para agregar estos recursos para la cartera de generación de la nación.

Por el lado de los consumidores finales, las redes inteligentes se caracterizan por la medición inteligente (*smart meters*), los cuáles son dispositivos electrónicos que miden el consumo de energía eléctrica en tiempo real; esto se lleva a cabo por medio de un enlace para la interacción empresa eléctrica-consumidor.

Algunas de las tecnologías son activamente siendo desplegadas y son consideradas maduras tanto en su desarrollo y aplicación. Entre las tecnologías para su aplicación se encuentran las de monitoreo y control, integración de información y comunicaciones, aplicaciones de mejora de transmisión, administración de la red de distribución, infraestructura avanzada de medición. Estos tópicos pueden ser cubiertos por la implementación de un ADMS.



### 2.4.3.- La Distribución Inteligente

La "distribución inteligente" se refiere a la parte de la red inteligente que se ocupa del sistema de distribución de la electricidad, es decir, los cables, interruptores y transformadores que conectan la subestación eléctrica con el cliente.

Un componente clave de la distribución inteligente es la detección de los cortes de distribución. Actualmente la CFE, aún depende de las llamadas de los clientes para saber qué áreas de su sistema de distribución están siendo afectadas por un corte de energía. Junto con los equipos de protección micro-procesados y un ADMS, la distribución inteligente ayudará a identificar rápidamente el origen de un corte de energía para que los equipos de reparación puedan acudir inmediatamente a la zona afectada.

La mayoría de las compañías cuentan con complejos esquemas de distribución e interruptores manuales para mantener el flujo de energía a sus clientes, incluso cuando las líneas eléctricas están dañadas o destruidas. Este método tiene sus limitaciones; en muchos casos un sistema automatizado podría responder más rápidamente y mantener el flujo de energía a más clientes.

La red inteligente cuenta con sensores que pueden alertar de que ciertas partes del sistema de distribución han perdido energía, y mediante la combinación del control automatizado con un sistema inteligente que determina la mejor manera de responder a un corte de luz, se puede restaurar el suministro de electricidad a la mayoría de los clientes en cuestión de segundos, o tal vez incluso milésimas de segundo. Estos sensores con los que la red se encuentra equipada son capaces de identificar señales previas a muchos de los incidentes, lo que permite realizar acciones de control que evitan que finalmente lleguen a ocurrir.

Específicamente, se deben tomar seis pasos para acelerar la formación de una red inteligente, permitir la expansión de la generación renovable y reducir el riesgo de sufrir algún tipo de apagón [29]:

1. Construir nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución en coordinación entre sí, sobre una base regional.
2. Implementar las tecnologías de comunicaciones y de informática necesarias para las operaciones de la red en áreas con cobertura más amplia.
3. La práctica común de operar los sistemas de energía en condiciones de emergencia (las llamadas contingencias N-1) mediante *software* de simulación y evaluación de la seguridad. Reconsiderar las planificaciones que establecen las condiciones de operación.
4. Las operaciones de la red, deben de coordinarse más estrechamente con las operaciones del mercado.
5. Mejorar las operaciones de emergencia. Se necesitan líneas claras de autoridad para manejar con eficacia las emergencias. Los operadores del sistema también tienen que estar más capacitados para la restauración de la red.
6. Sistemas y bases de datos de información deben actualizarse.



Otro aspecto a considerar para el funcionamiento de las redes inteligentes es la participación de terceros tales como los proveedores de servicio, productores independientes, clientes, etc., lo cual implica aspectos de privacidad para protección de datos o información ya que la transmisión de datos, tanto en medio cableado e inalámbrico, son propensos a ser interceptados, alterados o interrumpidos. Países como Estados Unidos y los de la región Europea, están a la vanguardia de la tecnología de redes inteligentes y realizan esfuerzos en materia de seguridad informática [32].

La colaboración sobre las políticas y las regulaciones de las redes inteligentes que apoyen las inversiones de las redes inteligentes es quizá la tarea más importante de las partes interesadas del sector eléctrico. Los sistemas eléctricos y la operación del mercado se pueden beneficiar del despliegue de las redes inteligentes, no obstante, se requieren cambios regulatorios para asegurar que todas las partes interesadas (especialmente los consumidores) compartan los costos y los beneficios.



## Capítulo 3.- Integración del ADMS

---

"La integración de un sistema avanzado de gestión de la distribución, es el mejor camino para que las compañías eléctricas puedan generar la información necesaria y mejorar así la rentabilidad, garantizando de este modo un avance progresivo en el plan de mejoras para una futura *smart grid*" dijo el consejero de Telvent, Ignacio González Domínguez [33].

La solución DMS se ha desplegado en 116 centros de control en 42 compañías eléctricas de todo el mundo, y se proporciona el suministro a cerca de 66 millones de clientes en América del Norte (EE.UU., Canadá), Europa (Italia, Hungría, España, Eslovenia, Rusia, Serbia, Rumania, Macedonia), Asia (China, India, Indonesia), América/América Central, África (Túnez) y Australia [5].

En México, la Zona de Distribución Puebla es la pionera en haber determinado el proyecto de implementación del ADMS, para que las Zonas Restantes de Distribución de la DDCOr de la CFE, tenga pronta referencia positiva de los beneficios que un sistema de vanguardia como el ADMS, ofrece para la propia compañía y por ende para sus clientes. Para proporcionar una funcionalidad completa para la planificación, operación y análisis del sistema de distribución, el ADMS se instala en el CCD de Puebla Uno y se conectará con el sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) mediante el sistema OASyS-DNA. ADMS permite al usuario visualizar un modelo matemático de cualquier red de distribución, incluyendo modelos detallados para la gestión de tensión, micro-generación, variación de frecuencia, respuesta a la demanda y otras funciones de gestión *smart grid*. En un nivel alto de infraestructura, el sistema se compone de tres bloques funcionales:

- Clientes gráficos –en plataforma Windows o de configuración web.
- Servicios - servicios en tiempo real, servicios de modelos y motores de cálculo que, junto con el modelo de datos de red, se gestiona la red.
- El histórico y repositorio de datos del modelo de red.

En la Fig. 3.1, se muestra dicha arquitectura para una infraestructura de alto nivel y en páginas siguientes, se describirá el proceso de implementación del ADMS y compartirá las experiencias de diseño, desarrollo y beneficios de este sistema pionero en el CCD-PBU para la gestión de la red en media tensión (13.8 kV y 34.5 kV) de la DDCOr de la CFE.

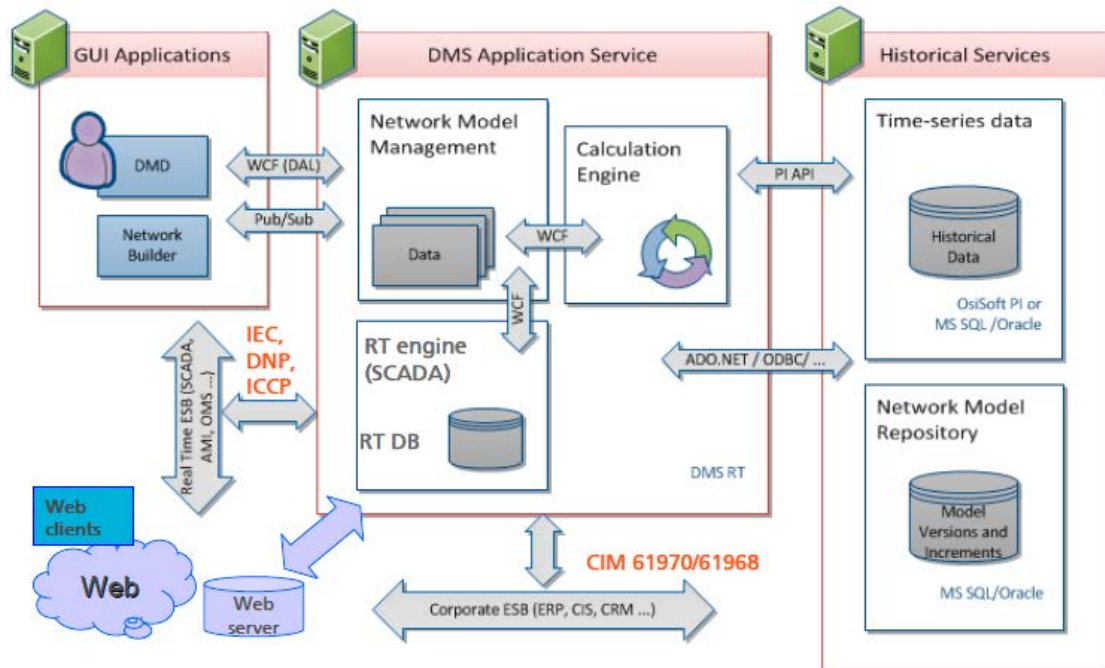


Fig. 3.1.- Arquitectura y componentes de alto nivel del ADMS [5]

### 3.1.- Simulación de los Sistemas de Energía Eléctrica

Lo primero que habrá que tener en claro es el propósito de análisis o la simulación, es decir, el tipo de estudio que se desea realizar. La simulación del SEP tendrá características diferentes si se realiza un análisis de flujos de carga, corto circuito, distorsión armónica, transitorios electromagnéticos, entre otros estudios. Así pues, el tipo de estudio condiciona el modelo para su realización; es decir que, para cada tipo de estudio existe un modelo que resulta el más adecuado y que varía según el tipo de estudio. Por lo tanto, según el estudio, el nivel de detalle necesario para modelar los diversos equipos eléctricos será diferente [34].

La elección del tipo de estudio, condiciona el *software* para facilitar la simulación y los datos que se deben de saber del sistema. Por una parte, el *software* de simulación debe ser adecuado, ya que los paquetes de *software* tienen una determinada capacidad de cálculo y rara vez son adecuados para todos los tipos de estudio. Por otra parte, de nada sirve una adecuada herramienta de simulación si se desconocen los valores de los parámetros que hay que definir para caracterizar los diversos elementos.

La simulación consiste en una serie de técnicas que imitan o simulan las operaciones de diferentes procesos de la vida real [34]. La simulación incluye tanto la construcción del modelo como el proceso de experimentación para estudiar un sistema. La simulación permite experimentar con el modelo antes que hacerlo en el sistema real, permitiendo examinar el sistema y realizar cambios y nuevos diseños sin la necesidad de cambios físicos o instalaciones adicionales, que traerían como consecuencia, elevar los costos.



De acuerdo a María Inmaculada [34], algunas de las razones que justifican la utilización de los procesos de simulación, son las siguientes:

- La inmensa mayoría de los sistemas reales son suficientemente complejos y variables como para que no se puedan describir mediante modelos matemáticos de resolución analítica sencilla. Por tanto, un proceso de simulación es la única vía posible para poder analizar en profundidad el comportamiento del sistema en distintas condiciones de funcionamiento.
- La simulación permite realizar una comparación entre distintas posibilidades de diseño para determinar cuál es la que mejor se adecua a las necesidades existentes.
- Mediante simulación se puede mantener un mejor control sobre condiciones experimentales del que sería posible cuando se ensaya sobre el propio sistema.
- Se puede analizar, de forma económica, el intervalo de tiempo deseado para sacar conclusiones acertadas acerca del comportamiento del sistema bajo condiciones de funcionamiento a estudiar, desde los primeros microsegundos hasta varios minutos, e incluso periodos más largos.
- Es posible experimentar nuevos procedimientos, estructuras, etc., sin interrumpir la operación del sistema real.
- Se pueden probar fácilmente hipótesis de cómo y por qué se produce un fenómeno.
- Permite alcanzar un conocimiento profundo sobre qué variables son las más importantes para el resultado y cómo interactúan.
- Se pueden manipular nuevas situaciones de las que se tienen un conocimiento y experiencia limitados, para analizar y preparar eventos futuros.

Sin embargo, los procesos de simulación también presentan algunas desventajas, mencionando las siguientes [34]:

- El desarrollo de los modelos necesarios para la simulación a menudo exige una gran cantidad de tiempo. Uno de los problemas más importantes a resolver es determinar si el modelo de simulación definido es una representación exacta del sistema real a analizar. Además, a veces se necesitan datos de partida de los cuales no se dispone. La confiabilidad de los resultados dependerá de la confiabilidad de la información suministrada.
- Si el modelo desarrollado no es una representación válida del sistema a analizar, los resultados de la simulación proporcionan muy poca información útil acerca del sistema que se está analizando.
- En algunos casos, especialmente en procesos complicados, puede existir dificultad en la interpretación de los resultados.
- Los modelos usados para estudiar sistemas grandes, tienen a ser muy complejos, por lo que escribir los programas de computadora para ejecutarlos, puede llegar a ser una tarea ardua. Este inconveniente se está superando actualmente gracias al desarrollo de paquetes de *software* de aplicación específica que incorporan modelos básicos de todos los elementos a considerar en el proceso de simulación.
- La simulación de sistemas complejos en algunas ocasiones, exige una gran cantidad de tiempo para completar el proceso. Un análisis adecuado puede que no sea accesible por falta de

tiempo o de recursos, por lo que, a veces, es preferible una estimación rápida con métodos analíticos.

- No se pueden validar los resultados de manera concluyente.

En la Fig. 3.2, se muestra un esquema básico de los pasos que componen un estudio típico de simulación y las relaciones que existen entre ellos. El esquema presentado no pretende ser la única posibilidad existente ya que, un proceso de simulación no tiene por qué ser estrictamente secuencial.



Fig. 3.2.- Proceso de simulación [34]

Para conocer cuál es la respuesta del sistema de energía eléctrica ante diversas situaciones impuestas por condiciones de funcionamiento habituales o anómalas, se podrían realizar múltiples ensayos *in situ* sobre el mismo [34]. Entonces, el modelo de red que se defina, hay que someterlo ante diversas combinaciones de sus parámetros tanto en estado estable como en contingencia, para saber cómo se desempeñan todas las variables que definen su estado de funcionamiento.

Debido a que los SEP se explotan cada vez más cerca de sus capacidades técnicas, en la realidad resulta prácticamente imposible dejar fuera de servicio a las instalaciones para poder realizar mantenimientos o pruebas sobre las mismas. Es inconcebible en la industria eléctrica justificar el sacar de operación a los equipos o inclusive a una red entera, esto debido a los altos costos y reducción de ingresos además de asumir riesgos de daños. Por esta razón, resulta necesario recurrir a un proceso de cálculo o de simulación que reproduzca, en medida de lo posible, fielmente el desempeño y los fenómenos que se producen en el SEP y que permita conocer tanto la respuesta del sistema ante condiciones normales de funcionamiento como las anormales.

La complejidad de los SEP, hace que estos estudios sean difíciles, tediosos y que consuman una gran cantidad de tiempo. Por ello, hoy en día, para una realización más rápida y precisa de estos



estudios, se recurre a herramientas que agilizan y simplifican el proceso de cálculo. Las herramientas disponibles para realizar estos procesos de simulación son los simuladores analógicos, digitales y los híbridos [34]. Hay que tener presente que dichas herramientas, son precisamente eso y por lo tanto, para poder sacar el máximo provecho de las mismas y obtener los resultados con un alto grado de confiabilidad, hay que tener un conocimiento claro de las características del problema, el modelo de red y la información necesaria sobre el SEP, además de conocer el funcionamiento y características de las herramientas de simulación que se utilizarán.

El ADMS es un *software* de aplicación, por lo que con este sistema se puede hacer de una forma más rápida, ordenada, segura y práctica para los análisis, en comparación que los simuladores analógicos. ADMS representa la vanguardia tecnológica que ha evolucionado mucho en la aplicación de los procesos de cálculo, convirtiéndose en una herramienta básica para los ingenieros encargados en el análisis de los SEP, lo que permite que un análisis cada vez sea más realista o con menos incertidumbre.

ADMS está basada en diversas aplicaciones que simulan los distintos elementos del SEP, resolviendo ecuaciones matemáticas que describen su comportamiento. Así, se obtienen de forma digital las magnitudes de los parámetros (tensiones, corrientes, potencias, etc.) que aparecen bajo diversas hipótesis de funcionamiento. En general, el ADMS cuenta también con procesadores gráficos que representan la evolución de los parámetros calculados y documentarlos en un servidor histórico.

Las ventajas más relevantes de este tipo de herramientas de simulación digitales [34], son:

- Tienen capacidad para modelar SEP de grandes dimensiones.
- Permiten realizar múltiples variaciones de la topología del sistema analizado de forma más sencilla que los simuladores analógicos.
- Permiten elegir el incremento de tiempo utilizado en la realización de la simulación.
- Se han desarrollado métodos y algoritmos adecuados para reducir los tiempos de cálculo.
- Ocupan menos espacio físico y son más prácticos.

Sin embargo, también presentan inconvenientes [34], los más relevantes son:

- No operan en tiempo real (esa desventaja está totalmente eliminada por el ADMS).
- Pueden presentar problemas de inestabilidades numéricas como consecuencia del algoritmo de resolución o el intervalo de tiempo empleado, lo que puede conducir a errores en los resultados.

### 3.2.- Arquitectura del ADMS para el CCD-PBU

Derivado de la implementación del ADMS en la DDCOr de la CFE, las páginas siguientes explicarán su arquitectura, las interfaces de trabajo y el manejo de las diversas herramientas para el monitoreo y supervisión en tiempo real, así como de las herramientas de simulación de sistemas de energía eléctrica.

### 3.2.1.- Panorama general

El entorno ADMS para la CFE se compone de varios sistemas de componentes en un sólo centro virtual de datos. El siguiente diagrama, muestra su diseño lógico:

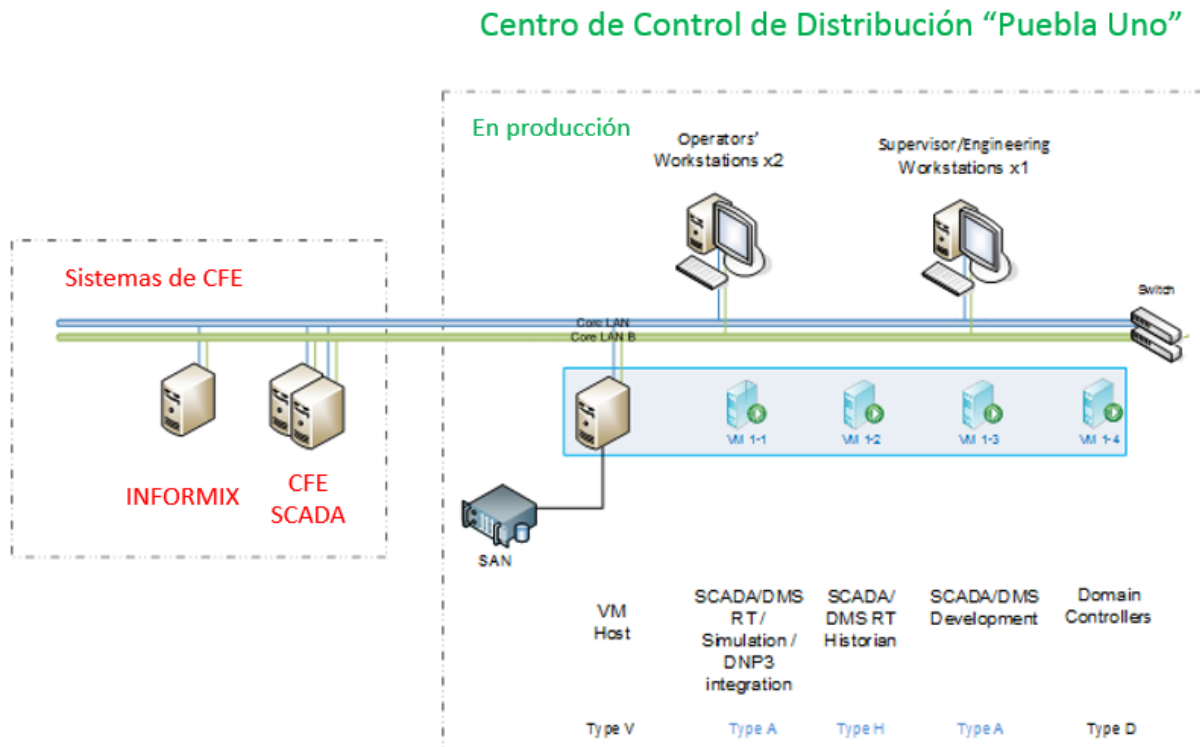


Fig. 3.3.- Diagrama del Sistema Lógico del ADMS [35]

Se tiene en cuenta que, como el sistema se ha implementado de forma virtual, todos estos elementos han sido también definidos en aplicaciones virtuales, así como las estaciones de trabajo.

ADMS aprovecha el *Active Directory Lightweight Directory Service (AD LDS)* como una base de datos global, que está disponible a nivel local. Esta base de datos se utiliza para el sistema de almacenamiento y configuración de seguridad. Una instancia de AD LDS existe en cada máquina en el entorno ADMS. Todas las instancias en un dominio de AD LDS, están sincronizadas.

El entorno ADMS se compone de sistemas OASyS-DNA, que representan un conjunto de servidores de aplicaciones, agrupados para servir a un grupo específico de usuarios; para tener enlace con las UTR y así obtener los datos tele-medidos. Los siguientes sistemas OASyS-DNA, han sido asignados en el dominio ADMS:

- PCS: *Primary Control System* (Sistema Control Primario)
- QAS: *Quality Assurance System* (Sistema de Aseguramiento de la Calidad)

Los siguientes dominios de Windows Server, se han desplegado en el entorno ADMS:



- ADMS Dominio de Producción (adms.local) – implementando controles de acceso a usuarios al Perímetro de Seguridad Electrónica, para proteger y apoyar a la operación confiable del sistema de distribución de la red. El acceso a este dominio ha sido limitado únicamente a los operadores ADMS autorizados. El ADMS también ha sido integrado también con el dominio corporativo de la CFE, a través de una vía unidireccional y selectiva.

La solución ADMS está estrechamente integrado con los servicios de dominio del *Active Directory*. Esta integración proporciona una gestión centralizada de usuarios, grupos y políticas de seguridad; lo que permite una aplicación coherente y de fácil control de las políticas y procedimientos. Los entornos de dominio establecidos tendrán el "*Windows Server 2008 R2*". DNS (*Domain Name System*) es un componente integral del *Active Directory*. Como tal, está configurado con cada alojamiento DNS controlador de dominio. Todos los registros DNS son estáticos, es decir, todas las direcciones de la computadora e IP (*Internet Protocol*) virtual, serán estáticas.

Todas las aplicaciones del ADMS que se basan en las funciones de fecha/hora, utilizan la hora del sistema definido en el servidor ADMS o estación de trabajo donde se ejecuta dicha aplicación. Los servidores y estaciones de trabajo son miembros de uno de los dominios ADMS y por defecto, obtienen automáticamente la hora exacta de los controladores de dominio apropiados. El controlador de dominio ADMS en la zona PCS, sincroniza su hora con un servidor GPS (*Global Position System*).

La solución ADMS no proporciona soporte para plataformas de servidor de 32 bits. Sólo corre en plataformas de 64 bits con sistemas operativos (OS) de Windows compatibles, específicamente: Windows 7 Enterprise/Professional SP1 (64-bit) o Windows Server 2008 R2 SP1 (64-bit).

La solución ADMS está compuesto por dos componentes principales: ESCADA (la versión específica de OASyS-DNA) y el ADMS. Las siguientes son las versiones específicas fueron finalmente desplegadas en el entorno de CFE:

- ESCADA 1.4.3
- ADMS 3.4.2

Adquisición de datos de la CFE es proporcionada por SCADA de Survalent, utilizando el protocolo de comunicación DNP3, con una estrategia de poleo de cada 5 segundos para los estados de los equipos de protección y seccionamiento, y de cada 10 segundos para las mediciones analógicas: corrientes, voltajes, potencia activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia.

### 3.2.2.- Inventario de Hardware

Se observa que el sistema de producción, tiene básicamente dos sistemas: el primario y el de aseguramiento de la calidad. El PCS está destinado para que los operadores del SED interactúen con la interfaz del ADMS para el monitoreo, supervisión y operación del SED en tiempo real, es decir, en la interfaz del DMD. Mientras que el sistema QAS, será destinado para la actualización de catálogos del equipo eléctrico, actualización de la topología de red de media tensión, diagramas unifilares, etc.; así como la interacción con análisis y estudios fuera de línea; por ejemplo, análisis de pérdidas de energía.

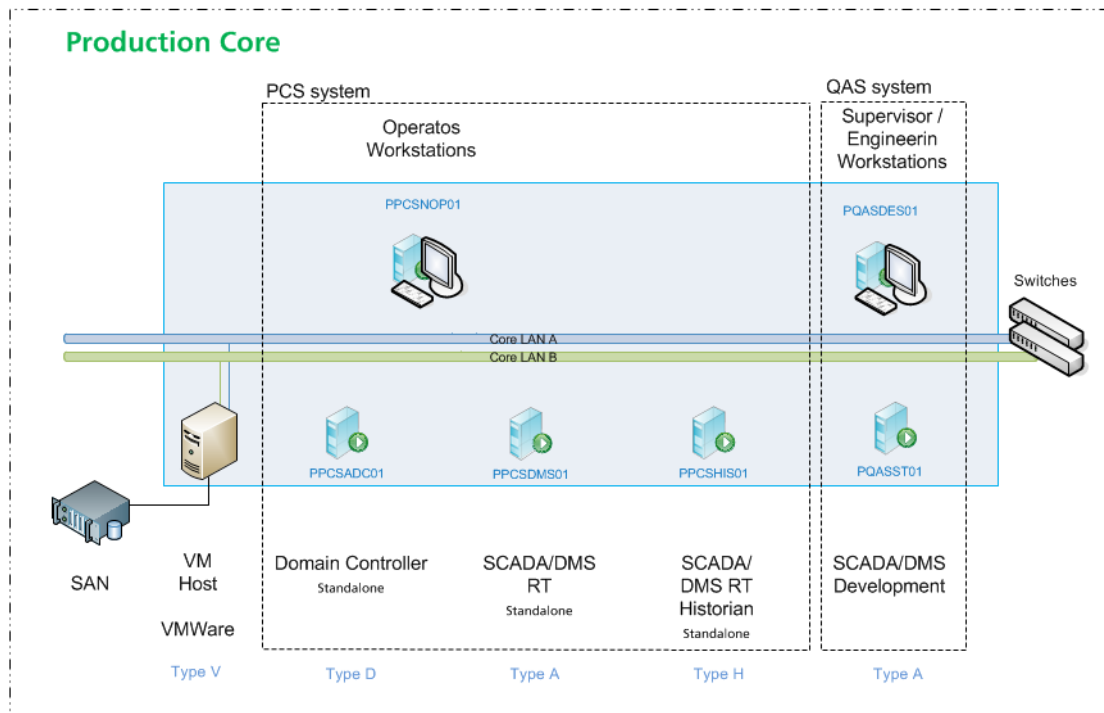


Fig. 3.4.- Diseño del centro de producción [35]

Los detalles específicos del sistema PCS, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.1.- Detalles específicos del Sistema PCS [35]

Rol	Tipo	Nombre	Dirección IP	Servicios instalados	Sistema operativo
<b>SCADA/DMS Tiempo Real</b>	A	PPCSDMS01	10.57.63.68 10.4.9.65	Common, Arbitration, Realtime, DMS_RealTime, DMS_LandBase, DMS_ContextCoordinator	W2008S Enterprise
<b>Histórico</b>	H	PPCSHIS01	10.57.63.67 10.4.9.66	Common, Arbitration, Historical, Archive, RCS, ISPS, DMS_Simulation	W2008S Enterprise
<b>Controlador de Dominio</b>	D	PPCSADC01	10.57.63.65 10.4.9.68	Windows AD and DNS	W2008S Standard

Los detalles específicos de implementación del sistema QAS, se muestran en la siguiente tabla. Asimismo, se muestran las características de las estaciones de trabajo para cada sistema, en las tablas consecuentes, tanto para PCS como para QAS.



Tabla 3.2.- Detalles específicos del Sistema QAS [35]

Rol	Tipo	Nombre	Dirección IP	Servicios Instalados	Sistema operativo
SCADA/DMS Desarrollo	A	PQASSTA01	10.57.63.66 10.4.9.67	Common, Arbitration, Realtime, Historical, DMS_ContextCoordinator, ISPS, RCS, DMS_LandBase, DMS_Realtime	W2008S Standard

Tabla 3.3.- Detalles específicos de la estación de trabajo PCS [35]

Rol	Tipo	Nombre	Dirección IP	Servicios Instalados	Sistema operativo
Workstation	WS1	PPCSNOP01	10.57.63.69 10.4.9.69	Common, DMD	W2008S Standard

Tabla 3.4.- Detalles específicos de la estación de trabajo QAS [35]

Rol	Tipo	Nombre	Dirección IP	Servicios Instalados	Sistema operativo
Engineering	WS2	PQASDES01	10.57.63.70 10.4.9.70	Common, DMD, Builder, ADE, ACEEditor, Model_Manager, ArchiveTool	W2008S Standard

Tabla 3.5.- Aplicaciones virtuales e inventario de hardware [35]

Equipo	Función	Nombre	RAM (Gb)	HD (Gb)	Sistema Operativo
Tipo A	SCADA/DMS	PPCSDMS01	44	C: 80 Gb D: 250 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Enterprise
Tipo H	HISTORIAN	PPCSHIS01	32	C: 80 Gb D: 250 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Enterprise SQL Server 2008 Enterprise SP2
Tipo A	SCADA/DMS Development	PQASSTA01	64	C: 80 Gb D: 250 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Enterprise SQL Server 2008 Standard SP2
Tipo D	Domain Controller	PPCSADC01	4	C: 100 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Standard
WS1	Workstation	PPCSNOP01	8	C: 100 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Standard
WS1	Engineering	PQASDES01	8	C: 100 Gb Raid1	Windows Server 2008 R2 Standard



### 3.2.3.- Inventario de Software

Tabla 3.6.- Inventario de la licencia base [35]

Licencia Base	Cantidad
Estación de ingeniería ( <i>Engineering Workstation</i> )	1
Servicios en tiempo real ( <i>Real Time Services</i> )	1
Servicios históricos ( <i>Historical Services</i> )	1
Diagrama Mímico Dinámico (DMD) V3 ( <i>Dynamic Mimic Diagram</i> )	2
Constructor de red (DNB) V3 ( <i>Distribution Network Builder Client</i> )	1
Servidor DMS RT V3 ( <i>Real Time Server</i> )	2
Servidor DMS Simulación V3 ( <i>Simulation Server</i> )	1
Subsistema Históricos V3 ( <i>Historian subsystem</i> )	2
Funciones analíticas DMS V3: ( <i>DMS Functions</i> )	13
<b>Básicas – Mandatarias</b>	
Modelo de red ( <i>Network Model</i> )	1
Analizador topológico ( <i>Topology Analyzer</i> )	1
Estimador de estado ( <i>State Estimation</i> )	1
Flujo de carga ( <i>Load Flow</i> )	1
Índices de desempeño ( <i>Performance Indices</i> )	1
Elementos temporales ( <i>Temporary Elements</i> )	1
Rastreo ( <i>Tracing</i> )	1
Validación de conmutación ( <i>Switching Validation</i> )	1
<b>Operación</b>	
Restauración del suministro ( <i>Supply Restoration</i> )	1
Cálculo de falla ( <i>Fault Calculation</i> )	1
Maniobra bajo carga ( <i>Under Load Switching</i> )	1
<b>Análisis</b>	
Pérdidas de energía ( <i>Energy Losses</i> )	1
Análisis de confiabilidad ( <i>Reliability Analysis</i> )	1

### 3.3.- Modelo de Red en Media Tensión

Los estudios realizados sobre los SEP se basan en la supervisión y posterior simulación de los fenómenos reales usando modelos que presentan el mismo comportamiento que el sistema real. Dadas las distintas características de los variados fenómenos que pueden presentarse en el SEP (estabilidad, transitorios electromagnéticos, fallas, etc.), no es posible definir un modelo único capaz de dar una imagen real para todo el rango de las constantes de tiempo, hablando de regímenes transitorios a permanentes.



La tarea de desarrollar un modelo de un sistema se dividió en dos sub-tareas: la determinación de la estructura del modelo y el hecho de proporcionar los datos a dicho modelo [34]. La determinación de esta estructura, fija las características que se deben considerar del SEP, mientras que los datos suministran los valores de dichas características.

Para poder modelar y simular cualquier elemento del SEP, primeramente, fue necesario contar con un amplio y detallado conocimiento de las características técnicas de funcionamiento y de los parámetros que definen a cada uno de los equipos y dispositivos que integran el sistema a analizar. En caso contrario, pues los resultados probablemente carezcan de validez. Siendo así, se tomaron en cuenta los siguientes aspectos [34]:

- ¿Cómo se puede representar a cada componente del SEP de forma que se puedan realizar análisis y estudios?
- ¿Cuál es el modelo que mejor describiría al sistema para realizar el análisis determinado?
- ¿Qué expresiones matemáticas describen las características de cada elemento del sistema para que puedan ser incluidas en el análisis?

En el momento de diseñar el modelo de red, fue necesario disertar la información necesaria de la que se puede obviar; y una vez que el modelo estuvo desarrollado, el ajuste del mismo se realizó comparando los resultados obtenidos con datos reales medidos sobre el sistema real (esto da pauta a la estimación de estado de la red).

A continuación, se mencionan las estrategias que se siguieron para conformar el modelo de red, donde no se pretende ser exhaustivo, sino tratar de poner de manifiesto de cómo se obtuvieron las características necesarias de los equipos, dispositivo y conductores, para conformar el modelo de red y su posterior análisis en tiempo real y simulación.

El “mejor modelo” sólo es válido si se dispone de datos suficientes y precisos. Sobre esta cuestión, se consideraron los siguientes aspectos [34]:

- Accesibilidad de los datos: Si bien la disponibilidad de ciertos datos no representa ningún problema, hay datos que no resultan accesibles fácilmente, ya sea por cálculos, medidas o simplemente no se tiene un registro.
- El volumen de los datos: Es interesante analizar la sensibilidad de los resultados frente a aquellos datos susceptibles de ser simplificados, para poder utilizar modelos más sencillos, sin una pérdida apreciable de la exactitud en los resultados.

### 3.3.1.- Potencia Compleja

El cálculo de la potencia en un circuito, generalmente se encuentra utilizando la corriente de inyección instantánea y la diferencia de potencial a través de los elementos del circuito [36]. Considerando el circuito de carga más simple, como una impedancia conectada a una fuente de voltaje, como se muestra en la figura siguiente, la representación sinusoidal de la fuente de voltaje está dada por:

$$v(t) = V_m \cos(\omega t) \quad (3.1)$$

Y la correspondiente corriente es:

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \varphi) \quad (3.2)$$

Donde:

- $V_m$  es la amplitud de la fuente de voltaje (V)
- $\omega$  es la frecuencia angular (rad/seg)
- $\varphi$  es el desfase de la onda de voltaje con respecto a la corriente (rad)
- $V_{rms}$  rms significa raíz media cuadrática, que es el valor de la magnitud de voltaje calculado como:  $V_{rms} = \frac{V_m}{\sqrt{2}}$
- $I_m$  es la magnitud de corriente, definida como:  $I_m = \frac{V_m}{|Z|}$

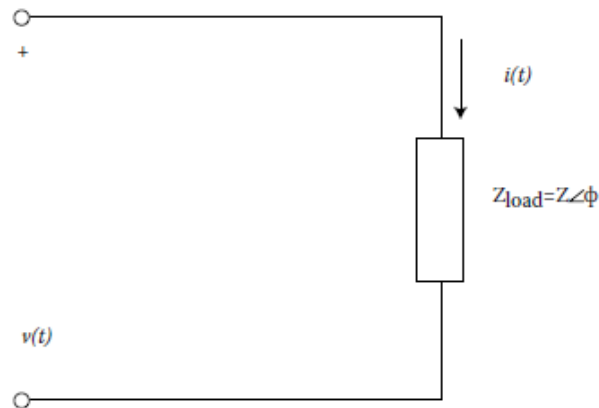


Fig. 3.5.- Circuito simple de carga [36]

La potencia compleja es definido como las componentes ortogonales en un vector espacial [36], dado por:

$$S = P + jQ = VI^* = VI \cos \varphi + jVI \sin \varphi = VI(\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (3.3)$$

Utilizando la identidad de Euler y definiendo  $I^* = |I| \angle -\varphi$ , ahora se puede escribir  $S = VI^*$  como un equivalente de la potencia aparente. Se puede notar que  $V = ZI$  e  $I = YV$ , son formas alternadas de la potencia aparente  $S = (VI)I^*$  o  $S = V(YV)^* = VV^*Y^*$ . Estas relaciones de potencia usando las relaciones fasoriales, pueden ser mostradas de una forma gráfica, como en la figura siguiente.

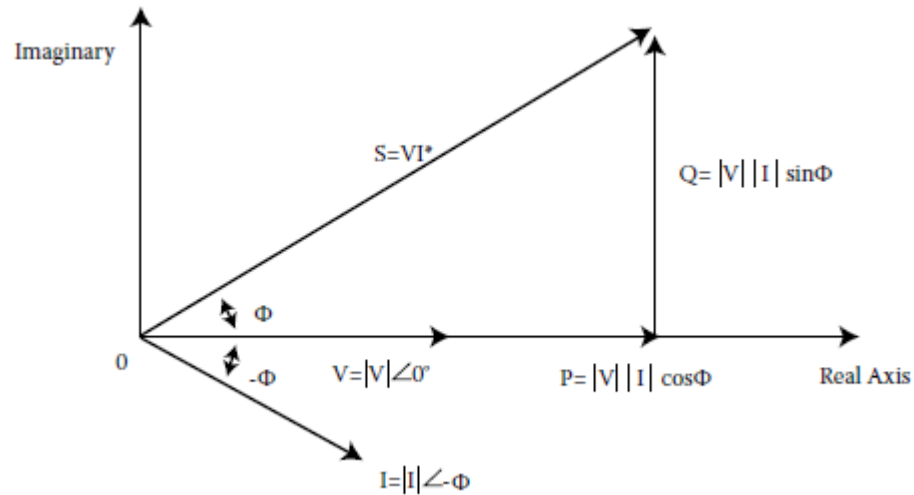


Fig. 3.6.- Representación fasorial de las relaciones de la potencia compleja [36]

Para una red típica que incluye elementos resistivos (R), inductivos (L) y capacitivos (C); a continuación, se resumen las ecuaciones de potencia correspondientes en términos de voltajes y corrientes de la potencia disipada o “desarrollada” a través de estos elementos. Esto para un mejor entendimiento en el momento del modelado de los equipos y secciones de una red de prueba.

### 3.3.1.1. Elemento Resistivo

En el caso de una red puramente resistiva, se desarrollan las siguientes ecuaciones.

$$P_R(t) = \frac{1}{T} \int_0^T v_R(t) i_R(t) dt \quad (3.4)$$

$$P_{promedio} = V_m I_m \cos^2 \omega t \quad (3.5)$$

Las pérdidas de potencial real o disipada por el elemento resistivo, se calcula como sigue:

$$P_R = VI_R = \frac{v^2}{R} = I_R^2 R \quad (3.6)$$

### 3.3.1.2. Elemento Inductivo

De manera similar, para una red meramente inductiva, se tienen las siguientes formulaciones de potencia reactiva absorbida:

$$P_L(t) = v_L(t) i_L(t) \quad (3.7)$$

$$P_L(t) = \frac{1}{2} V_m I_m \cos(\omega t + \varphi) \cos\left(\omega t + \varphi - \frac{\pi}{2}\right) = V_m I_m \text{sen}[2(\omega t + \varphi)] \quad (3.8)$$

Las pérdidas de potencia reactiva en VAR, es  $\frac{|V|^2}{X_L}$ , donde  $X_L$  es la reactancia inductiva.

### 3.3.1.3. Elemento Capacitivo

Para un elemento puramente capacitivo, la potencia disipada está dada como sigue:

$$P_C(t) = v_C(t) i_C(t) = V_m I_m \cos\left[2(\omega t + \varphi) + \frac{\pi}{2}\right] = -V I \text{sen}[2(\omega t + \varphi)] \quad (3.9)$$

Las pérdidas de potencia en VAR, está dado por  $\frac{|V|^2}{X_C}$ , donde  $X_C$  es la reactancia capacitiva.

### 3.3.2.- Componentes del Modelado del Sistema Eléctrico de Distribución

Dependiendo de las configuraciones de los elementos RLC (arreglos en serie, paralelo o serie-paralelo), la potencia total real y reactiva, serán calculadas de acuerdo al voltaje y corriente de distribución. La gráfica siguiente muestra un arreglo común de un circuito con una fuente y una carga.

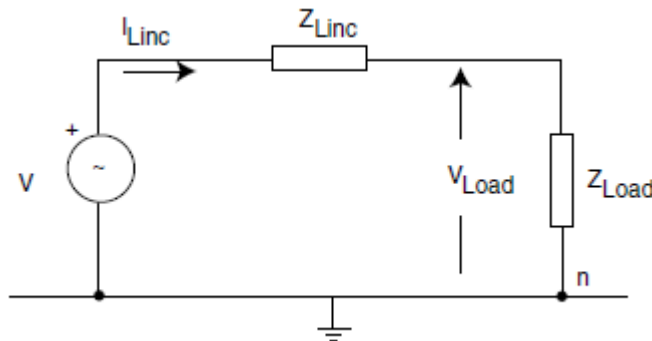


Fig. 3.7.- Representación del circuito de un generador monofásico conectado a una carga [36]

Para el modelado en las redes de distribución, se considera una fuente trifásica para suministrar energía a las cargas conectadas en el circuito alimentador en media tensión. Para un sistema trifásico (generador/carga) conectado ya sea en estrella (Y) o delta ( $\Delta$ ) balanceado, las siguientes condiciones deben ser cumplidas:

- Para las cargas: las impedancias en las tres fases deben ser de la misma magnitud.
- Para las fuentes: las magnitudes de voltajes y corrientes son iguales y espacialmente distribuidas por  $120^\circ$  para un sistema trifásico balanceado.

Teniendo el voltaje para las fases involucradas respectivamente son dadas por:

$$V_a = V_m \cos(\omega t) \quad (3.10)$$

$$V_b = V_m \cos(\omega t - 120^\circ) \quad (3.11)$$

$$V_c = V_m \cos(\omega t + 120^\circ) \quad (3.12)$$

Y de manera similar, se tienen las corrientes:

$$I_a = I_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.13)$$

$$I_b = I_m \cos(\omega t + \varphi - 120^\circ) \quad (3.14)$$

$$I_c = I_m \cos(\omega t + \varphi + 120^\circ) \quad (3.15)$$

Entonces, se tiene que la potencia trifásica es:

$$S_{3\varphi} = (V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^*) \quad (3.16)$$

$$P_{3\varphi \text{ real}} = \text{Re}[S_{3\varphi}] \quad (3.17)$$

$$P_{3\varphi \text{ reactiva}} = \text{Im}[S_{3\varphi}] \quad (3.18)$$

### 3.3.2.1. Sistema de media tensión

De acuerdo a lo especificado en la Tabla 2.9, el sistema de distribución de media tensión es el tipo A (3 Fases - 4 Hilos), esto es que en los transformadores de las subestaciones de 115/34.5 kV son de conexión  $\Delta$ -Y aterrizada. Por ende, el sistema que se modelará como fuente, será la conexión Y.

Se considera la siguiente figura:

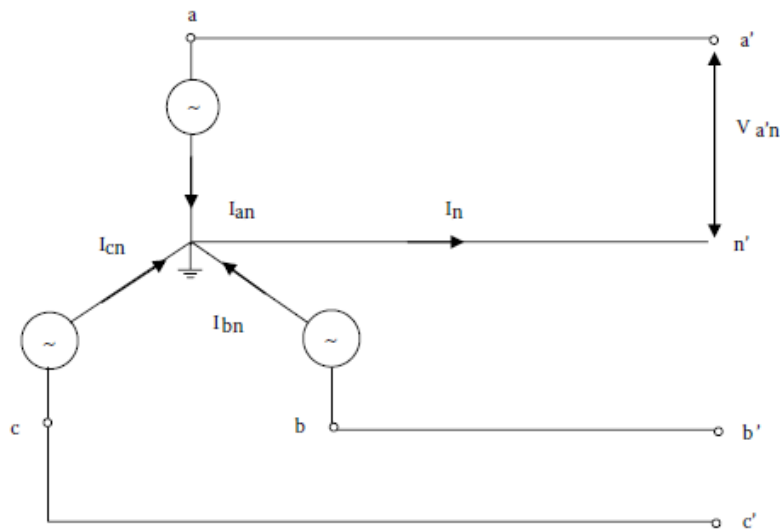


Fig. 3.8.- Diagrama de la conexión estrella con el neutro aterrizado de un sistema de distribución en media tensión [36]

Se tienen las siguientes expresiones:



$$V_{ab} = V_{an} - V_{bn} = V_m \angle 0^\circ - V_m \angle -120^\circ = V_m \angle 0^\circ - V_m \left[ \frac{-1-j\sqrt{3}}{2} \right] \quad (3.19)$$

$$V_{ab} = V_m \sqrt{3} \left[ \frac{\sqrt{3}+j}{2} \right] = \sqrt{3} V_m \angle 30^\circ \quad (3.20)$$

Y de manera similar, se tienen las siguientes relaciones:

$$V_{bc} = V_{bn} - V_{cn} = \sqrt{3} V_m \angle 90^\circ \quad (3.21)$$

$$V_{ca} = V_{cn} - V_{an} = \sqrt{3} V_m \angle 150^\circ \quad (3.22)$$

Y para el sistema conectado en Y, se tiene:

$$V_{ab} = E_{an} \sqrt{3} \angle 30^\circ \quad (3.23)$$

$$V_{bc} = E_{bn} \sqrt{3} \angle 30^\circ \quad (3.24)$$

$$V_{ca} = E_{cn} \sqrt{3} \angle 30^\circ \quad (3.25)$$

Los voltajes de línea a línea están dadas como una  $\sqrt{3}$  de la cantidad de pase a tierra, y la corriente de línea es igual a la corriente de fase ( $I_L = I_P$  para un sistema conectado en estrella. Si las corrientes son balanceadas en magnitud y en fase, entonces  $I_a + I_b + I_c = I_n = 0$ , que de otra manera, las corrientes de línea desbalanceadas serían  $I_a + I_b + I_c = I_n \neq 0$ .

La relación entre el voltaje de fase y de línea en un sistema con conexión Y, es  $|V_L| = \sqrt{3} V_P$ , por lo tanto la potencia real total es calculado utilizando las fórmulas:

$$P_{3\phi} = 3V_P I_P \cos\phi \quad (3.26)$$

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} |V_L| |I_L| \cos\phi \quad (3.27)$$

Nótese que la potencia total instantánea es constante, teniendo una magnitud de tres veces la potencia real por fase.

La potencia reactiva es análoga a la sumatoria de las corrientes trifásicas balanceadas y los voltajes parecen anularse matemáticamente, pero están presentes con cada fase. La potencia reactiva está dada por:

$$Q_{3\phi} = \sqrt{3} |V_L| |I_L| \sin\phi \quad (3.28)$$

Por lo tanto, la potencia total o aparente es

$$S_{3\phi} = P_{3\phi} + jQ_{3\phi} \quad (3.29)$$

En términos de valores de línea, se tiene lo siguiente:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} V_L I_L^* \quad (3.30)$$

El problema del circuito  $3\phi$  dado hasta ahora, puede ser analizado por fase cuantitativamente cuando el sistema está equilibrado. La fase equivalente se utiliza como fase A (para referencia), y las otras fases se dan utilizando la fase equivalente con desfases de  $\pm 120^\circ$  y  $\pm 240^\circ$  para las fases B y C, respectivamente. Como se explicó anteriormente, el circuito equivalente de una fase, representa la fase a neutro, con la tensión siendo denotada como línea a neutro y las corrientes son valores de línea.

### 3.3.2.2. Modelo lineal en sistemas de distribución

El modelo de línea corta se muestra en la figura siguiente. Generalmente, la longitud de la sección de conductor de distribución es corto, por lo general inferior a los 800 km, y su nivel de tensión es menor que la tensión de transmisión.

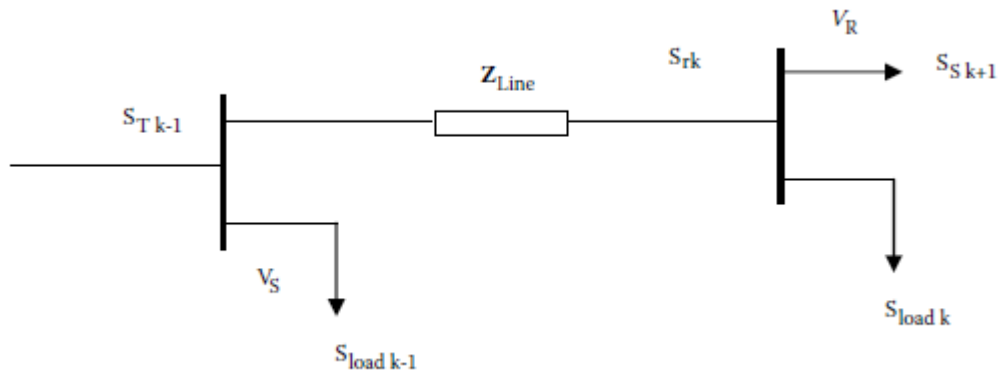


Fig. 3.9.- Modelo de línea corta de distribución [36]

De la figura anterior, se tiene:

$$S_{sk} = S_{rk} + S_{p\acute{e}rdidas\ k} \quad (3.31)$$

$$S_{tk} = S_{s\ k+1} + S_{carga\ k} \quad (3.32)$$

$$S_{p\acute{e}rdidas} = \frac{|S_{rk}|^2}{|V_R|^2} = Z_k \quad (3.33)$$

Las cantidades de  $Z = f(l) + jX(l)$  y  $Y/Z$  son representadas como línea de carga. Por lo tanto, el modelo lineal es:

$$\begin{bmatrix} V_{k-1} \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k + Z_k \left( \frac{Y_k}{Z} V_k \right) - I_k' \\ \frac{Y_k}{Z} (V_k + V_{k-1}) - I_k' \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Como se dijo anteriormente,  $V$  es el voltaje nodal,  $I$  es la corriente de rama,  $\vartheta^V$  y  $\vartheta^I$  son los ángulos del voltaje y la corriente, respectivamente, e  $I'$  es la corriente de carga. De la figura siguiente, para cada nodo, se aplica el análisis de corriente:

$$I_m = I_{m+1} + I_{j+1}^l \quad (3.34)$$

$$|I_m| \angle \theta_m^l = |I_{m+1}| \angle \theta_{m+1}^l + |I_{j+1}^l| \angle \theta_{j+1}^l \quad (3.35)$$

Donde  $I_{j+1}^l$  es calculado de:

$$\frac{P_{j+1}^l - jQ_{j+1}^l}{V_{j+1}^*} \quad (3.36)$$

Usando este método, se repite el proceso para calcular en todos los nodos involucrados hasta finalizar en el nodo de la subestación. Los voltajes nodales son calculados por la actualización del nodo final. El voltaje para el nodo  $j+1$  está dado en forma fasorial por:

$$V_{j+1} = V_j - I_m Z_m \text{ (caída de voltaje)} \quad (3.37)$$

Donde:

$$Z_m = R_m + jX_m \quad (3.38)$$

Así, se tiene:

$$V_{j+1} \angle \theta_{j+1}^v = |V_j| \theta_j^v - |I_m| |Z_m| \angle \varphi_m \quad (3.39)$$

Con:

$$\varphi_m = \theta_m^i - \tan^{-1} \frac{X_m}{R_m} \quad (3.40)$$

Simplificando, se tienen las siguientes expresiones:

$$V_{j+1} = \sqrt{|V_j|^2 + |I_m|^2 |Z_m|^2 - 2|V_j| |I_m| |Z_m| \cos(\theta_j^v - \varphi_m)} \quad (3.41)$$

$$\theta_{j+1}^v = \tan^{-1} \left( \frac{|V_j| \sin \theta_j^v - |I_m| |Z_m| \sin \varphi_m}{|V_j| \cos \theta_j^v - |I_m| |Z_m| \cos \varphi_m} \right) \quad (3.42)$$

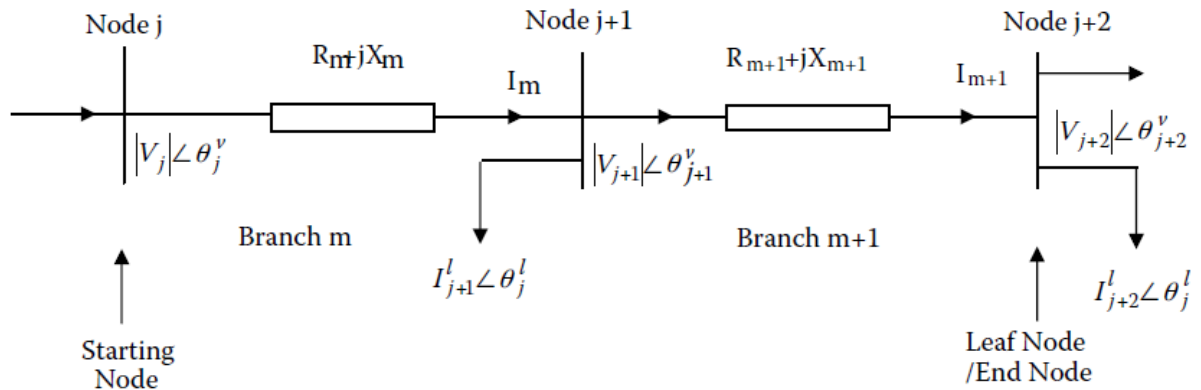


Fig. 3.10.- Modelo de las componentes representativas de un alimentador: diagrama unifilar [36]



### 3.3.2.3. Capacitor en derivación

Los capacitores en derivación son modelados como admitancias constantes. La corriente inyectada para el capacitor es modelado como  $I_{ck}V_k$  en el nodo  $k$ .

### 3.3.2.4. Switch

Los *switches* de seccionamiento serán modelados como ramales en derivación con un valor de cero como impedancia. Por ende,  $V_{k-1} = V_k$  y la corriente es  $I_k = -I_k$ .

### 3.3.2.5. Cargas

Las cargas de distribución son modeladas como  $P = P_0V^{k_1}$  o  $Q = Q_0V^{k_2}$ , donde  $P_0$  y  $Q_0$  son valores específicos de potencia activa y reactiva en el voltaje nominal, y  $V$  es el valor de la magnitud actual en el escenario de simulación.

Como se modelarán las cargas como potencia constante, entonces  $k_1$  y  $k_2$  son iguales a 0. Dado que  $S_{Lk} = P_{Lk} - jQ_{Lk}$ , donde  $P_{Lk}$  y  $Q_{Lk}$  son valores constantes de potencia activa y reactiva respectivamente en el nodo  $k$ , la corriente de inyección a la carga está dado por:

$$I_{Lk} = \left(\frac{S_{Lk}}{V_k}\right)^* \quad (3.43)$$

## 3.3.3.- Modelo de Red de Distribución en ADMS

Requisitos informáticos y de comunicaciones fueron diseñados de tal manera que se tenga una jerarquía adecuada para un accesible flujo de información y se tomen decisiones oportunas en la gestión de las redes de distribución. Dicha tecnología está modularmente integrada con sistemas SCADA (OASyS DNA), sistemas de información geográfica GIS (*Geographic Information System*) y sistemas de construcción de subestaciones y diseño equipos eléctricos, el DNB. Éste último encargado del diseño de la red geográfica y de diagramas unifilares, trazar las conexiones con SCADA y la edición gráfica y alfanumérica de los variados equipos eléctricos usados para operar las redes.

La información que se gestione en el ADMS formará parte de una base de datos relacional (BDR) con datos estáticos y dinámicos para crear el modelo de información común que representa la plataforma de la red, que abarque lo necesario para el correcto funcionamiento de las aplicaciones funcionales de análisis. Véase la figura siguiente.

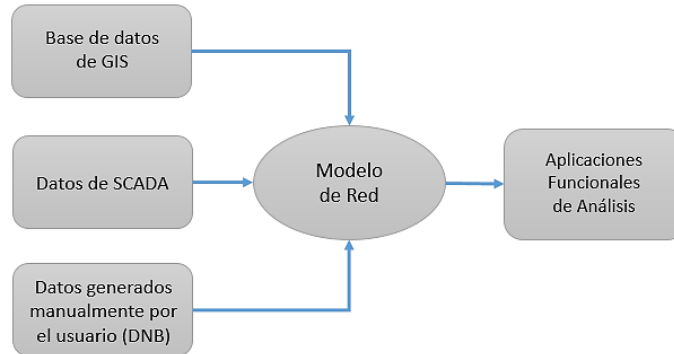


Fig. 3.11.- Entradas y salidas para el modelo de red [5]

El ADMS tiene una herramienta para la importación de los datos del equipo eléctrico y conductores para la topología de la red. Esta herramienta permitirá el acceso a la base de datos INFORMIX del Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución (SIGED), que es la GIS de la CFE y así obtener el modelo geográfico de red de MT de la ciudad de Puebla y área conurbada, para este caso. SIGED fue desarrollado para trabajar en conjunto con AutoCAD-Map, por lo cual es un sistema que trabaja en un ambiente gráfico [13]. Con SIGED usted tendrá información relevante de las características de los componentes de un circuito como: postes, transformadores, línea primaria y secundaria, desconectores, fusibles, capacitores, relevadores, restauradores, medidores, registros, líneas aéreas y subterráneas, transiciones, etc. En SIGED se muestran gráficamente las instalaciones de la red eléctrica para facilitar los estudios de red, y de esta manera ubicar físicamente cada uno de los componentes de la red.

Dicha herramienta, consiste en una serie de instrucciones para obtener también la información eléctrica requerida de los interruptores de los alimentadores (en los buses de MT), secciones de conductor, transformadores de distribución, fusibles, restauradores, equipos de seccionamiento y capacitores. La información incluye el equipo eléctrico de la MT hasta los buses de baja tensión de 0.120/0.240 kV.

Así pues, para la integración del GIS de INFORMIX a la base de datos del ADMS, la herramienta de importación tomará en cuenta sólo los atributos que son de interés y dichos atributos se guardarán en once archivos independientes con extensión UNL, donde cada elemento de la red será una fila, cuyas columnas (separadas por '|') describirán los parámetros técnicos. A continuación, se expone cada uno.

---

#### 01 - substation.unl

##### Ejemplo:

07|AUN|ANTUNANO|580848.7411|2108074.206

##### Columnas:

1| Área de responsabilidad/Zona:



- a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| Nombre de la subestación:
  - a. Siempre 3 letras (nemetécnico) [37]
- 3| Nombre completo de la subestación (descripción)
- 4| Coordenada X (Proyección NAD 27)
- 5| Coordenada Y (Proyección NAD 27)

## 02 - breaker.unl

### Ejemplo:

07|CTOIDPON04420|COCOYOTLA|PON42010|PON04420|577137.6483|2107471.765

### Columnas:

- 1| Área de Responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| “CTOID” + Feeder ID. Caracteres para la designación de un identificador (ID-nemetécnico)
- 3| Nombre completo del alimentador
- 4| ID del interruptor entre el devanado de MT del transformador de potencia y el bus de MV:
  - a. Siempre 3 letras, seguido de 5 números [37]
- 5| ID del alimentador:
  - a. Siempre 3 letras, seguido de 5 números [37]
- 6| Coordenada X (Proyección NAD 27)
- 7| Coordenada Y (Proyección NAD 27)

## 03 - node.unl

### Ejemplo:

07|467103|570466.5986|2107961.609|TNZ04020

### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| ID del nodo
- 3| Coordenada X
- 4| Coordenada Y
- 5| ID del alimentador, el cual el nodo está asociado

## 04 - deflection.unl

### Ejemplo:

07|573269.3841|2107866.956|0|573272.0774|2107865.634|573250.8516|2107876.047



**Columnas:**

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| Coordenada X del punto de deflexión
- 3| Coordenada Y del punto de deflexión
- 4| Secuencia para cada punto de deflexión que pertenece a una sola sección
- 5| Coordenada X en el punto inicial de la sección
- 6| Coordenada Y en el punto inicial de la sección
- 7| Coordenada X en el punto final de la sección
- 8| Coordenada Y en el punto final de la sección

**05 - section.unl**

**Ejemplo:**

08|587544.4571|2096466.947|587536.5029|2096449.663|433229|A13TS26AR1CAR|111|VSE04030  
|CBA|19.03|0

**Columnas:**

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| X1 de la sección
- 3| Y1 de la sección
- 4| X2 de la sección
- 5| Y2 de la sección
- 6| ID de la sección
- 7| Descripción de las características de la sección:
  - a. "A13TS26AR1CAR" (Siempre 13 caracteres)
    - i. [1] Tipo - A (Aéreo)
    - ii. [2] Nivel de voltaje - 1(13.8 kV), 3(34.5 kV)
    - iii. [3] – Número de fases – 1, 2 o 3
    - iv. [4-5] forma geométrica de la relación entre las fases involucradas - TS, VS, PS, HS, KA – utilizada para la red compacta (sistema Hendrix)
    - v. [6-7] Calibre del conductor: 02 (#2 AWG), 04 (#4 AWG), 06 (#6 AWG), 08 (#8 AWG), 1C (1/0 AWG), 2C (2/0 AWG), 3C (3/0 AWG), 26 (266.8 kcmil), 33 (336.4 kcmil), 47 (477kcmil)
    - vi. [8-9] Material del conductor: AR (ACSR: Conductor de aluminio con alma de acero), CU (cobre), AL (AAC: todos los conductores de aluminio), SA (conductor de AAC semi-aislado), SR (conductor ACSR semi-aislado)
    - vii. [10-11] Calibre para el conductor de neutro – SN (no existe)
    - viii. [12-13] Material para el conductor de neutro – SD (sin descripción; siempre será SD para SN)
- 8| Fases conectadas



- 9| ID del alimentador, el cual la sección está asociada
- 10| Secuencia de fases
- 11| Longitud
- 12| Bandera de identificación de sección aéreo/subterráneo
  - a. Valores:
    - i. 0 para conductor aéreo
    - ii. 1 para conductor subterráneo

#### 06 - own\_trans.unl

##### Ejemplo:

08|BTD0919816|1|ZM422|||5|0|0|5|ME|001|577413.0678|2097846.692|0|0

##### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| ID del banco de transformación de distribución de CFE
- 3| Número de transformadores
- 4| Nombre del transformador 1
- 5| Nombre del transformador 2
- 6| Nombre del transformador 3
- 7| Capacidad total del banco (es la suma de las siguientes tres columnas)
- 8| Capacidad conectada a la fase A (kVA)
- 9| Capacidad conectada a la fase B (kVA)
- 10| Capacidad conectada a la fase C (kVA)
- 11| Tipo de conexión del banco de transformación:
  - a. ME (monofásico, conexión estrella) para transformadores monofásicos
  - b. MD (monofásico, conexión delta) para transformadores monofásicos
  - c. YE (conexión estrella) para transformadores trifásicos
  - d. DE (conexión delta) para transformadores trifásicos
  - e. DA (conexión delta abierta) para transformadores monofásicos
- 12| Fases conectadas:
  - a. 100 (A)
  - b. 010 (B)
  - c. 001 (C)
  - d. 110 (AB)
  - e. 101 (AC)
  - f. 011 (BC)
  - g. 111 (ABC)
- 13| Coordenada X
- 14| Coordenada Y
- 15| Bandera para identificar la curva típica de demanda:
  - a. 0 (carga típicamente residencial)
  - b. 1 (carga comercial consumo bajo)



- c. 2 (carga comercial consumo alto)
  - d. 3 (carga industrial bajo)
  - e. 4 (carga industrial alto)
  - f. 5 (carga de alumbrado)
  - g. 6 (carga rural)
- 16| Bandera para identificar aéreo/subterráneo:
- a. 0 para transformador aéreo (montado en poste)
  - b. 1 para transformador subterráneo

### 07 - not\_own\_trans.unl

#### Ejemplo:

08|UC00002335|1||2B8M6O|GOSOLINERA|45|15|15|15|DE|111|585109.7742|2097637.917|C|2|1

#### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| ID del transformador
- 3| Número de transformadores
- 4| ID del propietario
- 5| ID del dispositivo de medición
- 6| Nombre del propietario
- 7| Capacidad total (es la suma de las siguientes 3 columnas)
- 8| Capacidad conectada a la fase A (kVA)
- 9| Capacidad conectada a la fase B (kVA)
- 10| Capacidad conectada a la fase C (kVA)
- 11| Tipo de conexión del transformador:
  - a. ME (monofásico estrella) para transformadores monofásicos
  - b. MD (monofásico delta) para transformadores monofásicos
  - c. YE (estrella) para transformadores trifásicos
  - d. DE (delta) para transformadores trifásicos
- 12| Fases conectadas:
  - a. 100 (A)
  - b. 010 (B)
  - c. 001 (C)
  - d. 110 (AB)
  - e. 101 (AC)
  - f. 011 (BC)
  - g. 111 (ABC)
- 13| Coordenada X
- 14| Coordenada Y



15| Tipo de consumidor:

- a. A (Alumbrado público)
- b. B (Bombeo)
- c. C (Comercial)
- d. D (Residencial)
- e. I (Industrial)

16| Bandera de la curva de demanda:

- a. 0 (carga típicamente residencial)
- b. 1 (carga comercial consumo bajo)
- c. 2 (carga comercial consumo alto)
- d. 3 (carga industrial bajo)
- e. 4 (carga industrial alto)
- f. 5 (carga de alumbrado)
- g. 6 (carga rural)

17| Bandera para identificar aéreo/subterráneo:

- a. 0 para transformador aéreo (montado en poste)
- b. 1 para transformador subterráneo

## 08 - fuse.unl

### Ejemplo:

08|18-5758|F1968|111|15|NC|587458.9636|2106918.303|587456.3881|2106919.842|T|1

### Columnas:

1| Área de responsabilidad/Zona:

- a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)

2| ID del fusible

3| Nombre del fusible

4| Fases conectadas:

- a. 100 (A)
- b. 010 (B)
- c. 001 (C)
- d. 110 (AB)
- e. 101 (AC)
- f. 011 (BC)
- g. 111 (ABC)

5| Corriente nominal (A)

6| Estado normal:

- a. NC - Normalmente cerrado
- b. NA - Normalmente abierto

7| Coordenada X del punto de deflexión donde el fusible es ubicado

8| Coordenada Y del punto de deflexión donde el fusible es ubicado



- 9| Coordenada X del nodo próximo al punto de deflexión
- 10| Coordenada Y del nodo próximo al punto de deflexión
- 11| Velocidad de operación del fusible:
  - a. K - rápido
  - b. T - lento
- 12| Tipo de fusible:
  - a. 0 - Fusible de un solo disparo
  - b. 1 - Fusible de triple disparo

### 09 - recloser.unl

#### Ejemplo:

07|19-0196|AR795|NOJA|19|583590.8664|2110156.846|583593.706|2110155.879|NC

#### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| ID del restaurador
- 3| Nombre del restaurador
- 4| Marca del restaurador
- 5| Tipo de restaurador:
  - a. 19 - Electrónico
  - b. 21 - Hidráulico
- 6| Coordenada X del punto de deflexión, donde el restaurador es ubicado
- 7| Coordenada Y del punto de deflexión, donde el restaurador es ubicado
- 8| Coordenada X del nodo próximo al punto de deflexión
- 9| Coordenada Y del nodo próximo al punto de deflexión
- 10| Estado normal
  - a. NC - Normalmente cerrado
  - b. NA - Normalmente abierto

### 10 - switchgear.unl

#### Ejemplo:

07|4-010137|T0443|600|NC|574248.1443|2100221.755|574247.4901|2100153.655|2|0

#### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
  - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
- 2| ID del equipo de seccionamiento
- 3| Nombre del equipo de seccionamiento



- 4| Capacidad de la corriente nominal (A)
- 5| Estado normal
  - a. NC - Normalmente cerrado
  - b. NA - Normalmente abierto
- 6| Coordenada X del punto de deflexión, donde el restaurador es ubicado
- 7| Coordenada Y del punto de deflexión, donde el restaurador es ubicado
- 8| Coordenada X del nodo próximo al punto de deflexión
- 9| Coordenada Y del nodo próximo al punto de deflexión
- 10| Tipo de equipo de seccionamiento:
  - a. 1 (Desconectador tripolar bajo carga)
  - b. 2 (Desconectador tripolar)
  - c. 3 (Desconectador mono polar)
  - d. 4 (Seccionalizador)
  - e. 6 (Desconectador tripolar en tanque de aceite)
- 11| Bandera para identificar aéreo/subterráneo:
  - a. 0 para equipo de seccionamiento aéreo (montado en poste)
  - b. 1 para equipo de seccionamiento subterráneo

## 11 - capacitor.unl

### Ejemplo:

07|7-00136|CP150|F|300|YE|579574.6989|2113088.06

### Columnas:

- 1| Área de responsabilidad/Zona:
    - a. Sólo valores: 07 (Zona Puebla Poniente) o 08 (Zona Puebla Oriente)
  - 2| ID del capacitor
  - 3| Nombre del capacitor
  - 4| Tipo del capacitor
    - a. F - Fijo
    - b. D - Desconectable
  - 5| Capacidad nominal (kVAr)
  - 6| Tipo de conexión:
    - a. YE (estrella)
    - b. DE (delta)
  - 7| Coordenada X
  - 8| Coordenada Y
- 

Con la información solicitada para cada elemento, se forma la base de datos que será importada al ADMS. La figura siguiente describe el flujo de datos de INFORMIX, para importar en el sistema ADMS. La idea básica fue desarrollar una herramienta específica llamada "CIM Exportador", que convertiría todos los archivos UNL a archivos en el perfil de exportación con extensión CIM (del

inglés *Common Information Model*). Más adelante, esta exportación de archivos CIM, se importará al ADMS, utilizando otra herramienta importadora estándar de archivos CIM.

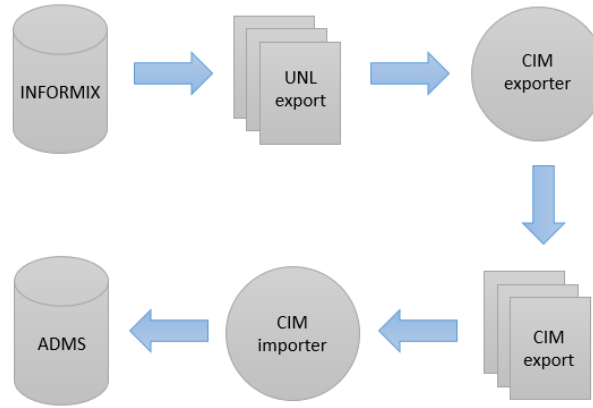


Fig. 3.12.- Flujo de datos de importación-exportación INFORMIX-ADMS [elaboración propia]

La siguiente imagen es una vista de un alimentador en INFORMIX. Cabe aclarar, que como en cualquier otro sistema, la calidad del dato, la calidad de la digitalización tiene mucho que ver con la calidad de los resultados en cualquier análisis. El proceso de análisis de una red, inicia en el modelado correcto de todos los elementos eléctricos de la misma.

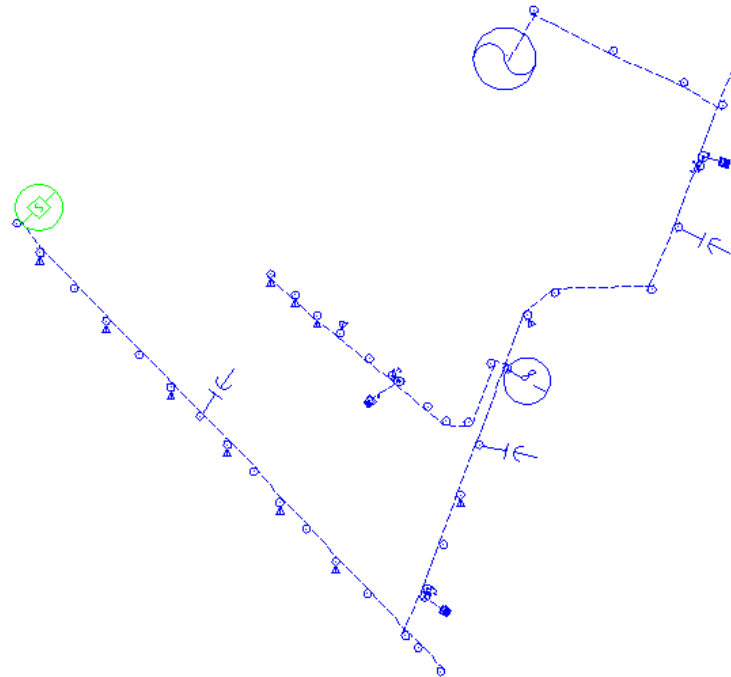


Fig. 3.13.- Alimentador LML-5020 Refa, modelado en SIGED [13]

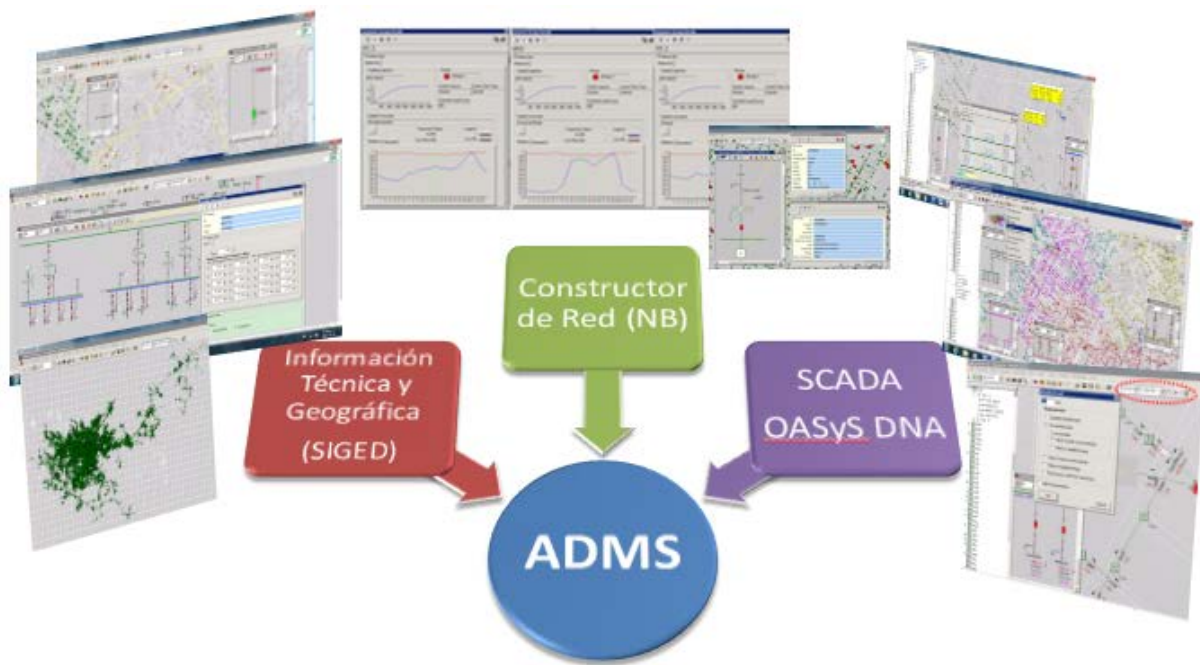


Fig. 3.14.- Insumos necesarios para el ADMS [elaboración propia]

La figura anterior, muestra los insumos necesarios para la creación del modelo de red en el ADMS, mientras que, en la figura siguiente, se muestran los alimentadores modelados en el SIGED, de la ciudad de Puebla y área conurbada, para posteriormente ser importados todos al ADMS.

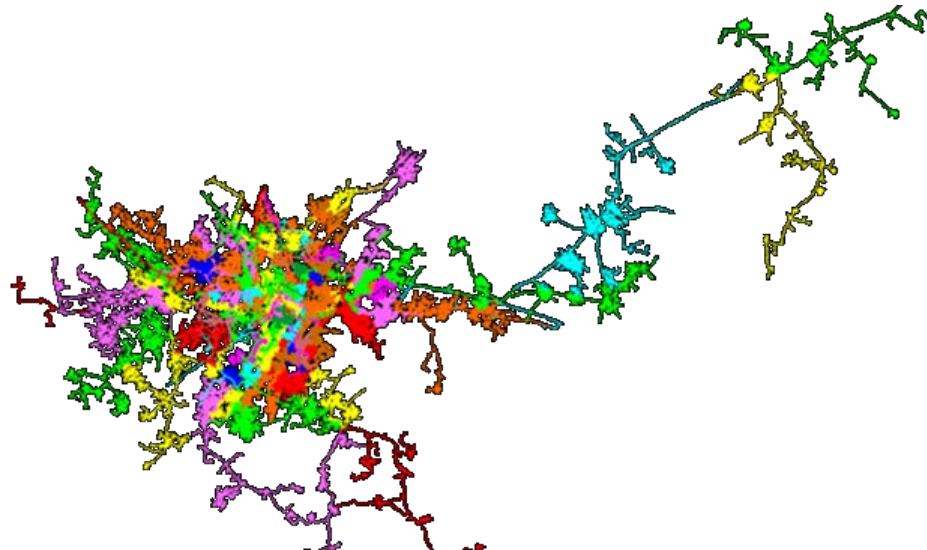


Fig. 3.15.- Alimentadores de la ciudad de Puebla y área conurbada, modelados en SIGED [13]

La siguiente figura muestra el modelo de red de MT en ADMS, que está formado por 57 567 nodos, que describen lo siguiente:

- 40 transformadores AT/MT
- 141 alimentadores en MT
- 26 014 transformadores MT/BT
- 147 bancos de capacitores
- 4 087 fusibles de distribución
- 1 180 desconectores y restauradores (*switchgear*)
- 8 184 señales de SCADA

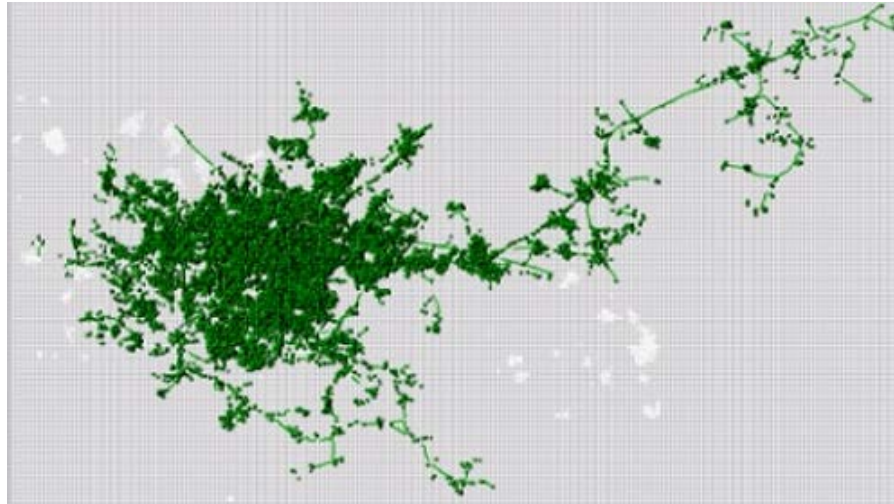


Fig. 3.16.- Modelo de red de la ciudad de Puebla y área conurbada en ADMS [elaboración propia]

*Model Promotion* es un proceso en el que se introducen cambios en un modelo de red, previamente importado, en ADMS. Todos los modelos son validados, probados, y finalmente promovidos al entorno de producción. El escenario típico es que ciertos tipos de datos se importan de sistemas externos existentes (comúnmente del SIGED, dado el tan alto nivel dinámico que tiene la red de distribución), mientras que los otros datos necesarios para el funcionamiento del ADMS, no están disponibles desde cualquier otro sistema, y deben ser introducidos a través de la aplicación DNB en ADMS. Por lo tanto, los cambios de modelo de red pueden ocurrir de dos maneras:

- A través de un proceso de importación desde un sistema externo, o
- creado por el usuario en la entrada de datos ADMS mediante el 'constructor de red'.

El conjunto de cambios (*changesets*), contienen en los 'delta' (variable de cambio en la red) como una manera de definir qué cambios se pueden hacer con el modelo ADMS. Dichos cambios se crean durante el proceso de importación de sistemas externos del servicio de importación de red (del SIGED) o durante el "dibujado manual" de la red, mediante la aplicación DNB.

Los cambios sólo se pueden aplicar en una versión abierta del modelo de red. Cuando un grupo de *changesets* es aplicado y validado, la versión del modelo se puede cerrar para guardar estos nuevos cambios y no se podrá editar. Versiones de modelo cerrado, contienen las deltas del modelo de red de la versión anterior y se puede transferir al CMR (*Customer Relationship Customer*) para el intercambio con el entorno de producción y otros sistemas.



DNB es una aplicación que se utiliza para crear, editar y borrar elementos de la red, su conectividad y su representación gráfica en forma de diagrama de red. El modelo de red creado por DNB es utilizado por el DMD, que es la interfaz para la operación del sistema. En el DNB, es posible la edición, mediante una serie de herramientas, de la vista de red, tanto geográfica y lineal, así como la edición de vistas de diagramas unifilares de subestaciones.

Con el editor de catálogos se puede definir las propiedades eléctricas del equipo y datos básicos de la red. El editor de símbolos, es un componente de DNB diseñado para la edición de los símbolos que definen (representaciones gráficas) a los equipos. Asimismo, permite la captura y edición de las señales de SCADA, tanto las analógicas como las digitales.

## Capítulo 4.- Casos de Análisis

A continuación, se presentará un caso de estudio de flujo de potencia para un alimentador en MT cuya salida es en la subestación Almecatla de relación 115/34.5 kV. El alimentador en particular, es el denominado “Refa” con código nemotécnico LML-5020 [37] para la gestión de CFE. Dicho alimentador tiene un nivel de tensión nominal de 34.5 kV. Contiene la particularidad de que sus cargas son del tipo industrial, tarifa HM (cargas mayores a 100 kW de demanda). Se encuentra al norte de la ciudad de Puebla sobre la autopista México-Puebla, a la altura del parque industrial FINSA.

El CCD-PBU tiene impreso la topología del alimentador, en donde sólo se puede observar las características de los conductores, las capacidades de los transformadores, así como equipos de compensación reactiva y los elementos de protección y seccionamiento. Véase la siguiente figura.

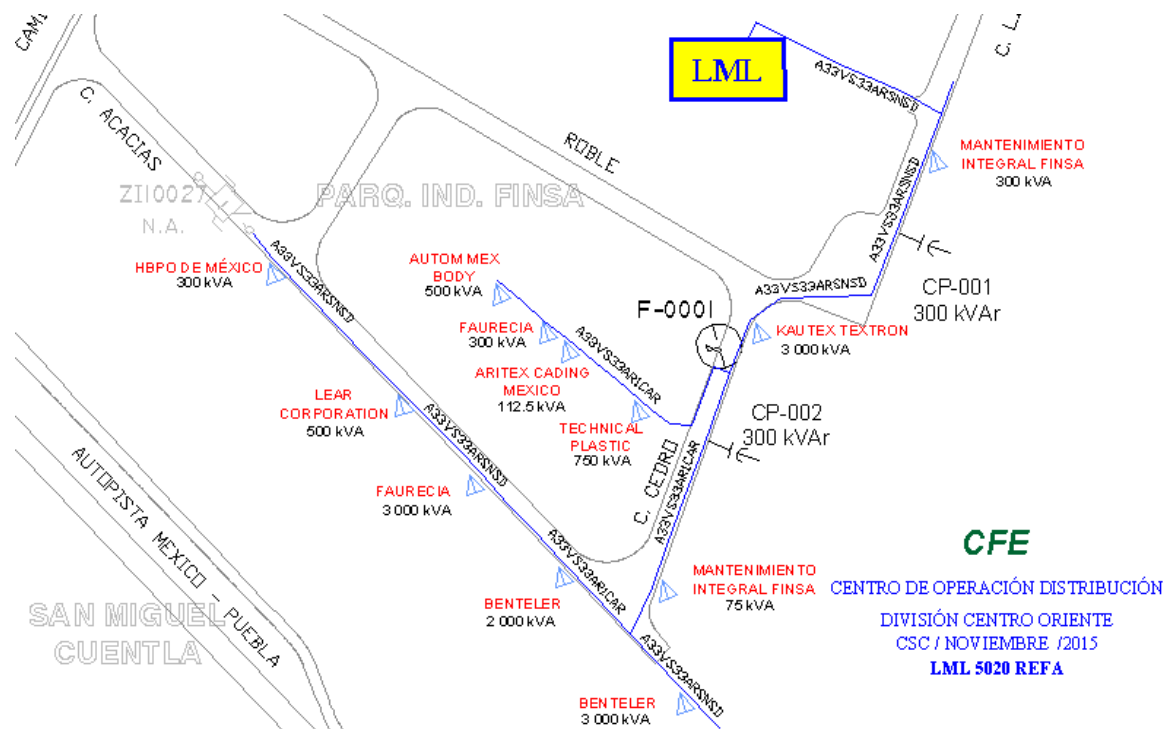


Fig. 4.1.- Topología (noviembre 2015) del alimentador LML-5020 Refa [8]



Al tratarse de cargas industriales, significa que se tiene que dar un servicio de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico, ya que de haber ineficiencias en la calidad de la energía (por ejemplo, variaciones de voltaje de larga duración), puede repercutir en aspectos negativos tanto técnicos y económicos. De ahí la importancia de mantener el perfil de voltaje lo más estable posible (permitida por la Normatividad) a la tensión contratada del suministro. La CFE tiene especiales programas de mantenimiento, supervisión y operación; similares a los de las líneas de AT en 115 kV. En el nivel de 34.5 kV, se les brinda una mayor confiabilidad para sus clientes que en aquellos circuitos de 13.8 kV, donde existe un “Pareto 80-20” de usuarios del tipo doméstico-industrial [13]. Una necesidad más de contar con un sistema que monitoree y registre el flujo de potencia, en tiempo real.

Las variaciones de voltaje de larga duración son aquellas desviaciones del valor eficaz del voltaje nominal que ocurren con una duración superior a un minuto. En la CFE de acuerdo a la Guía de Calidad de la Energía CFE L0000-70, las variaciones de voltaje aceptables en circuitos de media tensión (voltajes de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV), se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.1.- Variaciones de voltaje de larga duración, aceptables [38]

Fenómenos de voltaje en estado estable	Tipo	Frecuencia de medición	Límite	porcentaje de cumplimiento medición	Periodo de Evaluación
Variación de larga duración	Alto Voltaje	10 min.	+5% V nominal	95%	Semanal
	Bajo Voltaje	10 min.	-7% V nominal	95%	Semanal

Con registros de cada 10 minutos, en un día se tienen 44 registros y en una semana 1,008 registros. Si se presentan el 95% de los registros dentro de las variaciones de voltaje aceptables, se considera un circuito de media tensión con un voltaje de operación, nominal. Se requieren al menos 51 registros que hayan sido valores superiores al 5% del voltaje nominal para evaluar que el circuito tiene problemas de alto voltaje. Se requieren al menos 51 registros que hayan sido valores menores al 7% del voltaje nominal para evaluar que el circuito tiene problemas de bajo voltaje [8].

El segundo problema general el cual puede surgir de una pobre regulación de la tensión, es una pérdida directa de los ingresos. Durante las condiciones de baja tensión, muchos tipos de equipo (tales como los motores) tomarán más de la corriente nominal sin incremento en su consumo de potencia. Esta corriente mayor que la nominal debe ser conducida desde la fuente de generación hasta la carga, con la empresa eléctrica pagando “el flete”. El resultado de esta corriente mayor, son unos kW de pérdidas mayores en todas las líneas, transformadores, y en todo el equipo entre la fuente y la carga.

Otro efecto de la baja tensión es que las lámparas incandescentes tomarán menos de su corriente nominal. Este decremento en el consumo de potencia es reflejado por una caída directamente proporcional en los ingresos de la empresa.

En las páginas siguientes, se mostrará el análisis de flujo de potencia que se hizo, con un modelo de red que incluya todo el equipo eléctrico previamente explicado, los conductores, transformadores, las cargas y las formas de consumo de los usuarios.



## 4.1.- Análisis de Flujo de Potencia

Como bien se mencionó, el primer paso es el correcto modelado de los elementos que conforman el modelo de red para comprobar el funcionamiento de la implementación del ADMS, la importación del propio modelo de red del SIGED y el algoritmo de cálculo de flujo de potencia. Se eligió el circuito LML-5020 Refa, dado que existe un trabajo reciente previo, titulado “Estudio y análisis de flujo de potencia, para optimizar el factor de potencia en las redes de distribución de 34.5 kV” [39]. Dicho documento fue realizado por el Ing. Juan Antonio Ávila Abraján para efectos de trabajo de Titulación de posgrado. Entonces, se busca cumplir con los objetivos de optimizar el flujo de potencia. Así pues, los datos de entrada para el modelado de la red en el ADMS, después de haber importado el alimentador del SIGED; serán los tomados del trabajo de referencia citado en el párrafo anterior.

El alimentador LML-5020 fue modelado como un alimentador de 40 nodos y contaba con 15 cargas conectadas al circuito (noviembre 2014); los cuales, se muestran a continuación la tabla con sus cargas conectadas.

Tabla 4.2.- Perfiles de carga de LML-5020 del 11 de noviembre de 2014 [39]

PERFILES DE CARGA DE LOS USUARIOS DEL CTO. LML 5020									
NODO	MEDIDOR	FECHA	HORA	(A)Kw	(A)KVAr	(B)Kw	(B)KVAr	(C)Kw	(C)KVAr
1									
2									
3									
4									
5									
6	73RM78	11/20/2014	13:40	388	420	388	420	388	420
7	BCO CAP.								
8									
9	OH_268560	11/20/2014	13:40	800.66	140.66	800.66	140.66	800.66	140.66
10	OH_434393	11/20/2014	13:40	145	158	145	158	145	158
11	OH_438845	11/20/2014	13:40	39	42	39	42	39	42
12									
13									
14									
15	74RM05	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
16	BCO CAP.								
17									
18									
19									
20	73RM89	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
21	674L9G	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
22									
23									
24	74RM06	11/20/2014	13:40	809.33	142	809.33	142	809.33	142
25	73RM51	11/20/2014	13:40	52	39	52	39	52	39
26	73RM54	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
27	73RM56	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
28									
29									
30	73RM66	11/20/2014	13:40	76	10.66	76	10.66	76	10.66
31									
32									
33	BCO CAP.				300		300		300
34									
35	73RM65	11/20/2014	13:40	183.3	53.1	183.3	53.1	183.3	53.1
36									
37	OH_268581	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
38	73RM50	11/20/2014	13:40	14	7	14	7	14	7
39									
40									
				3089.29	1942.42	3089.29	1942.42	3089.29	1942.42

Posteriormente, se hizo el diagrama arbolado del circuito para la ubicación de las cargas citadas en la tabla anterior (como se observa, se trata de una red trifásica balanceada, donde sólo existe un usuario conectado a su nodo correspondiente). Una vez identificados y reenumerados los nodos de acuerdo al nivel o capa en el que se encuentren desde el nodo raíz hasta el último nodo de la red arbolada, como se muestra en la Fig. 4.2. Según dicta el autor del trabajo citado, este diagrama arbolado es muy importante para plantear la simulación y facilitar el manejo de la información contenida en el diagrama de la topología de la red, debido a las características y particularidades de los sistemas de distribución.

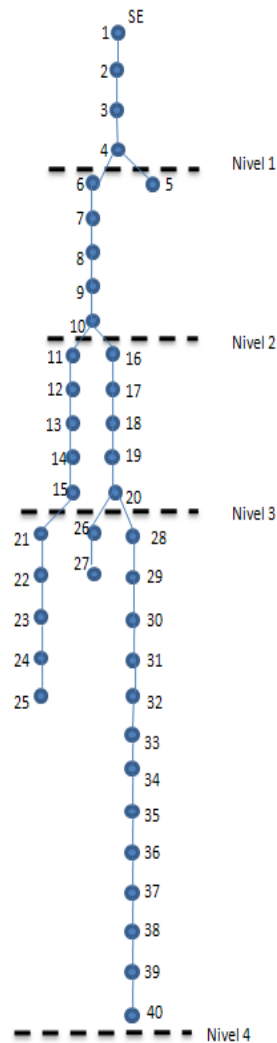


Fig. 4.2.- Arreglo arbolado de la red del alimentador en 34.5 kV (noviembre 2014) [39]

El alimentador en cuestión, fue modelado con estructura de soporte en poste de VS3N (cuyas características se muestran en la Fig. 2.29 del presente trabajo), con postes de 13 metros de longitud, a razón de que las fases quedarán a una altura del suelo, de 36.75 pies (11.20 metros).

Las características tomadas de los conductores [39] fueron las siguientes:



- Conductor de Fase, 336 ACSR
  - Radio medio geométrico = 0.0244 ft (0.0074 m)
  - Resistencia = 0.306  $\Omega$ /mi (0.170  $\Omega$ /km)
  - Radio del conductor = 0.0300 ft (9.144 mm)
  - Corriente = 530 A
- Conductor de Neutro = 1/0 ACSR
  - Radio medio geométrico = 0.00446 ft (0.0013 m)
  - Resistencia = 1.12  $\Omega$ /mi (0.6959  $\Omega$ /km)
  - Radio del conductor = 0.0166 ft (5.05 mm)
  - Corriente = 230 A

El algoritmo que se desarrolló en MATLAB está integrado por cuatro archivos principales [39], los cuales se enlistan de la siguiente forma:

- IMPEDANCIAS: En este archivo se calculan las impedancias de los segmentos de línea que integran al circuito.
- DATOS: En este archivo se introducen todos los datos de la topología del circuito como son; kV, MVA, matriz de cargas S (kW + kVAr), matriz de nodos de voltaje y matriz de nodos de corriente.
- ESTADO: En este archivo se calcula el estado estable del circuito y se determinan las pérdidas técnicas, así como su factor de potencia.
- REGCAP. - En este archivo se simulan los reguladores y capacitores para la optimización del FP.

El algoritmo está hecho para analizar y resolver una red de 'n' nodos, de acuerdo a la metodología del cálculo de potencia, aplicando el método de 'barrido progresivo/regresivo' con un criterio de convergencia de 0.0001.

Con las características presentadas, se llevó a cabo el modelado y captura de esta información en el DNB a razón de validar el algoritmo de cálculo de flujo de potencia del ADMS. A diferencia de algoritmo de cálculo en MATLAB [39], en el ADMS, las cargas se importan automáticamente del SIGED, y este alimentador se conecta al bus de MT de la subestación Almecatla, previamente modelada en DNB, y como ya se tiene una conexión vía SCADA, el nodo fuente toma el voltaje nominal del circuito. El modelo de red recibe la información del GIS<sup>3</sup>, se hace el *stitching* (unión) y este voltaje servirá como voltaje de referencia en el nodo fuente (nodo compensador), se hace la distribución de carga y automáticamente corre el flujo de potencia.

Previamente en DNB, ya se tenían los catálogos con las mismas características eléctricas de los conductores y el equipo eléctrico involucrado. Las cargas se modelaron como potencia constante. Después de la importación del alimentador de prueba y la asignación de catálogos a los elementos, se llevó a cabo el flujo de potencia. Los resultados y la comparativa, se exponen a continuación.

---

<sup>3</sup> Derivado a que el algoritmo de cálculo en MATLAB sólo contempló las cargas conectadas directamente a la red de media tensión, en el modelo de red del ADMS se prescindió del modelo de los transformadores MT/BT, a razón de validar el cálculo del algoritmo de cálculo con las mismas características de la red de prueba.



Tabla 4.3.- Resultados del flujo de potencia con algoritmo en MATLAB [39]

FLUJO DE POTENCIAS EN CADA NODO "KVA" "KW" "KVAR"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	3092.2	1644.7	3092	1644.3	3091.4	1645
2	3091.7	1644	3091.6	1643.6	3091.1	1644.3
3	3091.3	1643.4	3091.2	1643.1	3090.9	1643.6
4	3091.1	1643.2	3091	1642.8	3090.7	1643.4
5	-0.0030209	-0.028824	-0.0002267	-0.032183	0.0032475	-0.028349
6	3090.5	1642.4	3090.5	1642.1	3090.4	1642.5
7	2702	1221.8	2702.1	1221.5	2702.1	1221.9
8	2701.5	1221.2	2701.6	1220.9	2701.7	1221.2
9	2701.5	1221.2	2701.6	1221	2701.7	1221.3
10	1900.7	1080.4	1900.8	1080.2	1900.9	1080.4
11	1094.4	432.53	1094.4	432.45	1094.5	432.55
12	1055.3	390.55	1055.4	390.48	1055.4	390.57
13	1055.3	390.56	1055.4	390.49	1055.4	390.57
14	1055.3	390.63	1055.4	390.57	1055.4	390.64
15	1055.3	390.67	1055.4	390.62	1055.4	390.68
16	661.28	489.91	661.36	489.79	661.46	489.93
17	661.27	489.94	661.35	489.83	661.44	489.96
18	661.26	489.97	661.34	489.87	661.42	489.99
19	661.25	489.98	661.32	489.88	661.41	490
20	661.24	489.99	661.31	489.9	661.4	490.01
21	958.33	285.71	958.36	285.67	958.39	285.72
22	861.32	180.77	861.35	180.74	861.37	180.78
23	861.32	180.85	861.34	180.83	861.36	180.85
24	861.31	180.88	861.33	180.87	861.34	180.89
25	51.994	38.942	51.999	38.936	52.006	38.943
26	193.99	209.88	194	209.87	194.01	209.89
27	96.994	104.94	96.999	104.94	97.006	104.94
28	370.25	175.13	370.31	175.05	370.38	175.14
29	370.25	175.18	370.31	175.11	370.38	175.19
30	370.25	175.23	370.3	175.17	370.37	175.24
31	294.26	164.62	294.3	164.57	294.36	164.63
32	294.26	164.68	294.3	164.63	294.35	164.69
33	294.27	164.73	294.3	164.69	294.34	164.74
34	294.27	164.79	294.3	164.75	294.34	164.79
35	294.27	164.84	294.3	164.81	294.33	164.85
36	110.98	111.8	111	111.78	111.02	111.8
37	110.98	111.83	111	111.81	111.02	111.83
38	13.988	6.8849	13.999	6.8715	14.013	6.8868
39	-0.0090393	-0.086267	-0.00068195	-0.096347	0.0097213	-0.084886
40	-0.0030131	-0.028756	-0.00022732	-0.032116	0.0032404	-0.028295

La tabla anterior, muestra el resultado de flujo de potencia hecho con el algoritmo en MATLAB [39] y como puede observarse, basta con que el flujo de potencias para comprobar si este resultado es el mismo que con la aplicación de análisis *Load Flow* del ADMS.

La siguiente imagen muestra la distribución del flujo de potencia en el ADMS, de acuerdo a las características de modelo presentadas previamente; y del reporte de *Load Flow*, se obtiene la siguiente tabla detallada con los resultados.



## IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AVANZADO DE GESTIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA

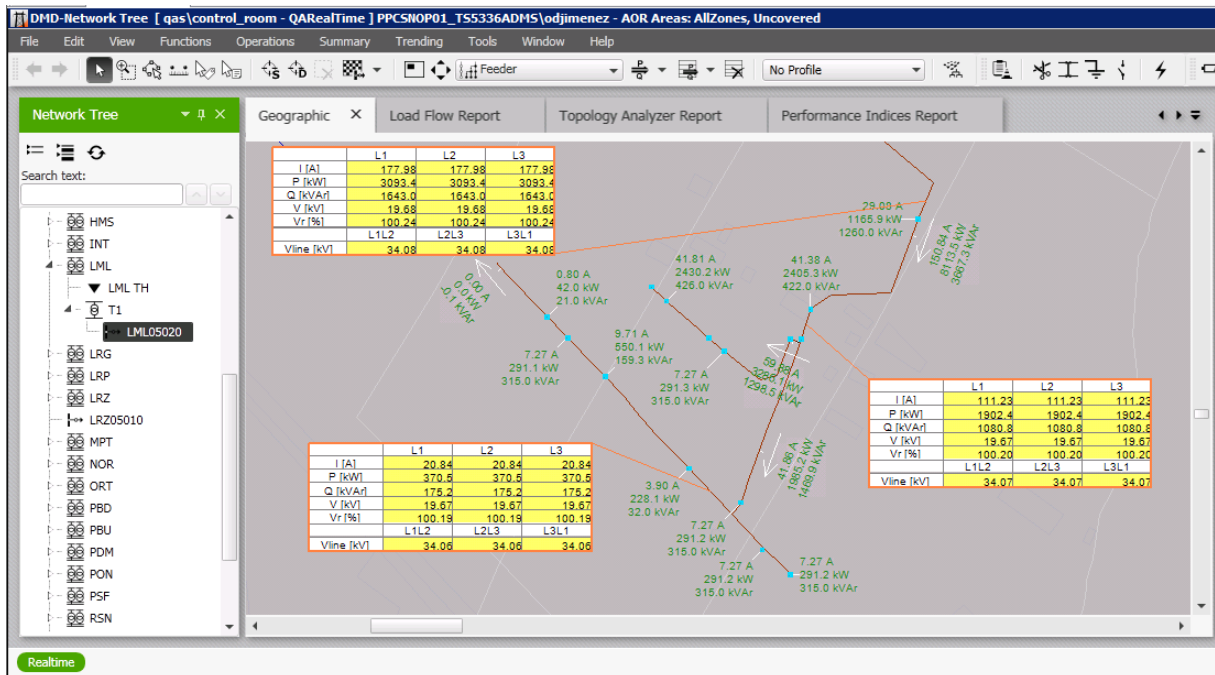


Fig. 4.3.- Sentido y magnitud del flujo de potencia de las variables eléctricas en DMD para LML-5020 [elaboración propia]

Tabla 4.4.- Reporte de *Load Flow* de ADMS, parte I [elaboración propia]

Sección de conductor	Sobrecarga (%)	I Total	I (A)			P Total	P (kW)			Q Total	Q (kVAr)		
			I-A	I-B	I-C		P-A	P-B	P-C		Q-A	Q-B	Q-C
A33V533AR1CAR	33.58	177.98	177.98	177.98	177.98	9 281.90	3 094.00	3 094.00	3 094.00	4 934.00	1 644.70	1 644.70	1 644.70
A33V533AR1CAR	33.58	177.98	177.98	177.98	177.98	9 281.50	3 093.80	3 093.80	3 093.80	4 932.90	1 644.30	1 644.30	1 644.30
A33V533AR1CAR	33.58	177.98	177.98	177.98	177.98	9 280.40	3 093.50	3 093.50	3 093.50	4 929.80	1 643.30	1 643.30	1 643.30
A33V533AR1CAR	0.62	3.31	3.31	3.31	3.31	156.10	52.00	52.00	52.00	116.90	39.00	39.00	39.00
A33V533AR1CAR	28.46	150.84	150.84	150.84	150.84	8 113.40	2 704.50	2 704.50	2 704.50	3 666.90	1 222.30	1 222.30	1 222.30
A33V533AR1CAR	3.24	17.16	17.16	17.16	17.16	883.30	294.40	294.40	294.40	494.20	164.70	164.70	164.70
A33V533AR1CAR	10.80	57.26	57.26	57.26	57.26	3 168.90	1 056.30	1 056.30	1 056.30	1 172.60	390.90	390.90	390.90
A33V533AR1CAR	6.56	34.75	34.75	34.75	34.75	1 693.90	564.60	564.60	564.60	1 155.20	385.10	385.10	385.10
A33V533AR1CAR	10.80	57.26	57.26	57.26	57.26	3 168.90	1 056.30	1 056.30	1 056.30	1 172.60	390.90	390.90	390.90
A33V533AR1CAR	28.46	150.84	150.84	150.84	150.84	8 113.50	2 704.50	2 704.50	2 704.50	3 667.30	1 222.40	1 222.40	1 222.50
A33V533AR1CAR	3.24	17.15	17.15	17.15	17.15	883.30	294.40	294.40	294.40	494.10	164.70	164.70	164.70
A33V533AR1CAR	9.60	50.89	50.89	50.89	50.89	2 877.60	959.20	959.20	959.20	857.60	285.90	285.90	285.90
A33V533AR1CAR	10.80	57.26	57.26	57.26	57.26	3 169.00	1 056.30	1 056.30	1 056.30	1 172.50	390.80	390.80	390.80
A33V533AR1CAR	1.37	7.27	7.27	7.27	7.27	291.20	97.10	97.10	97.10	314.80	104.90	104.90	104.90
A33V533AR1CAR	8.45	44.79	44.79	44.79	44.79	2 586.40	862.10	862.10	862.10	542.70	180.90	180.90	180.90
A33V533AR1CAR	3.24	17.16	17.16	17.16	17.16	883.30	294.40	294.40	294.40	494.30	164.80	164.80	164.80
A33V533AR1CAR	7.90	41.87	41.87	41.87	41.87	1 985.20	661.70	661.70	661.70	1 470.10	490.00	490.00	490.00
A33V533AR1CAR	8.45	44.79	44.79	44.79	44.79	2 586.30	862.10	862.10	862.10	542.70	180.90	180.90	180.90
A33V533AR1CAR	2.74	14.54	14.54	14.54	14.54	582.50	194.20	194.20	194.20	629.70	209.90	209.90	209.90
A33V533AR1CAR	3.93	20.84	20.84	20.84	20.84	1 111.40	370.50	370.50	370.50	525.60	175.20	175.20	175.20
A33V533AR1CAR	3.24	17.15	17.15	17.15	17.15	883.30	294.40	294.40	294.40	493.80	164.60	164.60	164.60
A33V533AR1CAR	8.45	44.79	44.79	44.79	44.79	2 586.30	862.10	862.10	862.10	542.80	180.90	180.90	180.90
A33V533AR1CAR	33.58	177.98	177.98	177.98	177.98	9 280.10	3 093.40	3 093.40	3 093.40	4 929.10	1 643.00	1 643.00	1 643.00
A33V533AR1CAR	28.46	150.84	150.84	150.84	150.84	8 112.60	2 704.20	2 704.20	2 704.20	3 664.80	1 221.60	1 221.60	1 221.60
A33V533AR1CAR	33.58	177.98	177.98	177.98	177.98	9 280.10	3 093.40	3 093.40	3 093.40	4 929.10	1 643.00	1 643.00	1 643.00
A33V533AR1CAR	28.46	150.84	150.84	150.84	150.84	8 113.00	2 704.30	2 704.30	2 704.30	3 666.00	1 222.00	1 222.00	1 222.00
A33V533AR1CAR	20.99	111.23	111.23	111.23	111.23	5 707.10	1 902.40	1 902.40	1 902.40	3 242.40	1 080.80	1 080.80	1 080.80
A33V533AR1CAR	19.04	100.90	100.90	100.90	100.90	5 271.40	1 757.10	1 757.10	1 757.10	2 768.10	922.70	922.70	922.70
A33V533AR1CAR	11.30	59.88	59.88	59.88	59.88	3 286.10	1 095.40	1 095.40	1 095.40	1 298.50	432.80	432.80	432.80
A33V533AR1CAR	11.30	59.88	59.88	59.88	59.88	3 286.10	1 095.40	1 095.40	1 095.40	1 298.50	432.80	432.80	432.80
A33V533AR1CAR	7.90	41.86	41.86	41.86	41.86	1 985.20	661.70	661.70	661.70	1 469.60	489.90	489.90	489.90
A33V533AR1CAR	7.90	41.86	41.86	41.86	41.86	1 985.20	661.70	661.70	661.70	1 469.80	489.90	489.90	489.90
A33V533AR1CAR	7.90	41.86	41.86	41.86	41.86	1 985.20	661.70	661.70	661.70	1 469.90	490.00	490.00	490.00
A33V533AR1CAR	1.51	8.01	8.01	8.01	8.01	333.20	111.10	111.10	111.10	335.10	111.70	111.70	111.70
A33V533AR1CAR	1.51	8.01	8.01	8.01	8.01	333.20	111.10	111.10	111.10	335.30	111.80	111.80	111.80
A33V533AR1CAR	0.15	0.79	0.79	0.79	0.79	42.00	14.00	14.00	14.00	20.40	6.80	6.80	6.80



Tabla 4.5.- Reporte de *Load Flow* de ADMS, parte 2 [elaboración propia]

Sección de conductor	Caída de tensión (%)	FP Total	FP			P pérdidas (kW)	Q pérdidas (kVAR)
			FP-A	FP-B	FP-C		
A33VS33AR1CAR	100.30	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.379	1.248
A33VS33AR1CAR	100.30	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	1.113	3.658
A33VS33AR1CAR	100.30	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.301	0.988
A33VS33AR1CAR	100.20	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	100.20	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.328	1.077
A33VS33AR1CAR	100.20	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.002	0.008
A33VS33AR1CAR	100.20	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.016	0.052
A33VS33AR1CAR	100.20	0.83 ind	0.83 ind	0.83 ind	0.83 ind	0.013	0.042
A33VS33AR1CAR	100.20	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.016	0.052
A33VS33AR1CAR	100.20	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.173	0.570
A33VS33AR1CAR	100.20	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.003	0.008
A33VS33AR1CAR	100.20	0.96 ind	0.96 ind	0.96 ind	0.96 ind	0.017	0.056
A33VS33AR1CAR	100.20	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.044	0.144
A33VS33AR1CAR	100.20	0.68 ind	0.68 ind	0.68 ind	0.68 ind	0.001	0.002
A33VS33AR1CAR	100.20	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.015	0.050
A33VS33AR1CAR	100.20	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.002	0.008
A33VS33AR1CAR	100.20	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.018	0.061
A33VS33AR1CAR	100.20	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.015	0.050
A33VS33AR1CAR	100.20	0.68 ind	0.68 ind	0.68 ind	0.68 ind	0.002	0.007
A33VS33AR1CAR	100.20	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.005	0.015
A33VS33AR1CAR	100.20	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.005	0.017
A33VS33AR1CAR	100.20	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.98 ind	0.015	0.050
A33VS33AR1CAR	100.20	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.621	2.046
A33VS33AR1CAR	100.20	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.171	0.561
A33VS33AR1CAR	100.30	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.011	0.034
A33VS33AR1CAR	100.20	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.465	1.529
A33VS33AR1CAR	100.20	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.87 ind	0.145	0.478
A33VS33AR1CAR	100.20	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.003	0.011
A33VS33AR1CAR	100.20	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.001	0.004
A33VS33AR1CAR	100.20	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.014	0.044
A33VS33AR1CAR	100.20	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.030	0.098
A33VS33AR1CAR	100.20	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.020	0.065
A33VS33AR1CAR	100.20	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.80 ind	0.037	0.120
A33VS33AR1CAR	100.20	0.71 ind	0.71 ind	0.71 ind	0.71 ind	0.001	0.002
A33VS33AR1CAR	100.20	0.70 ind	0.70 ind	0.70 ind	0.70 ind	0.001	0.002
A33VS33AR1CAR	100.20	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	-	-

La aplicación funcional de análisis flujo de potencia (*Load Flow*), es la herramienta que se utilizó para el cálculo del flujo de carga en redes radiales en MT. El estado estable de la red consistió en calcular los voltajes complejos, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, caída de voltaje y las pérdidas técnicas por el transporte de la energía. Usualmente, entre todas las variables de estado, el ‘vector estado’ fue definido primero como un conjunto de voltajes complejos en todos los nodos de la red, útil para el cálculo de las otras variables de estado de la red.

El flujo de carga representa la descripción matemática del balance de potencia activa y reactiva al sistema, donde la potencia de suministro fue igual a la suma de la potencia consumida más las pérdidas por su transporte en los conductores.

Se observa que el flujo de potencia calculado contra el flujo de potencia obtenido con el ADMS, existe una variación del 0.06% para el flujo de potencia activa, 0% para el flujo de potencia reactiva y 1.39% para el flujo de corriente (ver tabla siguiente). En el anexo 2, se muestra la metodología del cálculo de flujo de potencia, por el método iterativo del barrido progresivo-regresivo del ADMS.



Tabla 4.6.- Resultados de flujo de potencia del ADMS en la troncal del alimentador LML-5020 [elaboración propia]

	Value
<b>I injection [A]</b>	<b>178.02</b>
<b>P injection [kW]</b>	<b>9284.7</b>
<b>Q injection [kVAr]</b>	<b>4934.0</b>
<b>Power Factor</b>	<b>0.8831 ind</b>

Como puede observarse, del análisis anterior, la carga “natural”, es decir, la carga modelada en el alimentador sin ningún tipo de compensación reactiva, se tiene un factor de potencia bajo y no está dentro de la tolerancia aceptada por la Normatividad. En el caso de México, la Normatividad dicta que el límite del factor de potencia es de 0.9, es decir, que si a lo largo de un periodo determinado se mantiene un factor de potencia promedio menor a 0.9, se tiene una penalización. Por otra parte, cuando se mantiene el factor de potencia en un valor promedio mayor a 0.9, entonces se tiene cierta bonificación por parte de la CFE [40].

Considerando lo anterior, el factor de potencia por debajo del 90%, significa energía desperdiciada por la empresa consumidora y, en consecuencia, un incremento innecesario en el importe de su facturación por este concepto.

En el siguiente apartado, se llevará a cabo el estudio para una optimización del flujo de potencia para evitar la penalización y contar con los beneficios de la bonificación, los usuarios del servicio eléctrico tendrían que recurrir a algún medio para corregir el FP de sus instalaciones, así como la CFE para corregir el FP del alimentador en cuestión. La corrección tiene un límite que no se debe sobrepasar, es decir, no se debe sobre-compensar

Al tratarse de un circuito del tipo industrial, las cargas exigen una mejor calidad en el suministro y dicha optimización tendrá que mejorar el perfil de voltaje, disminuir las pérdidas técnicas y aumentar el factor de potencia. Lo anterior mediante la verificación de las demandas e instalación de bancos de capacitores. Además, el modelo que se propone, tendrá que involucrar el impacto que tiene el modelado de los transformadores de MT/BT, donde las cargas realmente están conectadas en el lado de BT.

## 4.2.- Optimización del Flujo de Potencia

Como se ha explicado anteriormente, invariablemente influye en gran medida el resultado de cualquier análisis, que los datos de entrada sean totalmente confiables. Derivado de esto, se hizo una inspección en campo (noviembre 2015) para validar la magnitud de las cargas conectadas (que las transiciones subterráneas de los usuarios estuvieran conectadas a la red aérea), hayan sufrido algún cambio notable en su consumo, entre otros factores. Asimismo, se validaron las capacidades de los transformadores tipo subestación, la instalación de bancos de capacitores y los equipos de protección y seccionamiento.



Tabla 4.7.- Usuarios y demanda del alimentador LML-5020 (noviembre 2015) [elaboración propia]

No	Número de medidor	Nombre del usuario	Consumo			Transformadores	
			kW	kVAr	fp	Cantidad	Capacidad (kVA)
1	896F8V	Mantenimiento Integral FINSA	3.00	4.89	0.52	1	300
2	73RM78	Kautex Textron	2 850.00	1 695.62	0.86	2	1 500
3	74RM05	Technical plastic	183.00	69.94	0.93	1	750
4	691LOG	Artiexcading Mexico	18.00	7.99	0.91	1	113
5	74RM06	Faurecia	43.00	8.95	0.98	1	300
6	73RM51	Auto Mex Body	335.00	168.83	0.89	1	500
7	675LOG	Mantenimiento Integral FINSA	23.00	15.17	0.83	1	75
8	73RM56	Benteler	2 655.00	832.42	0.95	2	1 500
9	73RM52	Benteler	352.00	78.37	0.98	1	2 000
10	73RM66	Faurecia	1 238.00	231.23	0.98	2	1 500
11	73RM65	Lear corporation	218.00	57.53	0.97	1	500
12	73RM50	HBPO de Mexico	93.00	42.97	0.91	1	300
<b>Totales</b>			<b>8 011.00</b>	<b>3 213.92</b>	<b>0.93</b>	<b>15</b>	<b>9 337.50</b>

Se observa en la tabla anterior, que se encontraron que el alimentador actualmente cuenta con 12 usuarios conectados, los cuales se muestran sus consumos coincidentes de la demanda máxima registrada por el alimentador (perfil de la potencia tomada del SIMOCE).

En capítulos anteriores, se explicó que tanto las cargas inductivas como las capacitivas producen un desfaseamiento entre la tensión y la corriente, mismos que afecta el FP y, por lo general, las cargas industriales producen inevitablemente este desfaseamiento, que se traduce en un aumento de la corriente y una disminución del FP (véase la Tabla 4.5). Cuando esto ocurre, se requiere de compensación de la potencia reactiva.

La CFE es la encargada del suministro que deberá alimentar a todas y cada una de las cargas y no sólo con la potencia activa, sino que también deben agregar la potencia reactiva, lo cual aumentará los costos y en algunas ocasiones, provocará problemas en la regulación del voltaje. Existe una gran variedad de equipos que, por sus características de operación, provocan un FP bajo. Por mencionar los más comunes: transformadores, alumbrado fluorescente, motores de inducción, hornos de inducción, rectificadores con o sin control, motores síncronos, grupos motor-generador, hornos de arco, soldadoras eléctricas, variadores de velocidad, etc.

Así pues, el modelo de red actualizado, consistió en un conjunto de ecuaciones complejas, cuya dimensión es igual a 21 nodos eléctricos, de los cuales, el modelo incluye el modelado de los transformadores para evaluar el impacto que tiene el flujo de potencia reactiva y las pérdidas en el hierro y cobre de los mismos.

El nuevo vector de estado, entonces será un vector con 21 voltajes complejos para cada uno de ellos. La red radial de prueba en MT, está entonces compuesta por 21 nodos y 20 secciones (ramales:  $n-1$ ); por lo tanto, los segmentos y nodos pueden ser representados mediante una red arbolada, cuyos nodos son numerados y separados por capas, como se muestra en la siguiente figura.

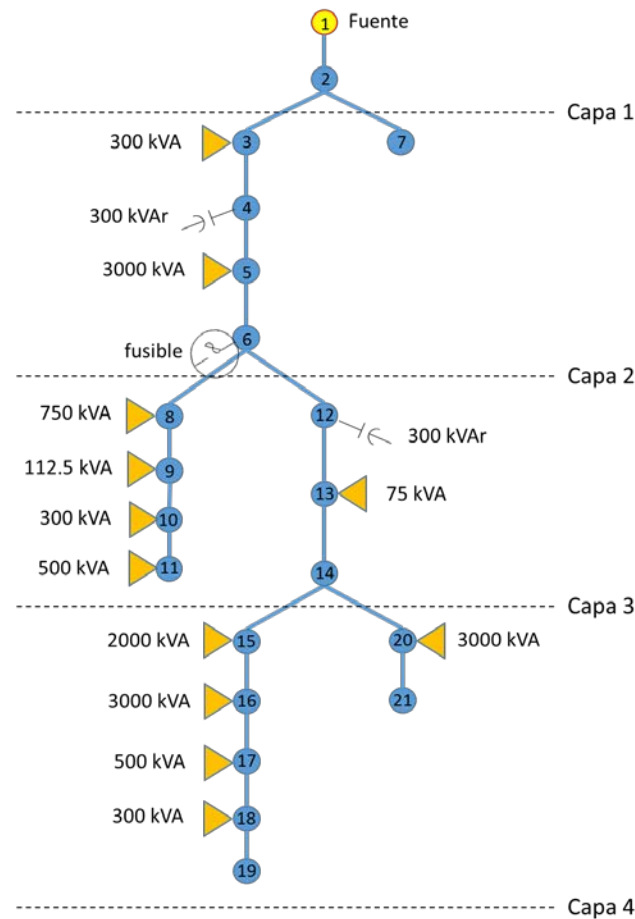


Fig. 4.4.- Arreglo arbolado de la red del alimentador en 34.5 kV (noviembre 2015) para su diagnóstico [elaboración propia]

Describiendo la figura anterior, el primer nodo es el nodo compensador (*slack*) con un voltaje (magnitud y ángulo) conocido específico trifásico, en este caso, balanceado. Los consumos de los usuarios serán conectados en el lado de BT del transformador de distribución, que se modelan como nodos carga, ya que las variables conocidas son las potencias activas y reactivas. En estos nodos, no hay generadores conectados, el control de voltaje sólo se puede hacer mediante los *taps* de los transformadores, generadores en otros buses o elementos fijos en derivación. Todas las cargas tienen una facturación en tarifa HM, por lo que se tiene una medición en sus cargas por tener equipos de medición en el lado de media tensión de los transformadores de cada una de las cargas.

El procedimiento para el cálculo de flujo de potencia, está basado en el método generalizado del “barrido progresivo/regresivo”, una técnica iterativa de escalera (de aquí, la razón por la cual hacer el diagrama arbolado). Todas las cargas (impedancias) asumidas, fueron modeladas como potencia (kW y kVAr) constante. Asimismo, todas las impedancias de línea fueron calculadas, en función de la separación geométrica de todas las fases involucradas y las características propias de los conductores.

El estado de la red, mostró las magnitudes de los voltajes en los nodos *slack* (buses de MT en las subestaciones) y en los nodos de las cargas.

A continuación, se exponen los resultados del diagnóstico de flujo de potencia del modelo de red actualizado.

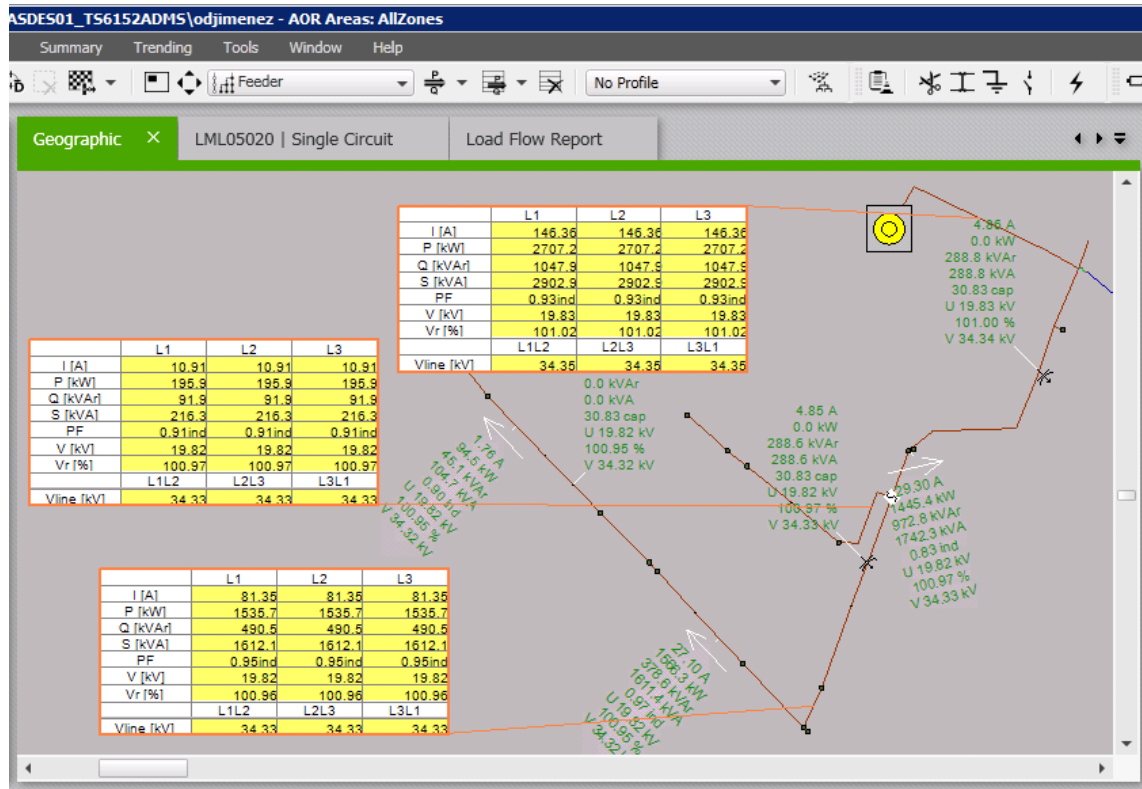


Fig. 4.5.- Vista geográfica del alimentador LML-5020 con su flujo de potencia [elaboración propia]

En la figura anterior, se observa cuál es el comportamiento del alimentador LML-5020, cuando ya tienen instalados dos bancos de capacitores de 300 kVAr cada uno. El modelado de la carga de potencia real y el FP local de cada una de ellas, también impacta en el comportamiento de dicho alimentador. En primera instancia, se observa cómo disminuyó la corriente a la salida de la subestación, pasando en el escenario anterior de 178 A, a 146 A. En la siguiente tabla se muestra de manera de resumen los parámetros de dicho alimentador.

Tabla 4.8.- Resultados de flujo de potencia del ADMS en la troncal actualizada del alimentador LML-5020 [elaboración propia]

	Value
<b>I injection [A]</b>	<b>146.36</b>
<b>P injection [kW]</b>	<b>8121.8</b>
<b>Q injection [kVAr]</b>	<b>3144.4</b>
<b>Power Factor</b>	<b>0.9325 ind</b>

Se observa que en el caso con el FP más bajo, requiere una corriente mayor para entregar la potencia activa, esto se debe a que la potencia aparente es mayor; es decir, la consecuencia de tener un bajo FP es un aumento sustancial de la corriente y, por lo tanto, un incremento de la potencia aparente necesaria para suministrar la potencia activa.

La siguiente figura muestra el desempeño del alimentador, pero con una vista de diagrama unifilar que es en muchas ocasiones, de mejor uso y visualización para los operadores de la red, ya que así pueden encontrar fácilmente el desempeño eléctrico que tiene la troncal y los ramales del alimentador, la ubicación de los usuarios y equipo eléctrico.

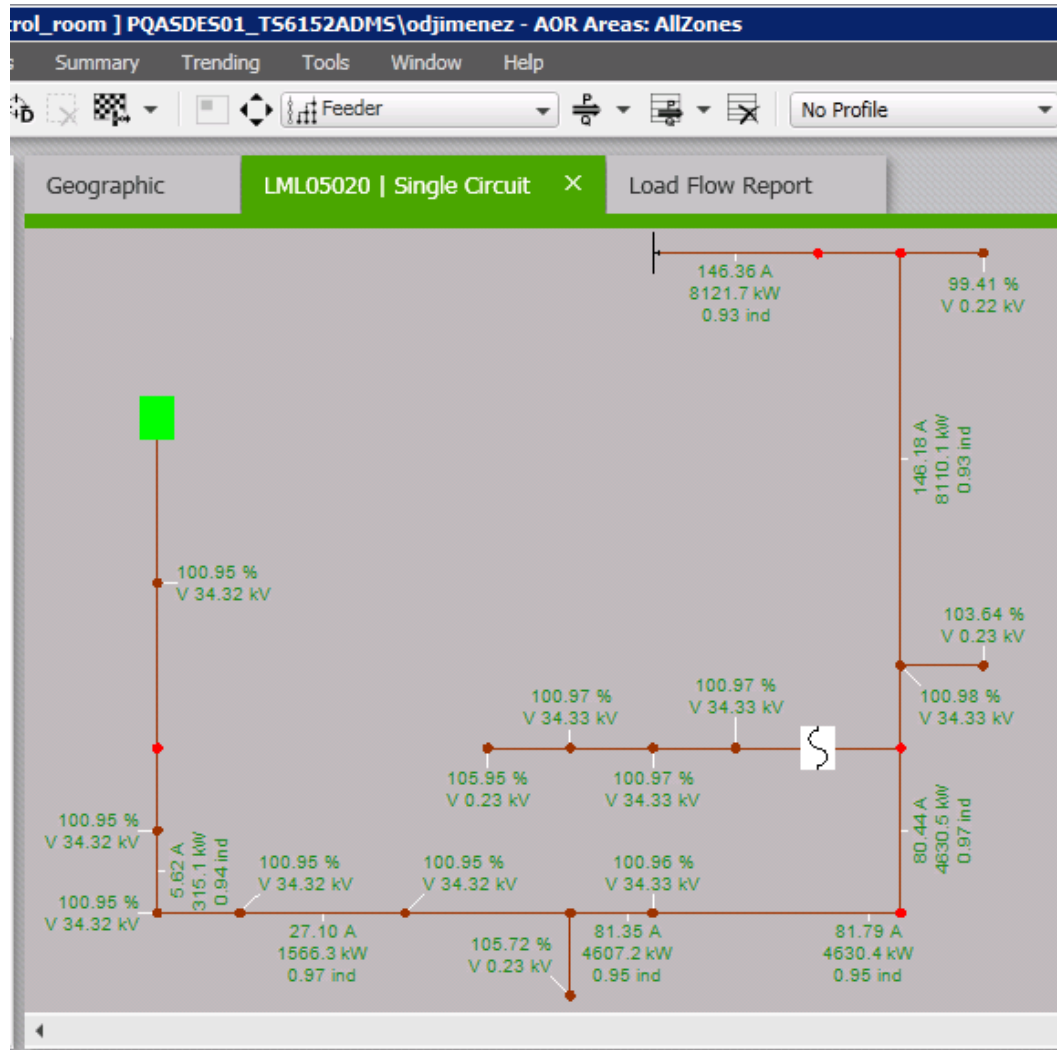


Fig. 4.6.- Vista unifilar del alimentador LML-5020 con su flujo de potencia [elaboración propia]

Como en este modelo de red, se incluyó el modelado de los transformadores, desde el punto de vista del FP, en los transformadores interesan dos posibles condiciones de operación: con carga y en vacío. Medido en el devanado primario de un transformador, dependerá de la carga que tiene conectada en el secundario, además de que la impedancia equivalente o de corto circuito del transformador provoca que el FP en el devanado primario sea menor al del devanado secundario. El FP de los transformadores que operan en vacío es de 0.1, aproximadamente [41]. Si la carga no está conectada al secundario, no existen flujos y el transformador operará como si fuera un inductor con núcleo de hierro.



De aquí la importancia de contar con un modelo de red que considere el impacto de los transformadores de distribución. A continuación, se expone el reporte del flujo de potencia.

Tabla 4.9.- Reporte actualizado de *Load Flow* ADMS, parte 1 [elaboración propia]

Sección de conductor	Sobrecarga (%)	I (A)				P (kW)				Q (kVar)			
		I Total	I-A	I-B	I-C	P Total	P-A	P-B	P-C	Q Total	Q-A	Q-B	Q-C
A33VS33AR1CAR	27.62	146.36	146.36	146.36	146.36	8 121.70	2 707.20	2 707.20	2 707.20	3 144.40	1 048.10	1 048.10	1 048.10
A33VS33AR1CAR	27.62	146.36	146.36	146.36	146.36	8 121.50	2 707.20	2 707.20	2 707.20	3 143.70	1 047.90	1 047.90	1 047.90
A33VS33AR1CAR	27.62	146.37	146.37	146.37	146.37	8 120.70	2 706.90	2 706.90	2 706.90	3 141.80	1 047.30	1 047.30	1 047.30
A33VS33AR1CAR	27.62	146.37	146.37	146.37	146.37	8 120.50	2 706.80	2 706.80	2 706.80	3 141.40	1 047.10	1 047.10	1 047.10
A33VS33AR1CAR	27.92	148.00	148.00	148.00	148.00	8 109.20	2 703.10	2 703.10	2 703.10	3 420.90	1 140.30	1 140.30	1 140.30
A33VS33AR1CAR	17.21	91.19	91.19	91.19	91.19	5 218.20	1 739.40	1 739.40	1 739.40	1 474.70	491.60	491.60	491.60
A33VS33AR1CAR	2.06	10.91	10.91	10.91	10.91	587.60	195.90	195.90	195.90	275.60	91.90	91.90	91.90
A33VS33AR1CAR	2.06	10.91	10.91	10.91	10.91	587.60	195.90	195.90	195.90	275.70	91.90	91.90	91.90
A33VS33AR1CAR	0.33	1.76	1.76	1.76	1.76	94.50	31.50	31.50	31.50	45.10	15.00	15.00	15.00
A33VS33AR1CAR	2.06	10.92	10.92	10.92	10.92	587.60	195.90	195.90	195.90	275.90	92.00	92.00	92.00
A33VS33AR1CAR	4.55	24.11	24.11	24.11	24.11	1 342.80	447.60	447.60	447.60	502.10	167.40	167.40	167.40
A33VS33AR1CAR	4.55	24.11	24.11	24.11	24.11	1 342.80	447.60	447.60	447.60	502.10	167.40	167.40	167.40
A33VS33AR1CAR	6.28	33.26	33.26	33.26	33.26	1 921.50	640.50	640.50	640.50	467.10	155.70	155.70	155.70
A33VS33AR1CAR	5.11	27.10	27.10	27.10	27.10	1 566.30	522.10	522.10	522.10	378.60	126.20	126.20	126.20
A33VS33AR1CAR	1.43	7.56	7.56	7.56	7.56	402.00	134.00	134.00	134.00	200.90	67.00	67.00	67.00
A33VS33AR1CAR	15.18	80.44	80.44	80.44	80.44	4 630.50	1 543.50	1 543.50	1 543.50	1 199.00	399.70	399.70	399.70
A33VS33AR1CAR	15.43	81.79	81.79	81.79	81.79	4 630.40	1 543.50	1 543.50	1 543.50	1 487.50	495.80	495.80	495.80
A33VS33AR1CAR	1.06	5.62	5.62	5.62	5.62	315.10	105.00	105.00	105.00	110.60	36.90	36.90	36.90
A33VS33AR1CAR	1.06	5.62	5.62	5.62	5.62	315.10	105.00	105.00	105.00	110.70	36.90	36.90	36.90
A33VS33AR1CAR	1.43	7.56	7.56	7.56	7.56	402.00	134.00	134.00	134.00	201.20	67.10	67.10	67.10
A33VS33AR1CAR	1.36	7.23	7.23	7.23	7.23	384.00	128.00	128.00	128.00	193.00	64.30	64.30	64.30
A33VS33AR1CAR	1.22	6.49	6.49	6.49	6.49	339.90	113.30	113.30	113.30	182.80	60.90	60.90	60.90
A33VS33AR1CAR	0.33	1.76	1.76	1.76	1.76	94.50	31.50	31.50	31.50	44.80	14.90	14.90	14.90
A33VS33AR1CAR	0.33	1.76	1.76	1.76	1.76	94.50	31.50	31.50	31.50	45.00	15.00	15.00	15.00
A33VS33AR1CAR	1.22	6.49	6.49	6.49	6.49	339.90	113.30	113.30	113.30	182.90	61.00	61.00	61.00
A33VS33AR1CAR	15.43	81.80	81.80	81.80	81.80	4 630.30	1 543.40	1 543.40	1 543.40	1 487.40	495.80	495.80	495.80
A33VS33AR1CAR	15.35	81.35	81.35	81.35	81.35	4 607.20	1 535.70	1 535.70	1 535.70	1 471.50	490.50	490.50	490.50
A33VS33AR1CAR	5.53	29.30	29.30	29.30	29.30	1 445.40	481.80	481.80	481.80	972.80	324.30	324.30	324.30
A33VS33AR1CAR	3.08	16.35	16.35	16.35	16.35	940.70	313.60	313.60	313.60	244.80	81.60	81.60	81.60
A33VS33AR1CAR	5.11	27.11	27.11	27.11	27.11	1 566.20	522.10	522.10	522.10	378.90	126.30	126.30	126.30
A33VS33AR1CAR	0.04	0.20	0.20	0.20	0.20	10.00	3.30	3.30	3.30	5.90	2.00	2.00	2.00
A33VS33AR1CAR	0.04	0.20	0.20	0.20	0.20	10.00	3.30	3.30	3.30	5.90	2.00	2.00	2.00
A33VS33AR1CAR	27.58	146.18	146.18	146.18	146.18	8 110.10	2 703.40	2 703.40	2 703.40	3 134.50	1 044.80	1 044.80	1 044.80
A33VS33AR1CAR	27.92	148.00	148.00	148.00	148.00	8 109.90	2 703.30	2 703.30	2 703.30	3 422.80	1 140.90	1 140.90	1 140.90
A33VS33AR1CAR	27.92	148.00	148.00	148.00	148.00	8 109.60	2 703.20	2 703.20	2 703.20	3 422.00	1 140.70	1 140.70	1 140.70



Tabla 4.10.- Reporte actualizado de *Load Flow* de ADMS, parte 2 [elaboración propia]

Sección de conductor	Caída de tensión (%)	FP				P pérdidas (kW)	Q pérdidas (kVAr)
		FP Total	FP-A	FP-B	FP-C		
A33VS33AR1CAR	101.00	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.256	0.844
A33VS33AR1CAR	101.00	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.752	2.474
A33VS33AR1CAR	101.00	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.203	0.668
A33VS33AR1CAR	101.00	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.422	1.383
A33VS33AR1CAR	101.00	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.164	0.540
A33VS33AR1CAR	101.00	0.96 ind	0.96 ind	0.96 ind	0.96 ind	0.100	0.330
A33VS33AR1CAR	101.00	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.002	0.005
A33VS33AR1CAR	101.00	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.91 ind	0.001	0.002
A33VS33AR1CAR	101.00	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.024	0.078
A33VS33AR1CAR	101.00	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.013	0.041
A33VS33AR1CAR	101.00	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.001	0.003
A33VS33AR1CAR	101.00	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.110	0.363
A33VS33AR1CAR	101.00	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.076	0.248
A33VS33AR1CAR	101.00	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	0.94 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.001	0.003
A33VS33AR1CAR	101.00	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	0.89 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	0.90 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	0.88 ind	-	0.001
A33VS33AR1CAR	101.00	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.140	0.460
A33VS33AR1CAR	101.00	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.95 ind	0.073	0.238
A33VS33AR1CAR	101.00	0.83 ind	0.83 ind	0.83 ind	0.83 ind	0.006	0.020
A33VS33AR1CAR	101.00	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.97 ind	0.012	0.040
A33VS33AR1CAR	101.00	0.86 ind	0.86 ind	0.86 ind	0.86 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.86 ind	0.86 ind	0.86 ind	0.86 ind	-	-
A33VS33AR1CAR	101.00	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.93 ind	0.164	0.535
A33VS33AR1CAR	101.00	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.315	1.035
A33VS33AR1CAR	101.00	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.92 ind	0.448	1.472

En los transformadores, el calentamiento de los devanados depende del valor eficaz de la corriente. Esto ocurre sin importar que la carga tenga una componente activa (la  $I \cos\theta$ ) y una componente reactiva (la  $I \sin\theta$ ). Cuando existe un flujo de potencia reactiva a través de los transformadores, se desperdicia capacidad, en cuanto a la potencia activa se refiere, ya que el calentamiento de los devanados depende de la combinación de la potencia activa y la reactiva [41].

Por otro lado, en las secciones de los alimentadores se tienen pérdidas por el calentamiento de los conductores (el efecto Joule), la potencia disipada por la parte resistiva; las cuales dependen del cuadrado de la corriente ( $P = I^2 R$ ). Así pues, se deduce que a mayor corriente provocada por un FP bajo, en las cargas, mayores las pérdidas en los conductores de los alimentadores.



Tabla 4.11.- Pérdidas en kW y kVAr de los bancos de transformación de los usuarios [elaboración propia]

No	Número de medidor	Nombre del usuario	Datos de entrada					Resultados de Load Flow		
			Consumo			Transformadores		Pérdidas en transformadores		
			kW	kVAr	fp	Cantidad	Capacidad (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)	
1	896F8V	Mantenimiento Integral FINSA	3.00	4.89	0.52	1	300	0.994	1.125	
2	73RM78	Kautex Textron	2 850.00	1 695.62	0.86	2	1 500	40.821	250.225	
3	74RM05	Technical plastic	183.00	69.94	0.93	1	750	2.524	5.088	
4	691L0G	Artiexcading Mexico	18.00	7.99	0.91	1	112.5	0.063	0.548	
5	74RM06	Faurecia	43.00	8.95	0.98	1	300	1.075	1.396	
6	73RM51	Autom Mex Body	335.00	168.83	0.89	1	500	4.933	14.403	
7	675L0G	Mantenimiento Integral FINSA	23.00	15.17	0.83	1	75	0.043	0.657	
8	73RM56	Benteler	2 655.00	832.42	0.95	2	1 500	30.598	172.129	
9	73RM52	Benteler	352.00	78.37	0.98	1	2 000	5.220	10.316	
10	73RM66	Faurecia	1 238.00	231.23	0.98	2	1 500	13.170	40.516	
11	73RM65	Lear corporation	218.00	57.53	0.97	1	500	2.641	6.031	
12	73RM50	HBPO de Mexico	93.00	42.97	0.91	1	300	1.463	2.675	
<b>Totales</b>			<b>8 011.00</b>	<b>3 213.92</b>	<b>0.93</b>	<b>15</b>	<b>9 337.50</b>	<b>103.545</b>	<b>505.109</b>	

Además, se obtienen los siguientes perfiles de acuerdo a los índices de desempeño del alimentador para sus usuarios conectados que el operador de la red de distribución debe conocer y tomar ventaja para su operación.

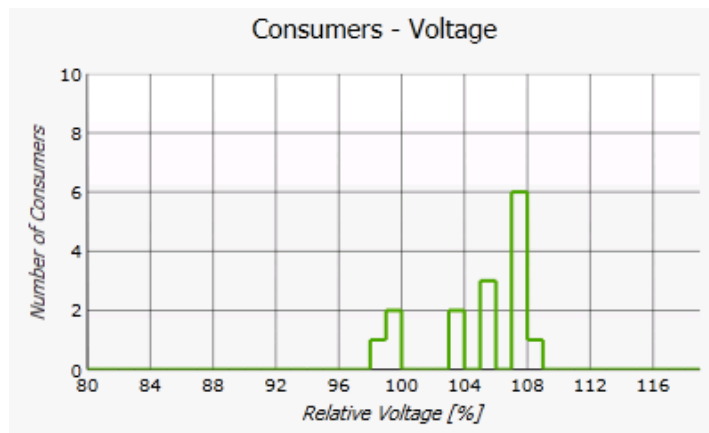


Fig. 4.7.- Perfil de voltaje de los transformadores de servicio de los usuarios del LML-5020 [elaboración propia]

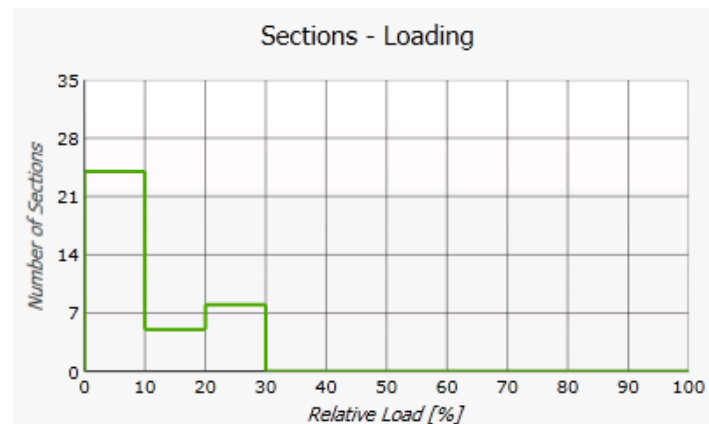


Fig. 4.8.- Perfil de sobrecarga ('cuellos de botella') de las secciones de red del LML-5020 [elaboración propia]

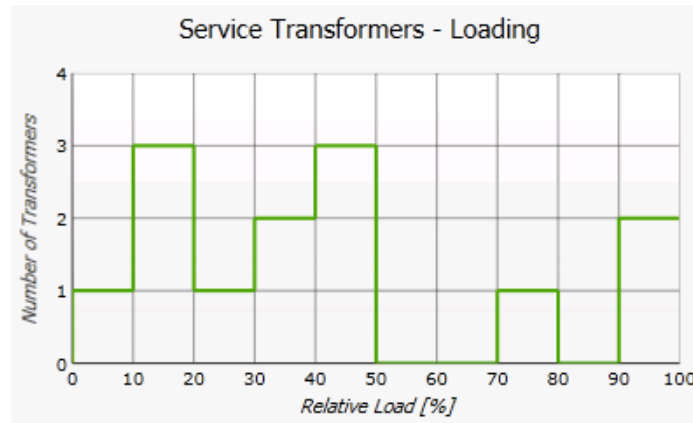


Fig. 4.9.- Perfil de sobrecarga de los transformadores de servicio de los usuarios de LML-5020 [elaboración propia]

Como era de esperarse, el alimentador LML-5020 tiene instalados dos bancos de capacitores en la trayectoria de su troncal, disminuyó la corriente y se mejoró el perfil de voltaje. El comportamiento de la demanda de los usuarios no varió mucho de un año para otro, pero la instalación de los capacitores mejoró el desempeño del alimentador.

En cuanto a las pérdidas técnicas, se hace el siguiente análisis: El alimentador tenía un nivel de pérdidas técnicas por efecto Joule en las secciones de los conductores de 4.003 kW (0.04% con una demanda de 9281 kW)), recordando que el primer modelo se hizo sólo con las cargas conectadas directamente en el alimentador de media tensión.

En el segundo escenario, se modelaron también los transformadores de distribución (de servicio), obteniéndose un valor de pérdidas técnicas por efecto Joule en las secciones de los conductores de 3.28 kW (0.04% con una menor demanda, de 8121 kW). Sin embargo, este modelado toma en cuenta también las pérdidas que existen en los transformadores, tanto del núcleo como de los devanados.

Tabla 4.12.- Datos de entrada y resultados del flujo de potencia en los transformadores y carga, modelados [elaboración propia]

No	Número de medidor	Nombre del usuario	Datos de entrada				Resultados de Load Flow		
			Consumo			Transformadores		Pérdidas en transformadores	
			kW	kVAr	fp	Cantidad	Capacidad (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)
1	896F8V	Mantenimiento Integral FINSA	3.00	4.89	0.52	1	300	0.994	1.125
2	73RM78	Kautex Textron	2 850.00	1 695.62	0.86	2	1 500	40.821	250.225
3	74RM05	Technical plastic	183.00	69.94	0.93	1	750	2.524	5.088
4	691LOG	Artiexcading Mexico	18.00	7.99	0.91	1	112.5	0.063	0.548
5	74RM06	Faurecia	43.00	8.95	0.98	1	300	1.075	1.396
6	73RM51	Autom Mex Body	335.00	168.83	0.89	1	500	4.933	14.403
7	675LOG	Mantenimiento Integral FINSA	23.00	15.17	0.83	1	75	0.043	0.657
8	73RM56	Benteler	2 655.00	832.42	0.95	2	1 500	30.598	172.129
9	73RM52	Benteler	352.00	78.37	0.98	1	2 000	5.220	10.316
10	73RM66	Faurecia	1 238.00	231.23	0.98	2	1 500	13.170	40.516
11	73RM65	Lear corporation	218.00	57.53	0.97	1	500	2.641	6.031
12	73RM50	HBPO de Mexico	93.00	42.97	0.91	1	300	1.463	2.675
<b>Totales</b>			<b>8 011.00</b>	<b>3 213.92</b>	<b>0.93</b>	<b>15</b>	<b>9 337.50</b>	<b>103.545</b>	<b>505.109</b>

El ADMS, mediante el reporte de índice de desempeño del ADMS, indica un valor de pérdidas totales de 106.9 kW (1.32 %), pero aquí se considera ya el nivel tanto de pérdidas en los conductores

de la red, como de los transformadores. La diferencia de 106.9 kW de pérdidas totales, menos los 103.545 kW de los transformadores, se obtiene el valor de pérdidas de los conductores, es decir, 3.36 kW (aproximadamente 3.28 kW).

Para que dieran los resultados anteriores, en el segundo escenario, mucho tuvo que influir la ubicación de los bancos de capacitores, tanto en cantidad de bancos, como sus capacidades.

Dicha instalación de los capacitores no va a modificar el consumo de potencia activa, pero sí va a aportar la potencia reactiva necesaria para elevar el FP. Dichos capacitores en derivación suministran la potencia reactiva decidida a la carga y, en consecuencia, disminuirá la cantidad de potencia reactiva demandada a la red externa de suministro.

Se hizo el análisis de la ubicación del banco de compensación reactiva, para comprobar que los que ya estaban instalados en campo, tienen la mejor ubicación (son dos bancos de 300 kVAr, cada uno), basados en el objetivo de reducción de pérdidas técnicas. Para ello, en modo simulación, en el DMD se llevó a cabo la inserción y activación de los capacitores para ver cómo es comportaba el flujo de reactivos.

Del perfil de demanda del SIMOCE, se obtuvo el perfil de demanda reactiva anual para obtener los valores de demanda reactiva, máxima y mínima. Se llevó a cabo el diagnóstico para determinar la necesidad de reactivos (sin los capacitores en operación) para que, precisamente se ubiquen los capacitores y hacer otra corrida de simulación para evaluar su desempeño. Con la demanda reactiva mínima, los bancos que se instalen serán con un suministro fijo de kVAr.

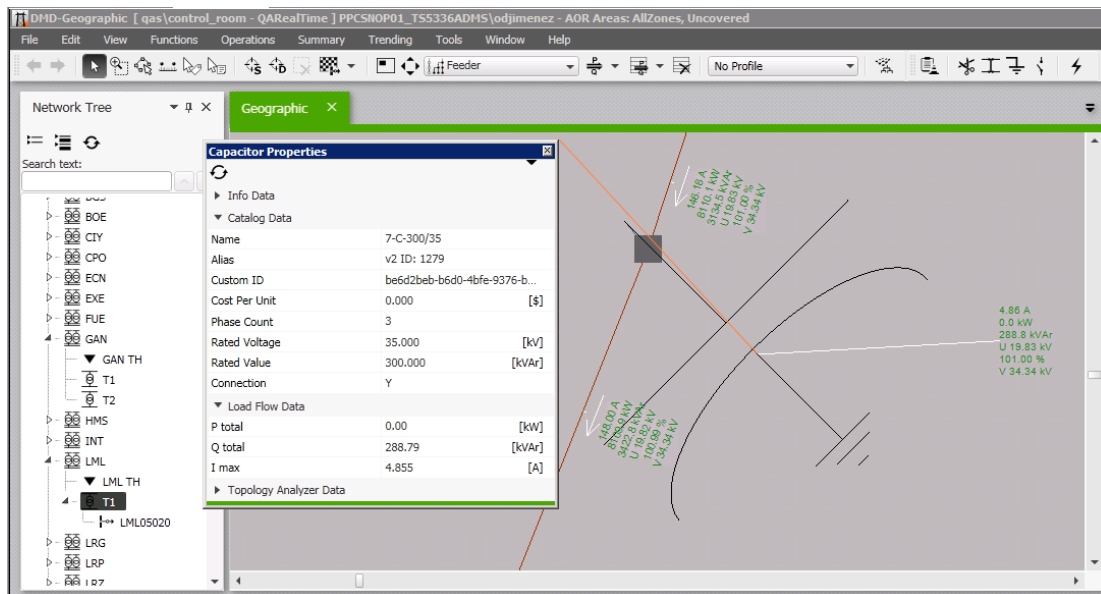


Fig. 4.10.- Modelo e inserción del banco de capacitores en LML-5020 [elaboración propia]

Mediante distintas simulaciones, se confirmó que la ubicación de los bancos de capacitores, fue la correcta, dado que disminuye las pérdidas de manera considerable. Se observa en la figura anterior que, si el nivel de tensión aplicada disminuye, la potencia de entrega del capacitor disminuye.



### 4.3.- Estimación de Estado

La aplicación de estimación de estado, se utiliza para evaluar (estimar) el estado de la red de distribución. Básicamente, la estimación de estado consiste en la conversión de las tele-mediciones de tiempo real para generar pseudo-mediciones (como la estimación de carga en los transformadores de distribución, o los valores obtenidos basándose en datos históricos existentes, se utiliza como pseudo-medición) para el estimador de estado del sistema de distribución que, en conjunto, evalúa los estados de la red y las variables de estado. Dicho "estado de red", comprende el conjunto de los fasores de tensión para todos los buses o nodos involucrados; y las "variables de estado", comprenden todas las demás variables (caídas de tensión, corrientes en las secciones, nodos de carga, etc.), los cuales pueden ser calculados del "estado de la red".

Debido a que las mediciones en tiempo real en los sistemas de distribución son escasas, el estimador de estado no puede obtener suficientes mediciones para hacer observable el sistema, de tal forma que es necesario considerar pseudo-mediciones para dicho estimador de estado. El modelado de la carga puede proporcionar estimaciones de los perfiles de carga en tiempo real de los transformadores de distribución, que se pueden tratar como pseudo-mediciones para el estimador de estado.

Las mediciones pueden ser magnitudes actuales de factores de potencia, activa o reactiva; en cualquier ubicación del modelo de red y estas pueden ser comparadas con los resultados de la estimación de estado, en cualquier momento.

La aplicación se basa en un algoritmo especialmente orientado a las redes de distribución, con baja redundancia en tiempo real, monitoreando remotamente datos tele-medidos. La redundancia de la red de distribución de los datos de telemetría, pertenece al intervalo del 10% al 20% [5]. La carencia de datos de telemetría en tiempo real, se compensa con los perfiles de carga. Los perfiles de carga se derivan de una base de datos históricos, donde dichos datos consisten en dos grupos:

- perfiles diarios de carga (potencia activa y reactiva) para los tipos de carga, todas las estaciones del año y para cuatro días típicos (entre semana, sábado, domingo y festivos); y
- valores máximos (kW, kVAr), energía suministrada (kW/h, kVAr/h) y potencias nominales (kVA).

Para la gestión en tiempo real de las redes de distribución, es fundamental una visión precisa del estado de la red (normal o en contingencia). Los sistemas SCADA de la CFE, prácticamente consideran solamente subestaciones de AT (en caso de distribución, 115 kV, el nivel de subtransmisión). Esta falta de más datos en las redes de MT, es el motivo principal para la justificación de la aplicación de la función estimación de estado, especializado para redes de distribución. Esta es la única función que trata con la carga no observable del modelo de red, aquella que no es cubierta directamente por SCADA.

El algoritmo de la estimación de estado para redes de media tensión debe ser simple, rápido y robusto [5], considerando que no hay referencia que pudiera ofrecer un estándar para la ejecución de esta función. De aquí que la solución propuesta representa un compromiso entre el método complejo



propuesto del ADMS y los datos disponibles comúnmente en la CFE. El algoritmo de estimación de estado consiste de los siguientes pasos:

- Verificación de la topología de la red. Es necesario que la topología de la red, posición de los interruptores, *taps* de los transformadores, mediciones y datos históricos, sean consistentes.
- Primera aproximación o pre-estimación. Se basa en los datos históricos de la red: perfiles de carga diarios, picos de cargas para todos los transformadores de distribución y/o consumidores.
- Verificación de las mediciones tele-medidas. Se obtiene de una redundancia artificial de mediciones (un número muy pequeño de mediciones y un número notablemente mayor de pseudo-mediciones obtenidas de la primera aproximación). Este paso considera dos sub-pasos:
  - a) Identificación de malas mediciones
  - b) verificación y/o corrección de todas las mediciones permanentes. En este paso, las mediciones incorrectas se descartan, a menos que sean corregidas las lecturas.
- Calibración de carga en buses de media tensión. Distribuye la carga a las barras de la red de media tensión en base al conjunto de mediciones verificadas y a los datos históricos. También, la calibración de la carga trata con consumidores especificados directamente a través de sus diagramas de tiempo/actual (curvas de carga) así como consumidores con consumo constante (consumidores forzados). Está diseñada de tal forma que la calidad de los resultados de la función, aumente directamente con la cantidad de datos existentes.
- Calculo de flujo de potencia. Se basa en las cargas asignadas en el paso previo. Este paso usa algoritmos estándar desarrollados para cálculos simétricos o asimétricos de flujos en redes radiales o débilmente malladas, de MT.

Un punto importante que se debe considerar, es que puede llegar a darse el caso que los datos tele-medidos, contienen errores, principalmente debido a la no exactitud en la calibración de los transductores, el efecto de las conversiones analógicas-digitales. Así pues, la estimación de estado es un proceso que limpia los datos erróneos ya que las mediciones están relacionadas entre sí, mediante las leyes que gobiernan los circuitos eléctricos [42].

En los instrumentos de medición, se sabe que existe una disparidad similar respecto a la precisión del dispositivo y, pues dependiendo del fabricante y del modelo, ésta es proporcional a la medida, al fondo de escala o a una suma de ambos factores, pero nunca es constante.

La estimación de estado obtendrá el estado estadísticamente óptimo. Este estado estimado, constituye la ventaja y la base de datos sobre la que trabajarán el resto de las funciones del CCD.

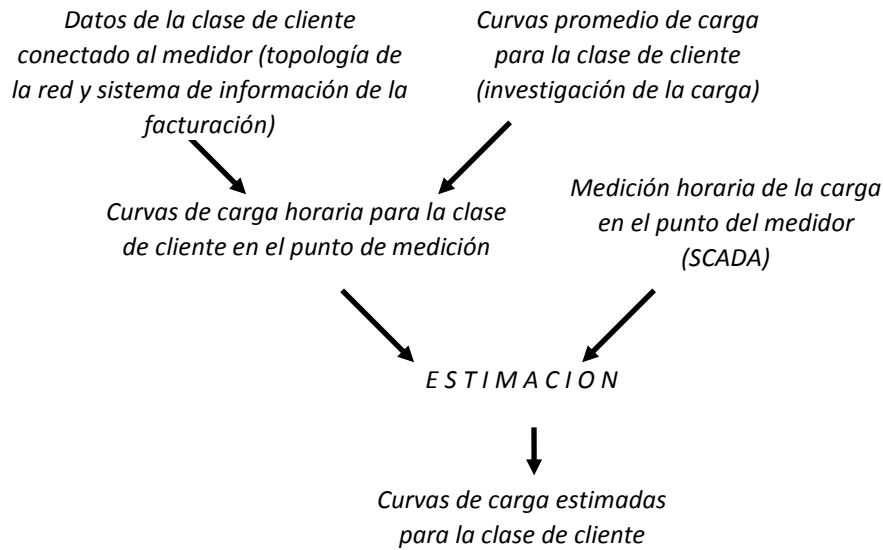


Fig. 4.11.- Flujo de datos del proceso de estimación de estado para distribución [elaboración propia]

De acuerdo al panorama anterior, la estimación de carga en redes de distribución representa un problema desafiante aunque existe información histórica que puede ser de valor fundamental para las estimaciones [43]. De este modo, en general se dispone de:

- Mediciones históricas y en tiempo real de los alimentadores en los buses de subestaciones.
- Mediciones históricas del consumo de energía de los usuarios, obtenidas a través de un sistema de facturación.
- En algunos sistemas, a través de sistemas de control, se dispone de información histórica y en tiempo real, a través del sistema SCADA, de mediciones de energía y demanda en ciertos puntos de carga (ubicación de los restauradores micro-procesados) de los alimentadores.
- Información socioeconómica de los usuarios (y así ponderar su importancia de suministro).
- Generalmente se dispone de curvas de demanda horarias por tipo de cliente, mismas que han sido el resultado de una previa investigación de carga.
- La capacidad de los transformadores instalados (kVA) a lo largo de los alimentadores y ramales.

Lo anterior, se encuentra en diferentes bases de datos y el ADMS representa la plataforma para unificar la información en un solo sistema, y que ésta, esté disponible para consulta oportuna. En el ADMS, se dispone de mediciones históricas y en tiempo real en muchos puntos de carga (441 restauradores, en el SED de la ciudad de Puebla y área conurbada) sobre los alimentadores, además de la medición en el bus MT de la subestación, el método de mínimos cuadrados ponderados podría ser el más indicado, de acuerdo con las literaturas consultadas [5] [43] [36].

La idea principal de este método es usar un conjunto de tablas de demanda por clase de usuarios, basado en el consumo de energía de cada tipo, para estimar demandas promedio. La estimación de carga por lo tanto involucra dos etapas, primero se estima la carga total en cada

alimentador de la subestación y después se distribuye la carga estimada a lo largo del alimentador y sus ramales, basado en los datos de consumo de los usuarios conectados en cada alimentador.

Para estimaciones donde se requiera de mayor detalle de la variación de la carga y su distribución sobre un intervalo de tiempo dado, la dependencia de las cargas con respecto al tiempo necesita ser incluido en el proceso de estimación. El procedimiento básico para este caso involucra el desarrollo de perfiles de carga típicos (diarios, semanales y estacionales), para cada tipo de carga. Entonces, considerando que las cargas en un grupo siguen el mismo perfil de carga, puede obtenerse una estimación sencilla de la distribución de la carga sobre el alimentador. Sin embargo, la correlación entre la carga total y los grupos de cargas en un alimentador puede no ser consistente. Por lo tanto, las cargas en un estudio deben ser agregadas en la mayor cantidad de grupos posibles. Si están disponibles mediciones de tiempo real, esas mediciones deben ser usadas para refinar las estimaciones de carga por algún método de estimación de estado [43].

Se observa que en el esquema de producción, se cuenta con alimentadores de distribución, como lo son: AXT 4010 Orión, AXT 4020 La vista y AXT 4030 Villas de Atlixco, en el que los valores del cálculo de flujo de carga sí coinciden con los datos tele-medidos; y dichos valores calculados cambian conforme a la medición va obteniéndose. Se expone la topología del alimentador AXT 4020.

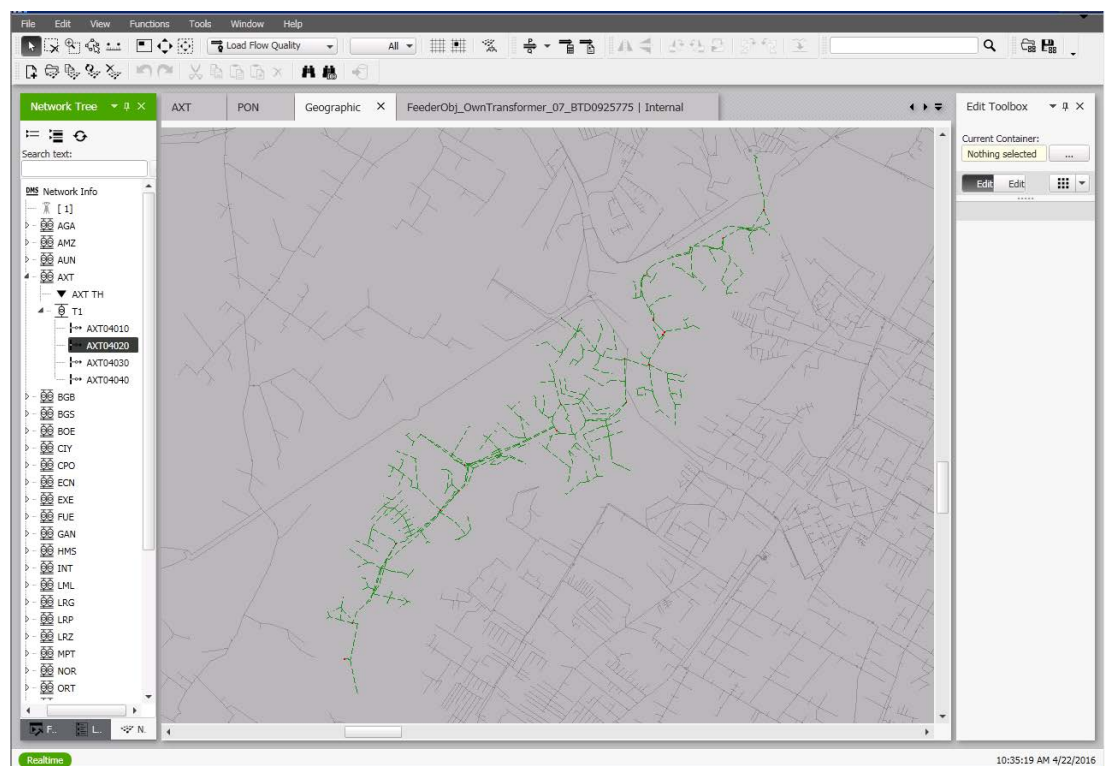


Fig. 4.12.- Topología del alimentador AXT-4020 modelada en el ADMS [elaboración propia]

En la siguiente imagen, se observa que a nivel alimentador, el flujo de carga calculado es muy similar al flujo de carga tele-medido en ese punto e instante de tiempo. En el punto de medición (el interruptor del alimentador) se puede observar valores de corriente calculados, en los recuadros con

fondo color rojo, mientras que los valores de corriente medidos son los marcados en recuadros con fondo color amarillo. El porcentaje de variación entre valores, no sobrepasa del 2%.



Fig. 4.13.- Comparativo del flujo de carga medido contra el flujo de carga calculado [elaboración propia]

Cada una de las 25 subestaciones de distribución modeladas en ADMS, cuentan con las mediciones de diez señales analógicas, mismas que se encuentran modeladas para cada uno de los alimentadores e interruptor del lado de baja tensión del transformador de potencia. A modo de ejemplo, la siguiente imagen expone el modelado de la subestación Agua Santa (AGA) con su señalización SCADA.

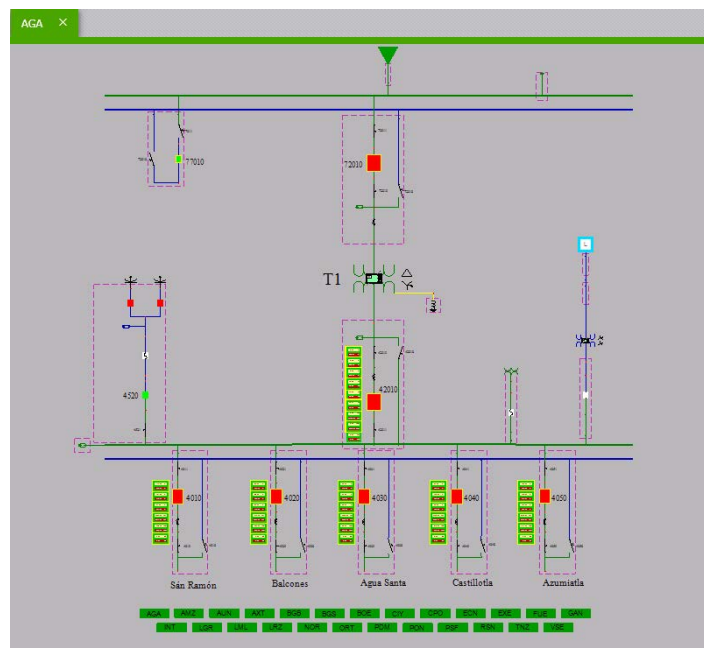


Fig. 4.14.- Modelo de una subestación de distribución con señalización SCADA [elaboración propia]



## Conclusiones

---

Conforme a los términos de la estricta separación legal, establecidos por la SENER, la organización nueva de la CFE será mediante la creación de empresas subsidiarias y filiales, cuyo objetivo principal es la generación de valor económico para la nación. Con la implementación del ADMS en el CCD de PBU representa la más sofisticada solución para optimizar técnica y económicamente la gestión de la red de distribución. Este tipo de proyectos de innovación para la gestión de las redes de distribución en México, han logrado fortalecer la operación del sector eléctrico mexicano bajo las actuales disposiciones legales y regulatorias del SEN. Permite el desarrollo sustentable y permite que se cumplan los estándares de calidad, continuidad y seguridad en beneficio de los usuarios.

La planificación de la red de distribución implica el estudio de las necesidades y opciones futuras del suministro de potencia, con una meta de desarrollar un arreglo metódico de las adiciones al sistema necesarias para obtener niveles satisfactorios de servicio, y todo a un costo total mínimo posible.

Una buena planificación de los sistemas de distribución, ahorrará invariablemente costos a la empresa suministradora. Este ahorro de costos, será obtenido mediante una combinación de menores requerimientos de energía, menores pérdidas, requerimientos reducidos de construcción y mano de obra, y una mejora de la eficiencia global de la empresa eléctrica. Su propósito es proporcionar un análisis cuidadoso del sistema de distribución para evaluar métodos alternos y satisfacer los requerimientos de potencia y energía eléctrica de los usuarios. Es un proceso de toma de decisiones que trata de identificar las opciones disponibles y determinar cuál es la mejor. Generalmente, entre las principales inquietudes de la planificación están las consideraciones financieras – minimizar los costos, maximizar los beneficios.

Además, también son casi siempre consideraciones, la calidad del servicio y la confiabilidad, es decir la operación de la red de distribución. Además de tomar otros criterios importantes, incluyendo el impacto ambiental, la imagen pública, la responsabilidad social, entre otros.

Hay muchas razones sanas para planificar, pero el tiempo de puesta en servicio – el hecho de que puede tomar uno o más años para lograr una actividad planificada – es la razón de que el plan tenga que ser hecha hoy. El propósito del plan a corto plazo es estar seguro de que el sistema puede continuar sirviendo a la carga de los usuarios al mismo tiempo que satisface todas las normas y criterios.



La operación se encarga de proporcionar a los usuarios un servicio de energía eléctrica, continuo, con calidad en el voltaje y la frecuencia, económico y con la máxima seguridad. La operación aprovecha racionalmente utilizar las instalaciones y ejecutar las actividades necesarias para el cumplimiento de sus objetivos. Si los ingenieros encargados del diseño y operación de la red de distribución, manejan estas variables, y las aplican mediante el uso de herramientas y sistemas de análisis, como el ADMS, los principales beneficios son:

1. Propicia el desarrollo de la empresa al establecer métodos de utilización racional de los recursos.
2. Reduce al mínimo los riesgos y aprovecha al máximo las oportunidades que se presentan.
3. Mantiene una mentalidad futurista teniendo más visión del porvenir, y un afán de lograr y mejorar las cosas.
4. Al establecer un esquema o modelo de trabajo (plan), suministra las bases a través de las cuales operará la empresa, proporcionando los elementos para llevar a cabo el control.
5. Establece un sistema racional para la toma de decisiones, evitando la improvisación o las corazonadas, permitiendo evaluar alternativas antes de tomar una decisión.
6. La moral se eleva substancialmente, al conocer todos los miembros de la empresa hacia donde se dirigen sus esfuerzos.

Con la promulgación de la Reforma Energética en el 2013, pues se vio modificada la estructura regulatoria del sistema eléctrico, bajo nuevas leyes y reglamentos que derivados de estos, propician a la sustentabilidad y desarrollo de proyectos de innovación para facilitar la eficiencia y eficacia en la gestión de redes.

Como se mostró en el capítulo anterior, la herramienta del ADMS en el CCD de PBU representa una innovación para la operación y planificación de la red. Mediante la visualización del flujo de potencia en las redes de distribución, el ingeniero operador tendrá a su alcance un control oportuno y atención de las necesidades de la red, en tiempo real.

Con la implementación, se cumple el objetivo general, ya que las consideraciones de tanto la operación y diseño de la red, van de la mano con esta herramienta en el CCD de PBU. Se está logrando el cambio de paradigma, es decir, los análisis para la gestión de la red, son la base para una toma de decisiones oportuna, la operación en tiempo real. En cuanto a la planificación, será mediante la optimización de los recursos.

Asimismo, se cumplieron con los objetivos específicos, el flujo de potencia se visualiza en tiempo real, ya sea en la vista de diagramas de subestaciones o en la propia red eléctrica de distribución. Además, se comprobó la convergencia del flujo de carga mediante el análisis del algoritmo de cálculo progresivo-regresivo propuesto por *Shirmohammadi*. Se monitorea el dinamismo de la red de distribución que, conociendo las necesidades de la misma y atendiendo a los criterios de planificación y operación de la CFE, se optimizaron las inversiones en infraestructura, en los ejemplos citados en este presente trabajo, la ubicación de los capacitores en el alimentador LML 5020, y la optimización de demás equipo eléctrico en la reconfiguración de alimentadores del área de Tonanzintla (*paper* publicado en la RVP de la IEEE). Dada la optimización del SED, trae como consecuencia la reducción de los niveles de pérdidas de energía, los cuales son técnicamente aceptables, no existiendo



cargabilidades considerables, violaciones en las capacidades del equipo eléctrico, desbalance y perfiles de voltaje aceptables. La estimación de estado nos asegura la calidad de los resultados.

Anteriormente, el CCD no contaba con esta herramienta, misma que le proporciona ahora los siguientes beneficios, destacando: formación y entrenamiento de los ingenieros encargados del diseño y la operación de la red, optimización de las inversiones, elaboración de análisis efectivos en la reducción de picos de demanda y pérdidas de energía, reducción de los tiempos de desconexión e incremento en la seguridad y confiabilidad en la planificación operativa en la red eléctrica.

Una problemática que se tiene que dar relevancia, es la distribución de carga en redes de distribución. ¿Cómo puede saber el operador de un SED, cuál es el flujo de carga de cada fase, por todos y cada uno de los ramales de los alimentadores hacia sus clientes? Si las redes de distribución contaran con medición a nivel de sus bancos de transformación, el problema básicamente consistiría en la estimación del estado, utilizando algoritmos clásicos como mínimos cuadrados [43]; sin embargo, la falta de mediciones en las redes de distribución, obliga a la implementación de algoritmos para la distribución o asignación de carga a nivel de transformadores de distribución.

Este problema está siendo atendido por la implementación de las tele-mediciones provenientes de todos los restauradores del tipo micro-procesado, que tienen capacidades similares de medición y protección como de los relevadores instalados en las subestaciones.

De acuerdo al panorama anterior, la estimación de carga en redes de distribución representa un problema desafiante, aunque existe información histórica que puede ser de valor fundamental para las estimaciones. Se concluye que el estimador de estado es un reparto de cargas en tiempo real que se comprobó con la implementación del ADMS. Con esto se asegura la ejecución de las funciones de seguridad en el CCD y progresivamente el SCADA del CCD de PBU será reemplazado por el ADMS, homólogo al a lo que hoy en día se conoce como EMS (sistema de gestión de energía), para redes de transmisión.

Así pues, la implementación del ADMS responde a las necesidades de la población de una energía eléctrica con calidad, continuidad y seguridad de suministro. Asimismo, responde a la reestructuración del sector eléctrico, ya que se exige electricidad más barata, eficiente y de calidad; buscando condiciones de igualdad entre las empresas públicas y privadas, creando así un ambiente competitivo que ofrezca la electricidad a precios competitivos, administrando la energía e impulsando el uso de fuentes renovables. Bajo este escenario, la CFE deja de ser el organismo público descentralizado que era, y se convierte en una empresa productiva del Estado, bajo un régimen completamente competitivo. Esta reestructuración de la empresa, permitirá la participación en las distintas actividades del mercado, a través de empresas subsidiarias y filiales.

Asimismo, para lograr el desarrollo de las actividades de la CFE para generar valor económico y rentable, se justifica las nuevas formas de organización para la administración de la energía que promueva la competitividad.



## Rentabilidad de la implementación del ADMS

Para cumplir con el requisito de las nuevas visiones dentro de "red inteligente" y proporcionar soluciones para los muchos desafíos que las redes de distribución se enfrentan hoy en día, es imperativo el desarrollo e implementación de aplicaciones DMS avanzadas aplicaciones. Un CCD con aplicaciones de flujo de potencia y monitoreo en tiempo real es una de las funciones más deseables e importantes dentro de los sistemas de automatización de distribución.

Atendiendo al párrafo anterior, el 8 de abril del 2016 la CRE público las Disposiciones Administrativas de Carácter General, que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y sustentabilidad del SEN a las cuales se les denominó Código de Red. Las actividades que, de conformidad con la LIE, deben desarrollarse observando el Código de Red [38], son:

- Prestación del servicio de suministro eléctrico
- Política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica
- Desarrollo de la red eléctrica inteligente
- Ampliación y modernización de las RNT y las RGD

Específicamente, en el artículo vigésimo se habla de la evaluación de la calidad y continuidad de las RGD, donde se cita textualmente:

“... el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica se sujetará al Código de Red y que la prestación de dicho servicio público se realizará observando el correcto funcionamiento e integridad de los equipos y dispositivos de sus redes. Asimismo, establece que el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica deberá prestarse bajo parámetros aceptables de: tensión, disponibilidad de los elementos de las redes, interrupciones del suministro eléctrico, componentes armónicos, pérdidas de energía y cualquier otro aspecto técnico que la CRE considere necesario. Para efectos de lo anterior, al definir los parámetros que se determinen como aceptables, la CRE deberá tomar en cuenta los aspectos económicos asociados.” [38].

Asimismo, la implementación de este proyecto va apegado a los lineamientos y objetivos del Plan de Negocios de la CFE [44], en su versión pública, que cita textualmente:

“El Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad establece las acciones prioritarias de la empresa para el periodo 2016-2020. En este sentido, y con el objetivo de ser una empresa de energía comprometida con sus clientes, cumpliendo su mandato de empresa productiva del Estado con rentabilidad atractiva y solidez financiera, sustentable y responsable con el medio ambiente, la CFE mantiene los lineamientos e imperativos estratégicos definidos en el Plan de Negocios 2015-2019: racionalizar el portafolio de generación priorizando tecnologías eficientes y capturar la demanda incremental apalancando el capital de terceros; desarrollar transmisión y distribución como los negocios medulares, modernizando la infraestructura y reduciendo costos y pérdidas para maximizar



el valor de los activos; y crecer en el negocio de suministro y comercialización, protegiendo y apalancando las capacidades y la base de clientes actuales.”

Por lo anterior, se presenta una evaluación económica para aquellos proyectos de instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica; como en este caso, la implementación del ADMS. Así pues, se expondrá un análisis económico para evaluar la rentabilidad del proyecto y que le permitirá a la CFE mejorar su proceso de toma de decisiones. En este caso se opta como referencia, uno de los tantos beneficios: la recuperación de pérdidas técnicas de energía. Como se menciona en el Plan de Negocios de la CFE, las principales iniciativas e inversiones estarán dirigidas a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en las redes de Distribución, a la mejora de la eficiencia en la operación y el mantenimiento de líneas de AT y subestaciones; así como al crecimiento y desarrollo de una red inteligente, buscando lograr retornos atractivos en el mediano y largo plazos [44].

Los niveles de pérdidas de energía de la CFE no sólo generan una considerable demanda adicional, sino que implican además un significativo costo incremental para los usuarios que utilizan el servicio. La CFE se enfocará en modernizar la red de Transmisión y Distribución, así como en reducir las pérdidas técnicas y no técnicas en Distribución, que actualmente representan costos relevantes para el negocio, como se cita en el Plan de Negocios de la CFE [44]:

“El despliegue de redes inteligentes permitirá la optimización del voltaje en tiempo real, el balanceo de cargas en el sistema, la detección de fallas y la posibilidad de implementar soluciones a partir de medidores inteligentes, con lectura, conexión y desconexión remota. Estos beneficios tienen un impacto relevante en los niveles de servicio, en la confiabilidad de la red y en la reducción de pérdidas y costos operativos.”

### Evaluación financiera

El artículo 14 de la LIE prevé que la ampliación y modernización de las RGD se realizarán conforme a los programas que al afecto autorice la SENER, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. El artículo 9 del Reglamento de la LIE, prevé que en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de las RGD para el periodo 2017-2021 de la CFE Distribución, buscarán la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red.

Así pues, para el diagnóstico y análisis predictivo, las funciones de control se ocuparán de mantener el perfil de tensión del sistema dentro de un intervalo deseado y reducir así al mínimo las pérdidas técnicas del sistema mediante el control en tiempo real del flujo de potencia. En este sentido, para la evaluación financiera de la implementación del ADMS, se tomará como principal referencia la recuperación en pérdidas técnicas de energía mediante el monitoreo del flujo de carga (potencia activa



y reactiva, factor de potencia y la regulación de voltaje), comprendida de un pronóstico con un horizonte de 10 años (que es la garantía que ofrece el proveedor) para determinar la rentabilidad de la inversión. Con esto, se evaluará la estructura de las inversiones y usos de los recursos financieros para los flujos efectivos monetarios y explicar las circunstancias que en ellos influyen. El objetivo de este análisis, es evaluar si la solución ADMS es capaz de generar un flujo de recursos suficientes para hacer frente a todas sus obligaciones, así como la solvencia de los gastos que se generen. La divisa que se usará en este análisis, es el peso mexicano (MXN).

En la tabla siguiente, se presentan los costos de inversión. La inversión (bien de capital) se forma por el activo fijo, que representa el bien tangible e intangible (*hardware* y *software*) que no puede convertirse en líquido a corto plazo, pues no fue adquirido para este fin. Es el bien necesario para el funcionamiento del proyecto, y este es el gasto de inversión de la solución ADMS. De igual modo, el activo circulante (gasto de inversión) que representó la implementación del ADMS, tomó en cuenta el líquido disponible para cubrir los gastos incurridos en la implementación.

Tabla 5.1.- Inversiones involucradas [elaboración propia]

Inversión inicial en activo fijo (sin impuesto)	\$ 3 202 835.96
Impuesto de importación (exento)	\$ -
Inversión inicial en activo fijo (con impuesto)	\$ 3 202 835.96
Inversión inicial en activo circulante (25 %)	\$ 640 567.19
Inversión inicial total	\$ 3 843 403.15

La tecnología alojada en discos de almacenamiento, quedan exentos de impuestos, conforme a la Ley de los Impuestos Generales de Importación y Exportación. Se estima un valor de recuperación de un 25% para el activo fijo, y del 100% para el activo circulante, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 5.2.- Valores de recuperación [elaboración propia]

Valor de recuperación de activo fijo (25 %)	\$ 800 708.99
Valor de recuperación de activo circulante (100 %)	\$ 640 567.19
Valor de recuperación total	\$ 1 441 276.18

De acuerdo al Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) informa que en septiembre de 2016, el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) reportó un incremento mensual de 0.61%, así como una tasa de inflación anual de 2.97%. Los datos correspondientes al mismo periodo de un año antes fueron de 0.37 por ciento mensual y de 2.52 por ciento de inflación anual [45].

Finalmente, para llevar a cabo el análisis económico, es necesario definir una tasa de depreciación/amortización de los bienes adquiridos que, de acuerdo al Código Fiscal de la Federación (cuya última reforma y publicación en el Diario Oficial de la Federación fue el 17 de junio de 2016), en el Título Primero Disposiciones Generales, artículo 15-B, se cita:



“Se consideran regalías, entre otros, los pagos de cualquier clase por el uso o goce temporal de patentes, certificados de invención o mejora, marcas de fábrica, nombres comerciales, derechos de autor sobre obras literarias, artísticas o científicas, incluidas las películas cinematográficas y grabaciones para radio o televisión, así como de dibujos o modelos, planos, fórmulas, o procedimientos y equipos industriales, comerciales o científicos, así como las cantidades pagadas por transferencia de tecnología o informaciones relativas a experiencias industriales, comerciales o científicas, u otro derecho o propiedad similar.

Para los efectos del párrafo anterior, el uso o goce temporal de derechos de autor sobre obras científicas incluye la de los programas o conjuntos de instrucciones para computadoras requeridos para los procesos operacionales de las mismas o para llevar a cabo tareas de aplicación, con independencia del medio por el que se transmitan. También se consideran regalías los pagos efectuados por el derecho a recibir para retransmitir imágenes visuales, sonidos o ambos, o bien los pagos efectuados por el derecho a permitir el acceso al público a dichas imágenes o sonidos, cuando en ambos casos se transmitan por vía satélite, cable, fibra óptica u otros medios similares.

Los pagos por concepto de asistencia técnica no se considerarán como regalías. Se entenderá por asistencia técnica la prestación de servicios personales independientes por los que el prestador se obliga a proporcionar conocimientos no patentables, que no impliquen la transmisión de información confidencial.”

Entonces, los gastos generados por concepto de licencia de *software*, son considerados como regalías, dado que el *software* constituye como un derecho de autor. Además, de acuerdo a la Ley del Impuesto Sobre la Renta, en el artículo 33, fracción III se cita que será el 15% máximo autorizado, tratándose de gastos y cargos diferidos para regalías y asistencia técnica para *software*, se deducen como gasto diferido, vía amortización [46].

Tabla 5.3.- Depreciación/Amortización anual y acumulada en el horizonte de tiempo [elaboración propia]

Inversiones	CI	dt	Dt (1-10)	DA(10)
Act. Fijo (0)	\$ 3 202 835.96	15%	\$ 480 425.39	\$ 4 804 253.94

Para proyectos de infraestructura económica para la ampliación y modernización de las RGD, a fin de demostrar su rentabilidad, se debe utilizar la metodología de análisis beneficio/costo con los indicadores de rentabilidad del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). En este sentido, con relación a la última publicación de los lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión en el DOF el 30 de diciembre de 2014, se define la tasa social de descuento en el artículo 31, de la sección X Disposiciones generales.

La tasa social de descuento (tasa de rendimiento mínima atractiva, TREMA) que se deberá utilizar en la evaluación socioeconómica será la que determine la Unidad de Inversiones en términos reales, es decir, a precios del año en el que se realiza dicha evaluación. En caso de que se modifique dicha tasa, se hará del conocimiento de las dependencias y entidades mediante oficio circular emitido por la Unidad de Inversiones. Así pues, mediante último comunicado oficial de la Secretaría de Hacienda



y Crédito Público (SHCP) del 13 de enero de 2014 informa que, debido a la caída de las tasas de interés del ahorro interno y externo en México y con el fin de contribuir de manera significativa con el propósito del Gobierno Federal para fomentar la inversión pública en México, se consideró necesario recalcular la tasa social de descuento, a partir del 16 de enero de 2014, la TREMA para la elaboración y presentación de documentos de análisis costo-beneficio para programas y proyectos de inversión, se actualiza al 10%.

Como anteriormente se mencionó, los ingresos para evaluación financiera, serán los ahorros proyectados de pérdidas técnicas de energía, por las funciones de control del ADMS que se ocuparán de mantener el perfil de tensión del sistema dentro de un intervalo deseado y reducir así al mínimo las pérdidas del sistema, mediante el control en tiempo real del flujo de potencia y en realización de inversiones en la red para controlar las pérdidas técnicas.

La diferencia entre la energía que se compra y la vendida son denominadas pérdidas de energía y se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas. Las primeras, se relacionan con la energía que se pierde durante la distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad desde las centrales generadoras a los clientes. Las pérdidas técnicas constituyen un factor nominal para Distribución ya que no pueden ser eliminadas por completo. La CFE considera que el nivel de pérdidas de energía es del 13%, en la DDCOR es del 8%. Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio y errores administrativos o técnicos.

Con altas pérdidas de energía se hace necesario que CFE adquiera más energía para satisfacer la demanda, ampliando los costos. Por lo tanto, la reducción de las pérdidas de energía reduce la cantidad de energía que se debe comprar para satisfacer la demanda pero que no puede facturar, aumentando la cantidad de energía efectivamente vendida.

El pronóstico de recuperación en pérdidas técnicas de energía comprendidas en los 10 años de horizonte de estudio, asciende cerca de 14 millones de pesos, para lo que comprende a las RGD: transformadores de potencia y los transformadores de distribución de las redes en MT; considerando un costo de pérdidas de energía de 0.28899 \$/kWh.

En las siguientes dos tablas, se muestran los flujos de efectivos netos (FENDI) en cada uno de los diez años del horizonte de evaluación. El año 0, es el año de las inversiones.

El VPN es la suma de los flujos netos anuales, descontados por la tasa social (TREMA), es decir, tanto los costos como los beneficios futuros del proyecto de inversión son descontados, utilizando la tasa social para su comparación en un punto en el tiempo (en el "presente"). Si el resultado del VPN es positivo, significa que los beneficios derivados del proyecto de inversión son mayores a sus costos. Alternativamente, si el resultado del VPN es negativo, significa que los costos del proyecto de inversión son mayores a sus beneficios.



IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AVANZADO DE GESTIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA

Tabla 5.4.- Flujos de efectivos netos del año 0 al 5 [elaboración propia]

Conceptos	0	1	2	3	4	5
<b>Ahorros por reducción de pérdidas técnicas de energía:</b>						
Transformadores de potencia		\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77
Alimentadores en 34.5 kV		\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96
Alimentadores en 13.8 kV		\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66
Transformadores de distribución		\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26
<b>Total de ahorros</b>		\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65
<b>Ingresos netos</b>		\$ 1 290 336.27	\$ 1 328 659.26	\$ 1 368 120.44	\$ 1 408 753.62	\$ 1 450 593.60
Costos netos de operación y mantenimiento		-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00
Depreciación/Amortización		\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39
Utilidad Neta Antes de Impuestos (UNAI)		\$ 1 370 761.67	\$ 1 409 084.65	\$ 1 448 545.83	\$ 1 489 179.01	\$ 1 531 018.99
Impuestos		-\$ 411 228.50	-\$ 422 725.40	-\$ 434 563.75	-\$ 446 753.70	-\$ 459 305.70
Utilidad Neta Después de Impuestos (UNDI)		\$ 959 533.17	\$ 986 359.26	\$ 1 013 982.08	\$ 1 042 425.31	\$ 1 071 713.30
Depreciación/Amortización		-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39
<b>Flujo Operativo de Efectivo Neto Después de Impuestos</b>		\$ 479 107.77	\$ 505 933.86	\$ 533 556.69	\$ 561 999.91	\$ 591 287.90
Inversión Inicial en Activo Fijo	-\$ 3 202 835.96					
Inversión en Capital de Trabajo (Activo Circulante)	-\$ 640 567.19					
Valor de Rescate Neto						
Recuperación de Capital de Trabajo						
<b>Flujo de Inversiones de Efectivo Neto Después de Impuestos</b>	-\$ 3 843 403.15	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>Flujo de Efectivo Neto Después de Impuestos (\$ corrientes)</b>	-\$ 3 843 403.15	\$ 479 107.77	\$ 505 933.86	\$ 533 556.69	\$ 561 999.91	\$ 591 287.90
<b>Flujo de Efectivo Neto Después de Impuestos (\$ constantes)</b>	-\$ 3 843 403.15	\$ 465 288.70	\$ 477 169.11	\$ 488 706.86	\$ 499 911.81	\$ 510 793.58

Tabla 5.5.- Flujos de efectivo netos del año 6 al 10 [elaboración propia]

Conceptos	6	7	8	9	10
<b>Ahorros por reducción de pérdidas técnicas de energía:</b>					
Transformadores de potencia	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77	\$ 14 209.77
Alimentadores en 34.5 kV	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96	\$ 493 938.96
Alimentadores en 13.8 kV	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66	\$ 740 773.66
Transformadores de distribución	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26	\$ 4 196.26
<b>Total de ahorros</b>	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65	\$ 1 253 118.65
<b>Ingresos netos</b>	\$ 1 493 676.23	\$ 1 538 038.41	\$ 1 583 718.15	\$ 1 630 754.58	\$ 1 679 187.99
Costos netos de operación y mantenimiento	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00	-\$ 400 000.00
Depreciación/Amortización	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39	\$ 480 425.39
Utilidad Neta Antes de Impuestos (UNAI)	\$ 1 574 101.62	\$ 1 618 463.81	\$ 1 664 143.55	\$ 1 711 179.98	\$ 1 759 613.39
Impuestos	-\$ 472 230.49	-\$ 485 539.14	-\$ 499 243.06	-\$ 513 353.99	-\$ 527 884.02
Utilidad Neta Después de Impuestos (UNDI)	\$ 1 101 871.14	\$ 1 132 924.67	\$ 1 164 900.48	\$ 1 197 825.98	\$ 1 231 729.37
Depreciación/Amortización	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39	-\$ 480 425.39
<b>Flujo Operativo de Efectivo Neto Después de Impuestos</b>	\$ 621 445.74	\$ 652 499.27	\$ 684 475.09	\$ 717 400.59	\$ 751 303.98
Inversión Inicial en Activo Fijo					
Inversión en Capital de Trabajo (Activo Circulante)					
Valor de Rescate Neto					\$ 2 682 389.50
Recuperación de Capital de Trabajo					\$ 640 567.19
<b>Flujo de Inversiones de Efectivo Neto Después de Impuestos</b>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3 322 956.69
<b>Flujo de Efectivo Neto Después de Impuestos (\$ corrientes)</b>	\$ 621 445.74	\$ 652 499.27	\$ 684 475.09	\$ 717 400.59	\$ 4 074 260.67
<b>Flujo de Efectivo Neto Después de Impuestos (\$ constantes)</b>	\$ 521 361.48	\$ 531 624.57	\$ 541 591.63	\$ 551 271.21	\$ 3 040 476.73

Otro indicador de rentabilidad es la TIR, que se define como la tasa de descuento que hace que el VPN de un proyecto de inversión sea igual a cero. Económicamente es equivalente a encontrar el punto de equilibrio de un proyecto de inversión; es decir, el valor presente de los beneficios netos del proyecto de inversión es igual a cero y se debe comparar contra una tasa de retorno deseada.



De acuerdo a los flujos netos de efectivo, a continuación se presentan los indicadores calculados de rentabilidad:

Tabla 5.6.- Indicadores de rentabilidad de la solución ADMS [elaboración propia]

<b>TREMA</b>	<b>10.00%</b>
<b>TIR</b>	<b>14.34%</b>
<b>VPN</b>	<b>\$ 1 042 131.98</b>
<b>Relación beneficio/costo</b>	<b>\$ 2.45</b>

El análisis de flujo de efectivo de la implementación del ADMS, con un horizonte de planificación de 10 años, arroja una TIR de 14.34%, que es mayor a la TREMA. El proyecto se aprueba, dado que la TIR es mayor que la TREMA. El otro indicador que resulta satisfactorio, es el VPN, ya que es el valor de \$1'042,131.98 es positivo. Finalmente, la relación beneficio/costo indica que, por cada \$1.00 en el proyecto, se recupera \$2.45 y que a inicios del octavo año de operación se recuperará el total de la inversión inicial.

En conclusión, después del análisis financiero, se observa que los indicadores de rentabilidad utilizados, satisfacen a la TREMA; esto es, que la implementación de la solución ADMS es rentable. Cabe recordar que sólo se consideraron los beneficios por ahorro de pérdidas de energía, sin contabilizar los demás beneficios que el ADMS contempla. Se acepta este proyecto individual en el que CFE Distribución invierte ya que, la utilidad que se brinde en el futuro frente a los ingresos y a las tasas de interés con las que se evalúe, son en su beneficio meramente matemático. Se obtiene ganancia futura por la colocación de capital.

## Recomendaciones para Futuros Trabajos

Habitualmente, las recomendaciones nunca son hechas hasta que se ha alcanzado el tiempo de puesta en servicio. Por ejemplo, si se tomaran cuatro años para obtener la autorización, ordenar el equipo, construir, probar y poner en servicio una subestación de distribución, entonces no hay una razón para arrancar este proceso, cuatro años antes de la necesidad. En otras palabras, si el tiempo de puesta en servicio es de cuatro años, entonces la decisión debe ser tomada con cuatro años de anticipación. En este tiempo, el proyecto dictará las necesidades que deban planificarse. Aquí radica la necesidad de cambiar de la acostumbrada forma de trabajar por una nueva forma: las necesidades de operar indicará las pautas para planificar.

Un plan de largo plazo no necesita pleno y completo detalle tal como un plan de corto plazo. Solamente requiere el detalle suficiente para permitir la evaluación económica y “adecuación” de las decisiones de corto plazo con respecto a los requerimientos del sistema de largo plazo. Un plan de largo plazo solamente necesita una cierta cantidad de detalle, el suficiente para su propósito. El esfuerzo más allá de esto, es desperdicio. Proporciona un punto de comparación y crítica, de tal forma que los defectos son expuestos y las mejoras identificadas. Como resultado, el plan tiende a evolucionar y



mejorarse a lo largo del tiempo. Pero no sucede así para el corto plazo, para el tiempo inmediato, para el ‘tiempo real’ que hoy se demanda en una compañía suministradora de energía. Además, la incertidumbre al predecir los eventos, ya es una preocupación mayor.

A parte del ADMS, existen programas de ayuda para analizar casi cualquier problema que se pueda plantear sobre el SEP y los ingenieros electricistas deben estar atentos ante los desarrollos de nuevas aplicaciones para resolver problemas diferentes de una eficiente manera. Además, no importa cuán sofisticada o amigable sea una interfaz, la parte más importante de la misma es entender los algoritmos de cálculo, el procesamiento de los datos, su resolución e interpretación de los resultados.

Para esta primera etapa del proyecto de implementación del ADMS, sólo se tiene el modelo de red de dos Zonas de Distribución. Las restantes ocho Zonas en la DDCOR, habrá que modelar. Esto implica, mantener en medida de lo posible, la mayor confiabilidad del modelado de red en el SIGED, validando todas las características técnicas y su ubicación geográfica de cada dispositivo eléctrico.

Actualmente, el ADMS se encuentra en la etapa de despliegue, validación e integración con el SIGED y SCADA de CFE, así como la actualización de los catálogos de características técnicas de los elementos que conforman el modelo de red en ADMS. La mayoría de los problemas que se han presentado en la precedente etapa de implementación del ADMS, se han resuelto en conjunto con el centro de trabajo en España. Se deberá trabajar por generar la actualización incremental del modelo de red; es decir, modelar sólo aquellos nuevos elementos de la red y eliminar los elementos retirados del modelo para cada nueva importación de SIGED.

Los trabajos a futuro que están a nuestro alcance, se resumen de la siguiente manera:

- Actualizar la base de datos exclusiva del SIGED para el ADMS.
- Actualizar los catálogos de características técnicas de los elementos de la red.
- Integrar las señales analógicas y digitales de SCADA al ADMS.
- Solicitar el apoyo del personal especialista para la disponibilidad de las comunicaciones.
- Reconocer y organizar el conflicto de recursos del proyecto con otras demandas presupuestarias.

Asimismo, se proponen las siguientes estrategias para los futuros trabajos:

- Adquirir un contrato de soporte y mantenimiento.
- Ofrecer capacitación constante para los ingenieros encargados de la operación y diseño en el modelado de elementos de la red y validación de algoritmos de cálculo, de preferencia con el modelo de red de cada Zona de Distribución.
- Llevar a cabo la réplica de capacitación para la operación y mantenimiento del ADMS.
- Contar con dedicadas redes de comunicación e internet para el sistema.
- Conformar una fuerza de trabajo dedicada para actualizar la base de datos del SIGED.
- Tener un aviso oportuno de todos los cambios que sucedan en la red de distribución.



## Referencias

- [1] G. F. E. U. Mexicanos, *Ley de la Comisión Federal de Electricidad*, México DF: Diario Oficial de la Federación, 2014.
- [2] Secretaría de Energía, «Prospectiva del Sector Electrico 2015-2029,» Gobierno Federal, Mexico D. F., 2015.
- [3] R. E. –. R. Ejecutivo, «Reformas,» México, Gobierno de la República, [En línea]. Available: [http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Resumen\\_de\\_la\\_explicacion\\_de\\_la\\_Reforma\\_Energetica11.pdf](http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11.pdf). [Último acceso: mayo 2015].
- [4] ENEL, «ENEL Company Profile,» ENEL, [En línea]. Available: <https://www.enel.com/en-GB/>. [Último acceso: junio 2015].
- [5] S. Electric, ADMS Technical Specification Release 3.4, Schneider Electric, 2013.
- [6] D. d. O. d. I. CFE, Documento normativo que establece fronteras y responsabilidad operativa entre ZOT y CCD, México D.F.: Comisión Federal de Electricidad, 2015.
- [7] Z. S. Randy Rhodes, «Magic Quadrant for Advanced Distribution Management Systems,» Gartner, Marzo 17, 2015.
- [8] Departamento de Operación, «Centro de Servicio al Cliente,» Comisión Federal de Electricidad, Puebla, México, 2015.
- [9] S. d. Distribución, Manual de Criterios y Lineamientos para el Diseño, Construcción y Operación de los Centros de Control de Distribución, México D.F.: Comisión Federal de Electricidad, 2012.
- [10] Benjamín Torres Barrón, «Forbes México,» 27 abril 2016. [En línea]. Available: <http://www.forbes.com.mx/los-nuevos-esquemas-de-negocio-en-el-mercado-electrico/>. [Último acceso: 27 abril 2016].
- [11] K. W. H., *Distribution System Modeling and Analysis*, New York: CRC Press, New Mexico State University, 2002.
- [12] Comisión Federal de Electricidad, «Guía para el Diagnóstico Operativo del SED,» División de Distribución Centro Oriente, Puebla, México, 2012.
- [13] Departamento de Planeación, «Oficina de Optimización,» Comisión Federal de Electricidad, Puebla, México, 2015.



- [14] F. M. B. Ramírez, Consideraciones prácticas para la utilización de técnicas de estimación de estado en sistemas de potencia, Monterrey, Nuevo León, México: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1988.
- [15] Comisión Federal de Electricidad, «Demandas y consumos requeridos para efectuar la planeación a corto plazo,» Subdirección de Distribución, México, DF, 1993.
- [16] C. A. G. Morales, «Modelado de elementos en estado estable,» Gerencia de Ingeniería Especializada, CFE, México DF, 2015.
- [17] Comisión Federal de Electricidad, «Facturas tarifarias,» Departamento Facturación, Puebla, México, 2015.
- [18] Secretaría de Energía, «Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027,» Secretaría de Energía, México DF, 2013.
- [19] Secretaría de Energía, «Secretaría de Energía,» [En línea]. Available: <http://sener.gob.mx/portal/Mobil.aspx?id=1430>. [Último acceso: diciembre 2013].
- [20] C. F. d. Electricidad, «Informe Anual 2014,» Dirección de Operación, México D.F., 2014.
- [21] Subdirección de Distribución, «Red nacional de alimentadores de media tensión,» Comisión Federal de Electricidad, México DF, 2015.
- [22] R. E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, Nueva York: Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [23] L. E. C. Jaramillo, Una nueva metodología para la selección económica del tipo de línea para el diseño de líneas de distribución eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad, Monterrey Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2006.
- [24] Subdirección de Distribución, Normas de Distribución – Construcción – Instalaciones aéreas en media y baja tensión, México DF: Comisión Federal de Electricidad, 2006.
- [25] H. L. Willis, Power Distribution Planning Reference Book, 2nd edition, 2004.
- [26] Subdirección de Distribución, «Guía para la Integración del Plan Rector de Distribución,» Comisión Federal de Electricidad, México DF, 2012.
- [27] Comisión Federal de Electricidad, «Calidad de la Energía: Características y Límites de las Perturbaciones de los Parámetros de la Energía,» Guía CFE L-0000-70, México DF, 2009.
- [28] S. Bennet, Real Time Computer Control, Prentice Hall, 1994.
- [29] C. W. Gellings, The Smart Grid: Enabling energy efficiency and demand response, Lilburn Georgia: CRC Press, 2009.



- [30] Endesa, «Smart Grids,» [En línea]. Available: <http://www.endesasmartgrids.com/index.php/es/las-redes-inteligentes>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [31] J. C. Andres Carvallo, *The Advanced Smart Grid, Edge Power Driving Sustainability*, Norwood Massachusetts: Artech House, 2011.
- [32] National Institute of Standards and Technology, «Guidelines for Smart Grid Cyber Security,» NIST, [En línea]. Available: [www.nist.gov](http://www.nist.gov). [Último acceso: Noviembre 2015].
- [33] Telvent, «Telvent instalará su sistema DMS en la ciudad de Cluj-Napoca, Rumanía,» Telvent, España, 2010.
- [34] e. a. María Inmaculada Zamora Belver, *Simulación de Sistemas Eléctricos*, Madrid, España: Pearson Prentice Hall, 2005.
- [35] Schneider Electric-CFE-DDCOR, «SGIT-7029-004-System Configuration Plan,» Schneider Electric, Puebla, México, 2014.
- [36] J. A. Momoh, «Electric Power Distribution Automation, Protection and Control,» Florida EE UU, CRC Press, 2007.
- [37] Comisión Federal de Electricidad, «Reglamento de Despacho Operación del Sistema Eléctrico Nacional,» México DF, 2001.
- [38] C. R. d. Energía, «Código de Red,» Diario Oficial de la Federación, México DF, 2016.
- [39] J. A. Á. Abraján, *Estudio y análisis de flujos de potencia, para optimizar el factor de potencia en las redes de distribución de 34.5 kV*, Puebla: Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 2015.
- [40] R. N. Daniel, *El sector eléctrico de México*, México: Fondo de Cultura Económica, 1994.
- [41] R. G. I. M. Santiago Barcón, *Calidad de la energía, factor de potencia y filtrado de armónicas*, México DF: McGraw-Hill, 2012.
- [42] P. J. Z. P. y. A. G. Expósito, *Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas*, Sevilla, España: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, 1999.
- [43] E. S. d. I. M. y. Eléctrica, «Estimación de carga en redes de distribución,» Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2012.
- [44] C. F. d. Electricidad, «Plan de Negocios 2016-2020,» Comisión Federal de Electricidad, Ciudad de México, 2016.



- [45] INEGI, «Instituto Nacional de Estadística y Geografía,» México, [En línea]. Available: <http://www.beta.inegi.org.mx/app/saladeprensa/noticia.html?id=2953>. [Último acceso: 12 octubre 2016].
- [46] C. d. D. d. H. C. d. I. Unión, «Ley del Impuesto Sobre la Renta DOF 18-11-2015,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2015.
- [47] Diario Oficial de la Federación, Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, México D.F.: Diario Oficial de la Federación, 2012.
- [48] Comisión Federal de Electricidad, «CFE y la Electricidad en México,» [En línea]. Available: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/CFE\\_y\\_la\\_electricidad\\_en\\_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx). [Último acceso: junio 2015].
- [49] Z. S. Randy Rhodes, «Magic Quadrant for Advanced Distribution Management Systems,» March 17, 2015.



# Beneficios de la Implementación del ADMS para las Redes de Distribución de la División Centro Oriente de la CFE

Rubén Loredo Romero <sup>(1)</sup>, Ignacio Mérida Cidoncha <sup>(2)</sup>, Oscar Daniel Jiménez Alderete <sup>(1-3)</sup>

(1) Comisión Federal de Electricidad (CFE) - División de Distribución Centro Oriente,

(2) Schneider Electric, (3) Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP)

**Resumen** – Las redes de distribución de energía eléctrica están siendo impactadas, especialmente por la reestructuración de la industria eléctrica, las exigentes expectativas de los clientes y la vanguardia tecnológica. Dentro de las tecnologías que tendrán el mayor impacto, destacan el software para el control y monitorización de las redes en tiempo real y por consecuencia, su automatización. El presente artículo describe el proceso de implementación del ADMS (Advanced Distribution Management System) y comparte las experiencias de diseño, desarrollo y beneficios de este sistema pionero en el centro de control de distribución de la ciudad de Puebla y área conurbada en media (13.8 y 34.5 kV) y alta tensión (115 kV) de la División de Distribución Centro Oriente (DDCOR) de la CFE. El ADMS facilitará el intercambio de información, la integración de sistemas, la reducción de costos, mejorando la calidad del servicio y apoyando en las decisiones empresariales.

**Palabras Clave:** Automatización, Estimador de Estado, Flujo de Carga, Pérdidas de Energía, Redes de Distribución, Tiempo Real.

## I. INTRODUCCIÓN

Los ingenieros electricistas son los encargados del proceso de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; además de estar a la vanguardia ante las cada vez más complejas situaciones de diseño, control y gestión de la infraestructura necesaria para el suministro de cantidades crecientes de electricidad de una forma más económica, confiable y segura. La generación de electricidad tuvo los primeros indicios de la automatización: en controlar la frecuencia y la fuente de potencia activa y reactiva. Consecutivamente, las redes de transmisión de energía lograron monitorearse y automatizarse, pero lamentablemente no se han aprovechado los beneficios para las redes de distribución.

Es cada vez más evidente que las redes de distribución están experimentando numerosos cambios debido a las reformas regulatorias [1], a las nuevas formas de consumo y exigencias de la calidad de la energía.

El reconocimiento general del estado eléctrico de la red bajo con diciones normales o de contingencia, es limitado por la falta

de información detallada y de notificaciones oportunas; implicando que la topología no esté alineada con su estado eléctrico real, a pesar de que las unidades terminales remotas (UTR) son instaladas en los lugares estratégicos para la monitorización y control de la red.

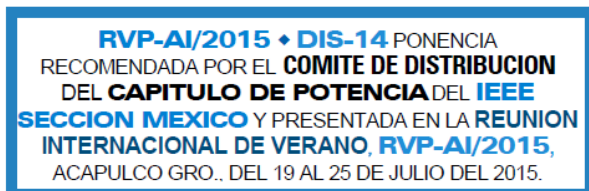
La solución ADMS es un software integral para la gestión de la red de distribución radial y débilmente malladas [2] en tiempo real; donde se presenta el estado estable de las condiciones eléctricas con fines de supervisión y operación de las actividades en la red y, mediante un conjunto completo de aplicaciones funcionales de análisis, ofrece la integración de la eficiencia energética, planeación, programación y respuesta a la demanda de energía eléctrica con los recursos disponibles, contribuyendo así a que la red sea operada eficientemente a un menor costo. ADMS proporciona la plataforma para enfrentar los presentes retos de la visión Smart Grid.

Schneider Electric es la empresa que tiene la licencia del ADMS y DMS-Group es la compañía creadora y líder en desarrollo de software de ingeniería en el área de redes de potencia. Es un producto único en su clase, el cual varias empresas de la industria eléctrica de todo el mundo avalan su calidad. La empresa ENEL es la principal referencia de aprovechamiento de los beneficios del ADMS, ya que es la mayor empresa italiana en el sector energético con amplia participación en el mercado Europeo y Latinoamericano [3]. La Fig. 1 expone los centros de control de distribución (CCD), donde el software está en funcionamiento.

## II. OBJETIVO Y REQUERIMIENTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN

Las actividades que normalmente se realizan en el CCD de Puebla Uno (con nomenclatura PBU) bajo condiciones estables de operación incluyen: la apertura y cierre de los equipos de protección y seccionamiento, el control y coordinación de las fuentes de generación y centros de carga, la autorización de libranzas para mantenimiento y el ajuste de las protecciones de la red contra fallas. En condiciones de contingencia, las actividades esencialmente son la localización de las fallas y establecer las alternativas para la restauración del suministro.

Requisitos informáticos y de comunicaciones fueron diseñados de tal manera que se tenga una jerarquía adecuada oportuna en la gestión de las redes de distribución [4]. Dicha tecnología está modularmente integrada con sistemas de control supervisorio y adquisición de datos SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), sistemas de información



geográfica GIS (Geographic Information System) y sistemas de construcción de subestaciones y diseño equipos eléctricos, el DNB (Distribution Network Builder). Éste último encargado del diseño de la red geográfica y de diagramas unifilares, trazar las conexiones con SCADA y la edición gráfica y alfanumérica de los variados equipos eléctricos usados para operar las redes.

El objetivo del proyecto de implementación del ADMS es crear una interfaz con un conjunto de herramientas integradas para la planeación y operación de la red de alta y media tensión (AT-MT) con la visibilidad del estado y carga en tiempo real para los CCD's de la DDCOR.

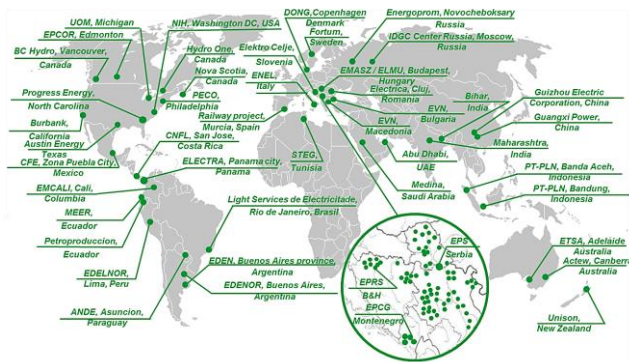


Fig. 1.- ADMS operando en más de 116 CCD del mundo [5]

### III. DESARROLLO DE LA ARQUITECTURA

La infraestructura del ADMS se conforma básicamente de seis máquinas, de las cuales cuatro son virtuales y dos conforman las estaciones físicas de trabajo. ADMS se compone de los siguientes servicios: el de tiempo real (Real Time Server), el de recuperación de información histórica (Historian Server) y el de desarrollo para entrada de datos y pruebas (Development Server). La información que se gestione en el ADMS formará parte de una base de datos relacional (BDR) con datos estáticos y dinámicos para crear el modelo de información común que representa la plataforma de la red, que abarque lo necesario para el correcto funcionamiento de las aplicaciones funcionales de análisis. Véase la Fig. 2.

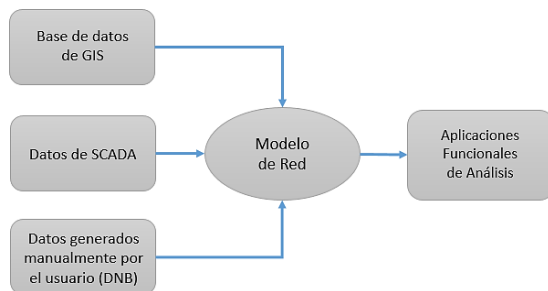


Fig. 2.- Entradas y salidas del modelo de red [5]

El entorno SCADA para el ADMS se compone del sistema OASyS DNA que representan un conjunto de servidores de aplicaciones para el tratar el enlace de la información telemedida y formará parte del QAS (Quality Assurance

System) y del PCS (Production Core System), sistemas para pruebas de calidad y fase productiva, respectivamente.

Se creó un modelo de importación de datos para tener acceso a la base de datos INFORMIX del Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución (SIGED), GIS de la CFE y así obtener el modelo geográfico de red de MT. Dicho modelo consiste en una serie de instrucciones en lenguaje SQL (Structured Query Language) y obtener también la información eléctrica requerida de subestaciones de potencia, interruptores, secciones de conductor aéreo y subterráneo, transformadores de distribución, fusibles, restauradores, equipos de seccionamiento y capacitores. La información incluye la MT hasta los buses de baja tensión (BT) de 0.120/0.240 kV. La Fig. 3, muestra el modelo de red de MT que está formado por 57 567 nodos, que describen lo siguiente:

- 40 transformadores AT/MT
- 141 alimentadores en MT
- 26 014 transformadores MT/BT
- 147 bancos de capacitores
- 4 087 fusibles de distribución
- 1 180 desconectores y restauradores (switchgear)
- 8 184 señales de SCADA

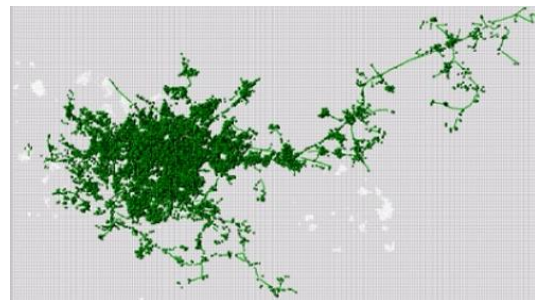


Fig. 3.- Modelo de red de MT de la ciudad de Puebla y área conurbada

La figura anterior es una ventana del DMD (Dynamic Mimic Diagram) que es la interfaz operacional multi-vistas en donde se tendrán todas las interacciones con el usuario, mostrando pantallas con gráficos, tablas, mediciones, indicación del estado de la topología de la red, el reconocimiento de las alarmas, etc.

### IV. APLICACIONES FUNCIONALES DE ANÁLISIS

Las herramientas constituyen la aplicación de las librerías de cálculo y algoritmos de ingeniería del ADMS para el modelo de red establecido que, al recibir las mediciones vía SCADA, se calcula de forma automática el estado eléctrico de la red en tiempo real [6]. Con la interacción de estas aplicaciones funcionales de análisis se llevan a cabo los estudios y formarán parte de la capacitación y entrenamiento para la gestión de la red. El ADMS implementado en la DDCOR, tiene la licencia de 11 aplicaciones funcionales de análisis de un total de 44.

#### A. Analizador Topológico

Proporciona diferentes tipos de visualizaciones y coloreados con base a la topología y a la conectividad de la red de los equipos de protección y seccionamiento.

### B. Elementos Temporales

Ofrece la posibilidad de introducir cambios al modelo de la red con el propósito de alterar temporalmente su conectividad.

### C. Índices de Desempeño

Evalúa el desempeño de la red y sus parámetros eléctricos globales. Indica los posibles problemas operativos basándose en los resultados del flujo de carga. Proporciona una idea del estado eléctrico de la red y ofrece una evaluación objetiva si son necesarios algunos cambios de estado (abierto o cerrado) en los equipos de seccionamiento para mejorar su funcionamiento.

### D. Rastreo

Detalla distintos coloreados en diversas trayectorias desde cualquier parte de la red ya sea aguas-abajo, marcando áreas de influencias de las derivaciones de los alimentadores; o bien, aguas-arriba hacia las fuentes de generación de energía.

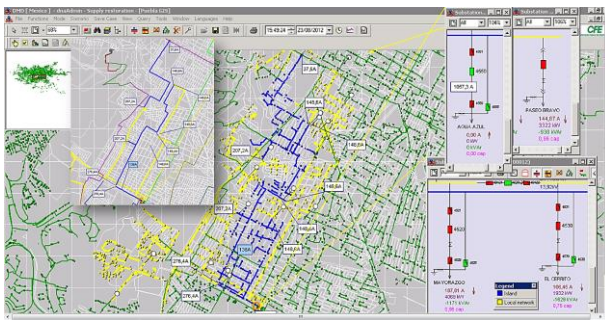


Fig. 4.- Multi-vistas de la topología de la red de distribución

### E. Cálculo de Falla

Facilita el cálculo de las corrientes y tensiones en los nodos y para todos los elementos de la red bajo condiciones específicas de fallas en paralelo. Se simula el punto de falla en cualquier parte de la red y se presentan los resultados de los parámetros en componentes de fases o de secuencia e indica las trayectorias desde el punto de falla hasta las fuentes de aportación.

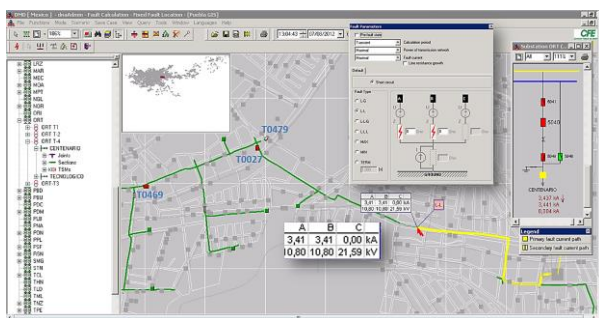


Fig. 5.- Vista de la trayectoria y valor de falla simulada

### F. Restauración Del Suministro

Sugiere planes de maniobras para los equipos de protección y seccionamiento involucrados en la restauración de una parte de red no energizada. Dichas alternativas de suministro son de acuerdo a la prioridad de los siguientes criterios: carga no restaurada, carga de reserva del alimentador, energía no abastecida, pérdidas de energía y caída de tensión [7]. La

aplicación revela una simulación rápida y simple de todas las variantes de suministro con sus desempeños correspondientes.

### G. Maniobra Bajo Carga

Simula el proceso de transferencia de carga de un alimentador (o parte de él) a otro adyacente sin interrumpir el suministro a ningún consumidor entre estos dos alimentadores, de la misma o de diferentes subestaciones AT/MT, con el fin de comprobar la posibilidad de realizar dicha conmutación en campo. Este escenario implica la aparición temporal de un lazo (la malla se cierra a través de la red de transmisión) en paralelo y, en algunos casos, las corrientes pueden exceder los valores nominales de operación de los equipos y de disparo de las protecciones de sobrecorriente. El resultado de esta aplicación es una lista que propone hacer anticipados cambios en las posiciones de tap de los transformadores AT/MT con el fin de minimizar la corriente en el lazo.

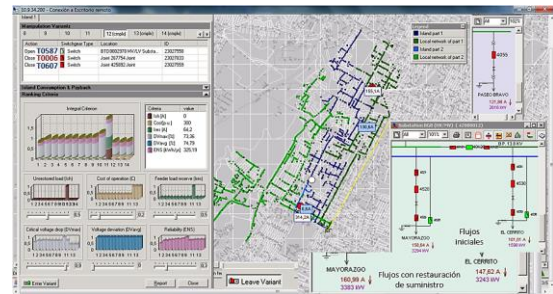


Fig. 6.- Alternativas de restauración del suministro

### H. Pérdidas de Energía

Proporciona la cantidad total de las pérdidas técnicas de energía en la red de distribución por un lapso específico. Ésta aplicación funcional permite la identificación de aquellas zonas críticas de la red con altas pérdidas de energía [8]. Se identificarán dos clases de pérdidas: las consideradas constantes (en los núcleos de hierro) y las dependientes (en el cobre) de la carga. Esta separación es importante porque las pérdidas dependientes de la carga, podrán reducirse mediante una acción preventiva en la red contra sobrecargas, condiciones inusuales de operación, falta de mantenimiento o mal diseño de la red; y las pérdidas constantes no pueden reducirse significativamente.

### I. Análisis de Confiabilidad

Estima los índices de confiabilidad que comúnmente se utilizan en las redes de distribución tomando en cuenta lo siguiente: la tasa de fallas de los elementos de la red, la duración de la interrupción del suministro y su disponibilidad, la frecuencia de fallas durante un año, el tiempo de interrupción para los consumidores mientras el elemento bajo falla es reparado y el tiempo para restaurar las fuentes de suministros (refiriéndose al nivel de automatización de los alimentadores).

Los reportes de salida son informes tabulares y coloreados topológicos de acuerdo con los índices: ENSI (Energy Not Supply Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) y CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).

### J. Flujo de Carga

Esta función analítica es, junto con el estimador de estado, la más importante del ADMS, ya que es la base de las restantes aplicaciones. El flujo de carga se utiliza para el cálculo y descripción del estado eléctrico de la red tanto en estado estable y en contingencia. El algoritmo de cálculo se representa por una técnica matemática del balance de flujo de potencia activa y reactiva, donde el suministro de potencia debe igualarse a la suma de las cargas más las pérdidas.

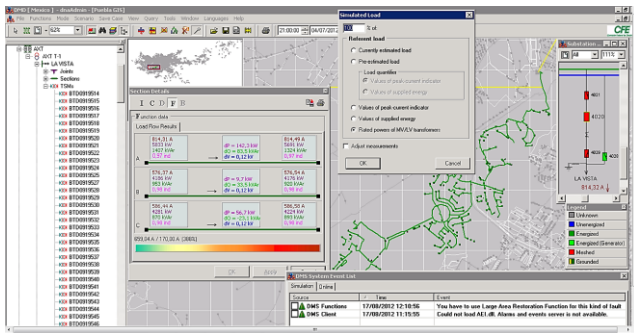


Fig. 7.- Vistas e índices de desempeño del flujo de carga

Este método pone énfasis en el modelado de nodos dispersos de generación, los nodos PV (potencia-voltaje), cargas distribuidas y desbalanceadas, tanto para líneas trifásicas y monofásicas a lo largo de la longitud de los alimentadores. Se trata de un proceso iterativo y se repite hasta llegar al criterio de convergencia requerido. El nodo raíz es el bus MT de la subestación para cada alimentador y será designado como un nodo compensador con tensión conocida tanto en magnitud y ángulo. La tensión para los restantes nodos será la misma al del nodo compensador y mediante el barrido progresivo se resuelve el sistema radial: aguas-abajo se calculan los voltajes nodales; y continuando con un barrido regresivo aguas-arriba se calculan las corrientes [9].

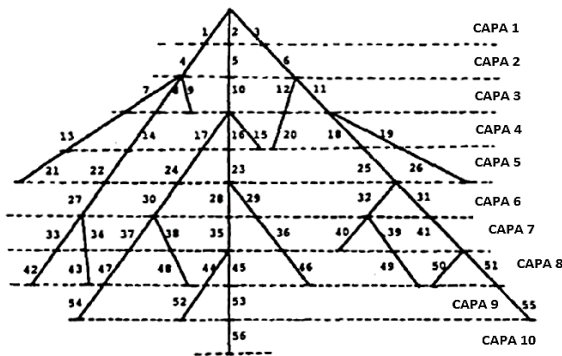


Fig. 8.- Ejemplo de flujo de carga: método barrido progresivo-regresivo [9]

### K. Estimador de Estado

Scheweppe definió a la estimación de estado como “un algoritmo de procesamiento de datos que convierte las mediciones redundantes y otra información disponible en un estimado del estado del sistema eléctrico” [10].

El estimador de estado se centra en conseguir, en pocos segundos, los estados y las mediciones disponibles de los

parámetros eléctricos de los equipos de seccionamiento con UTR's para la red controlada, en seguida procesa un conjunto de mediciones redundantes que permite estimar el estado de la red de distribución. Para ello utiliza las mediciones analógicas y estados digitales, la topología y características técnicas de la red y quizá algunas pseudo-mediciones (valores obtenidos basándose en datos históricos de perfiles diarios de carga). Si el conjunto de mediciones es suficiente en número y están bien distribuidas geográficamente, se proporcionará una estimación del estado del sistema y la red será segura y confiable para los análisis en tiempo real [11].

El algoritmo de consta de seis etapas: pre-estimación, verificación de mediciones, calibración de la carga, flujo de carga calculado, verificación de mediciones de voltaje y flujo de carga calculado.

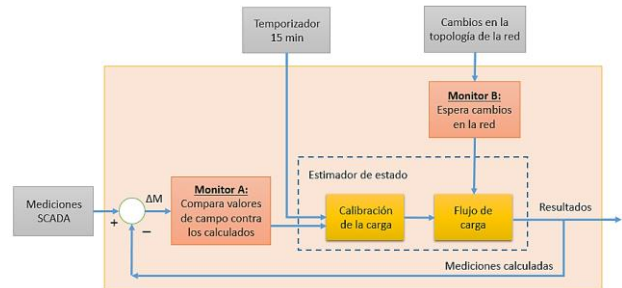


Fig. 9.- Algoritmo para la estimación de estado de la red [5]

El estimador de estado se considera como un ‘purificador de datos’ ya que, a pesar que las mediciones están relacionadas entre sí mediante las leyes que gobiernan los circuitos eléctricos [11], se detectan los errores de dichas mediciones por la inexactitud en la calibración de los medidores, el ruido de los canales de comunicación, el desbalance entre el acoplamiento de las fases, entre otros. Si hay redundancia (más mediciones que las necesarias) en el conjunto de las mediciones, se utiliza un proceso sistemático para la depuración de estas divergencias.

## V. CASO DE ESTUDIO

Se presenta un análisis de reducción de pérdidas técnicas de energía de seis alimentadores de 13.8 kV que corresponden a la subestación ‘Tonanzintla’ (con nomenclatura TNZ) y dos alimentadores más adjuntos de las subestaciones ‘Atlixcáyotl’ (con nomenclatura AXT) y ‘Poniente’ (con nomenclatura PON). Dichos alimentadores han tenido un nivel de pérdidas de energía que oscilaba entre 800 y 1800 MWhr anuales [12], representado a los alimentadores críticos desde hace dos años.

Se establecen los siguientes criterios técnicos como guías de optimización de alimentadores [13]: La regulación del voltaje en demanda máxima deberá tener una caída de tensión no mayor al 5% para circuitos urbanos y 7.5% para circuitos rurales, las pérdidas de potencia en demanda máxima no serán mayores del 2%, se recomienda una demanda máxima permisible de 5 MVA en alimentadores de 13.8 kV y compensar a factor de potencia de 0.95 atrasado.

Primero fue necesario realizar una identificación de las cargas, curvas de demandas y consumos típicos. Se hizo un diagnóstico de la red bajo análisis, manejando las siguientes

aplicaciones funcionales: *analizador topológico*, para distinguir a los alimentadores involucrados; *índices de desempeño*, para determinar los factores de utilización de los transformadores de potencia y conductores; *estimador de estado y flujo de carga* para calibrar, distribuir y visualizar el flujo de la carga y *rastreo* para determinar las trayectorias redundantes de flujo. Se usó la aplicación *pérdidas de energía* con un lapso que abarcó mediciones del año 2014.

Contando ya con la referencia de pérdidas de energía resultante del diagnóstico, se realizó la reconfiguración y optimización del flujo de carga de los alimentadores mediante transferencias y balanceo de cargas (procurando áreas de influencia ‘geográficas-eléctricas’ homogéneas), así como la ubicación y capacidad óptima de bancos de capacitores.

Adicionalmente, se llevaron a cabo simulaciones de obras necesarias en aquellas partes de la red mediante: ‘cortes de secciones de conductores’ para proponer enlaces entre circuitos, descartar sobrecargas y trayectorias redundantes; ‘jumpers’ para la toma de cargas y designación de nuevas trayectorias de flujo; además de la reubicación de equipos de seccionamientos y bancos de compensación reactiva. Esto se hizo con la herramienta de *elementos temporales* y *rastreo*. Con el DNB se verificó la topología de la red, las especificaciones técnicas de conductores y equipo eléctrico, conexiones de transformadores de distribución, entre otras características.

Los resultados de las corridas de flujo, la topología original y la propuesta de la red bajo estudio, se presentan en la Tabla I y Fig. 10 respectivamente.

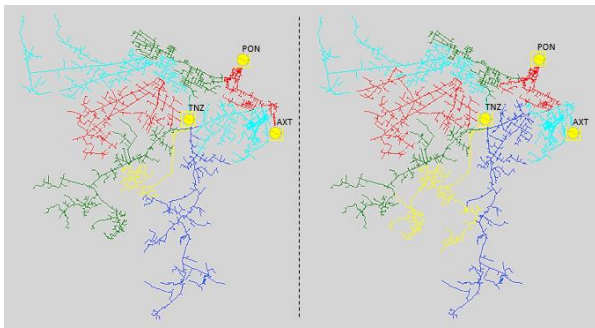


Fig. 10.- Topología inicial y reconfigurada de ocho alimentadores bajo estudio

Las obras simuladas reflejan lo siguiente: retiro de un banco de regulación en TNZ 4010, reubicación de un restaurador y puesta de un banco de capacitores en TNZ 4040, y construcción de 4.2 km de secciones de conductores en distintas ubicaciones

Tabla I.- Resultados del análisis de pérdidas técnicas de energía

Alimentador	Pérdidas de energía (MWhr-año)		
	Diagnóstico	Switching	Optimización
AXT 4010 Orión	560	398	386
PON 4480 Las Ánimas	159	159	134
TNZ 4010 Chipilo	595	529	433
TNZ 4020 San Andrés	485	462	520
TNZ 4030 Tonanzintla	176	69	82
TNZ 4040 Ocoyucan	30	47	37
TNZ 4050 Zacapechpan	520	575	293
TNZ 4060 Cholula	792	792	701
Total	3317	3031	2586

para la reconfiguración de la red. Haciendo la inversión anterior, habrá una reducción de pérdidas de hasta 731 MWhr.

A raíz de este tipo de estudios con información más precisa, se hace imprescindible elaborar análisis para reducir las pérdidas de energía y así minimizar tanto los costos de operación como los de inversión. A pesar de que se cuenta con mediciones en tiempo real, se recomienda realizar mediciones experimentales ya con la red configurada, a razón de validar los efectos, actualizar las bases de datos y revisar la normatividad y los catálogos técnicos de proveedores vigentes.

## VI. CONCLUSIONES

ADMS representa la más sofisticada solución para optimizar técnica y económicamente la gestión de la red de distribución. Han sido de diversa índole los beneficios alcanzados por la implementación del ADMS en el CCD de PBU, destacando:

- Formación y entrenamiento de los ingenieros encargados del diseño y la operación de la red.
- Optimización de las inversiones.
- Elaboración de análisis efectivos en la reducción de picos de demanda y pérdidas de energía.
- Reducción de los tiempos de desconexión.
- Incremento en la seguridad y confiabilidad en la planeación operativa en la red eléctrica.

ADMS provee una visión clara de las pérdidas técnicas de energía en la red y su reducción no sólo significa la disminución de costos directos, sino que implícitamente significa un mejor perfil de la tensión y el equilibrio de suministro de las cargas, aprovechando óptimamente la capacidad instalada de la red.

Conjuntamente, éste software ha sido el ‘juez eléctrico’ para verificar la calidad de digitalización del equipo eléctrico y líneas de las instalaciones en MT en el SIGED, ayudando a reducir los errores de captura y de conectividad eléctrica; por consecuencia, se mantiene la información confiable.

La modernización en las herramientas para la gestión de redes es imperativa y su implementación es altamente rentable, ya que sus costos son menores y los beneficios son cuantiosos en comparación con los costos de construcción, operación y mantenimiento de la red. La Fig. 11 muestra un análisis beneficio-costos (sin tasas de intereses ni depreciación) de la implementación de la automatización de las redes [14].

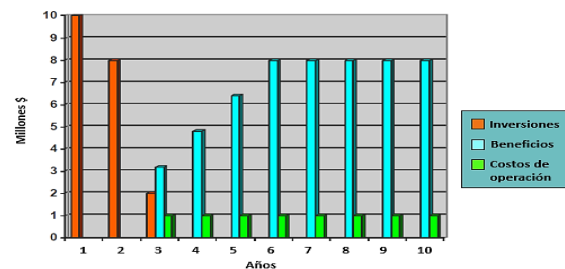


Fig. 11.- Beneficios y costos en un lapso de 10 años [14]

Se continúa trabajando para repercutir estos beneficios en las demás redes de distribución de los estados de Puebla, Tlaxcala

e Hidalgo. Se contempla adquirir otras aplicaciones funcionales de análisis: *reconfiguración de la red, protección mediante relevadores, automatización de la red y ubicación óptima de capacitores*; que contribuirán a más beneficios para la DDCOR.

Con la implementación del ADMS, la DDCOR está a la vanguardia tecnológica ofreciendo un servicio de calidad, y promueve la evolución en la forma de operar en todos sus CCD's, similares a los sistemas de gestión de energía EMS (Energy Management System) de los Centros de Control de Transmisión de Energía (CCE) de la CFE.

## VII. AGRADECIMIENTOS

Se agradece al equipo de trabajo de Schneider Electric, representados por Benito Vela (Sevilla, España) y Bojan Jovin (Novi Sad, Serbia). Asimismo, a los compañeros de trabajo de CFE que han apoyado al éxito del proyecto: Fermín Pérez, Nazario Castañeda y José Manuel Cristiani. Al Dr. Carlos Ramírez por su asesoría y a la Facultad de Ingeniería de la BUAP por el apoyo otorgado para presentar este artículo en la Vigésimoctava Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), Sección México.

## VIII. REFERENCIAS

- [1] Reforma Energética – Resumen Ejecutivo, México Gobierno de la República, 2014, pág. 12. Disponible en [http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Resumen\\_de\\_la\\_explicacion\\_de\\_la\\_Reforma\\_Energetica11.pdf](http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11.pdf).
- [2] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, pág. 754, Mayo de 1988.
- [3] ENEL, Company Profile, 2015, pp 1. Disponible en <https://www.enel.com/en-GB/>.
- [4] S. S. Venkata, A. Pahwa, R. E. Brown, R. D. Christie, "What Future Distribution Engineers Need to Learn", IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 1, pág. 20, Febrero de 2004.
- [5] ADMS Technical Specification Release 3.4, Schneider Electric, pp 202, 209, 215, 223, 232, 291,302, 326, 345, 379, 394 y 412, Abril de 2013.
- [6] D. Shirmohammadi, W. H. Edwin Liu, K. C. Lau, H. W. Hong, "Distribution Automation System with Real-Time Distribution System Analysis", IEEE, 1996.
- [7] D. S. Popovic, V. C. Strezoski, N. A. Katic, "A Risk Management Procedure for Supply Restoration in Distribution Networks", IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 1, Febrero de 2004.
- [8] D. Shirmohammadi, "Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, Abril de 1989.
- [9] C. S. Cheng, D. Shirmohammadi, "A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis", IEEE, Transactions on Power System, Vol. 10, No. 2, Mayo de 1995.
- [10] Wu F., "Power System State Estimation", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 12, No. 2, pp 80-87, Abril de 1990.

- [11] P. J. Zarco Perrián, A. Gómez Expósito, "Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, España, pág. 134, año 1999.
- [12] Departamento de Planeación, Zona Puebla Poniente de la CFE, base de datos consultada en marzo de 2014.
- [13] Guía Integral del Plan Rector de Distribución GD-P-GEN-GC-001 de la CFE, consultado en mayo de 2015.
- [14] DMS Software, Smart Grid Solution for Distribution Networks, Novi Sad Serbia, pp 39, 41-46, año 2011.



**Oscar Daniel Jiménez Alderete** nació en Chiapas, México. Es Ingeniero Electricista por el Instituto Tecnológico de Oaxaca. Consiguió el título de Maestro en Administración de Empresas por la Universidad de las Américas Puebla. Al presente, está cursando la Maestría en Ingeniería con especialidad de Sistemas Eléctricos de Potencia en la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla.

Se ha desempeñado en la industria eléctrica, trabajando principalmente en planeación, diseño y análisis de redes eléctricas.

Hoy, es Jefe de Oficina de Simulación Digital de la División de Distribución Centro Oriente de la CFE y sus áreas de interés son el modelado y simulación de sistemas eléctricos de potencia.



**Rubén Loredo Romero** es originario de San Luis Potosí, México. Obtuvo el título de Ingeniero Mecánico Electricista por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Asimismo, obtuvo el título de Maestro en Administración de Empresas y Liderazgo Desarrollador por la Universidad de las Américas. Cuenta con un diplomado en Administración de Calidad Total por el Instituto Tecnológico Autónomo de México.

Su experiencia profesional se halla en el diseño, construcción, y operación de sistemas eléctricos; además de los procesos de medición y comercialización de energía eléctrica.

Ha ocupado puestos claves en la CFE en las Divisiones Centro Sur, Sureste, Oriente y hoy en día es el Sub-Gerente de Distribución de la División Centro Oriente.



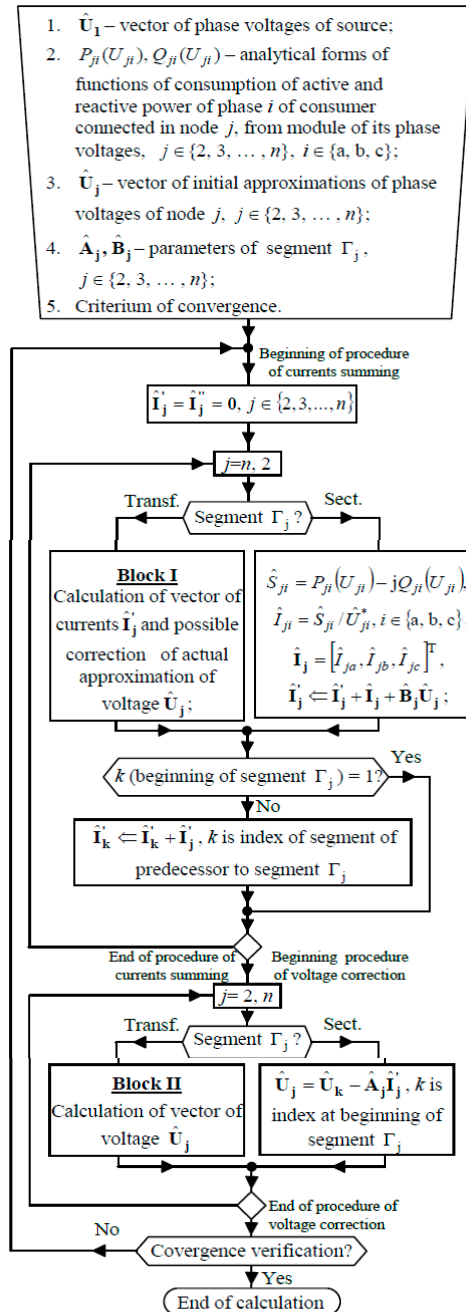
**Ignacio Mérida Cidoncha** es Ingeniero Industrial por la Universidad de Sevilla y tiene una Maestría en Dirección de Empresas por el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa.

Comenzó su carrera profesional en Telvent, ahora Schneider Electric, en el área de automatización de centros de control para distribución y transmisión de energía eléctrica, pasando posteriormente a dirigir los departamentos de distribución y transmisión eléctrica en México.

Actualmente ejerce la responsabilidad de Vicepresidente de Smart Grid IT dentro de la unidad de negocio de Energy, ofreciendo soporte a toda la geografía mundial a excepción de Norteamérica; actividad que le ha permitido liderar activamente los proyectos de ADMS y Smart Grid.



## Anexo 2.- Procedimiento de cálculo de flujo de potencia del ADMS, basado en el método iterativo de barrido progresivo regresivo





### Anexo 3.- Ejemplos de catálogos capturados en DNB de conductores y equipo eléctrico

Details ▼ 🔍 ✕

Name	<input type="text" value="ACSR336"/>
Allowed Temperature	<input type="text" value="75.000"/> [°C]
Conductor Material	<input type="text" value="Acsr"/>
Conductor Type	<input type="text" value="Overhead"/>
Cross Section	<input type="text" value="170"/> [mm <sup>2</sup> ]
Dynamic Rating	<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Remove"/>
Gmr	<input type="text" value="0.008"/> [m]
R	<input type="text" value="0.168"/> [Ω/km]
Rated Current	<input type="text" value="530.000"/> [A]
Thermal Constant Cool	<input type="text" value="600.000"/> [s]
Thermal Constant Heat	<input type="text" value="2600.000"/> [s]
Cost Per Unit	<input type="text" value="992.500"/> [\$]
Phase Count	<input type="text" value="1"/>
Rated Voltage	<input type="text" value="34.500"/> [kV]
Alias	<input type="text" value="ACSR336"/>
Custom Id	<input type="text" value="978a9006-b264-452a-a119-902f719049ea"/>

Details ▼ 🔍 ✕

Name	<input type="text" value="ACSR1C"/>
Allowed Temperature	<input type="text" value="75.000"/> [°C]
Conductor Material	<input type="text" value="Acsr"/>
Conductor Type	<input type="text" value="Overhead"/>
Cross Section	<input type="text" value="53"/> [mm <sup>2</sup> ]
Dynamic Rating	<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Remove"/>
Gmr	<input type="text" value="0.001"/> [m]
R	<input type="text" value="0.535"/> [Ω/km]
Rated Current	<input type="text" value="230.000"/> [A]
Thermal Constant Cool	<input type="text" value="600.000"/> [s]
Thermal Constant Heat	<input type="text" value="600.000"/> [s]
Cost Per Unit	<input type="text" value="10.000"/> [\$]
Phase Count	<input type="text" value="1"/>
Rated Voltage	<input type="text" value="34.500"/> [kV]
Alias	<input type="text" value=""/>
Custom Id	<input type="text" value="96a9cbea-e7aa-410a-9e43-8d8d442bba25"/>



Details ▾ 🔍 ✕

Name i VS

Height i 9.790 [m]

Neutral i

Phase Count i 3

X A i 0.561 [m]

X B i 1.247 [m]

X C i 1.932 [m]

X N i 0.000 [m]

Y A i 1.400 [m]

Y B i 1.400 [m]

Y C i 1.400 [m]

Y N i 0.000 [m]

Alias i VS

Custom Id i 9ceb04e1-80b0-40d3-aadb-d9a760a261c0

Details ▾ 🔍 ✕

Name i 7-C-600/35

Connection i Y

Rated Value i 600.000 [kVar]

Cost Per Unit i 0.000 [\$]

Phase Count i 3

Rated Voltage i 35.000 [kV]

Alias i v2 ID: 1281

Custom Id i 18685131-bd30-4693-8177-24459d927fb9



room - QARealTime ] PPCSNOP01\_TS5336ADMS\odjimenez - AOR Areas: AllZones, Uncovered

### Consumer Transformer Properties

- Winding 2
- Catalog Data
- Winding Catalog 1
  - Winding 1 Connection Type: D
  - Winding 1 Neutral Tap: 0
  - Winding 1 Number of Taps: 0
  - Winding 1 Rated S: 112.500 [kVA]
  - Winding 1 Tap Percent: 0.100 [%]
  - Winding 1 Rated U: 34.500 [kV]
- Winding Catalog 2
  - Winding 1 Rated S: 112.500 [kVA]
  - Winding 2 Connection Type: Y
  - Winding 2 Neutral Tap: 0
  - Winding 2 Number of Taps: 0
  - Winding 2 Tap Percent: 0.100 [%]
  - Winding 2 Rated U: 0.240 [kV]
- Winding Test 1-2
  - Winding Test Exciting Current: 0.400 [%]
  - Winding Test Leakage Imped...: 3.500 [%]
  - Winding Test Leakage Imped...: 3.500 [%]
  - Winding Test Leakage Imped...: 3.500 [%]
  - Winding Test Load Loss: 2.000 [kW]
  - Winding Test No Load Loss: 0.600 [kW]
  - Winding Test Phase Shift: 3
  - Winding Test Leakage Imped...: 3.500 [%]
- Load Flow Winding 1
- Load Flow Winding 2

Winding 1  
0.33 A  
18.1 kW  
8.3 kVAr

Winding 2  
47.67 A  
18.0 kW  
7.8 kVAr

47.67 A  
18.0 kW  
7.8 kVAr  
U 0.14 kV  
108.00 %  
V 0.24 kV