

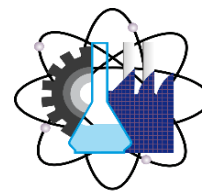


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE  
MORELOS**

---

---



Facultad de Ciencias  
Químicas e Ingeniería

**FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA**

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**METODOLOGÍA GENERAL PARA LA PLANEACIÓN Y  
OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN  
CONSIDERANDO LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

P R E S E N T A:

**GUSTAVO CANDELARIA LÓPEZ**

DIRECTOR DE TESIS INTERNO:

**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS**

DIRECTOR DE TESIS EXTERNO:

**DR. MIGUEL RAMÍREZ GONZÁLEZ**





Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
"1919-2019: en memoria del General Emiliano Zapata Salazar"

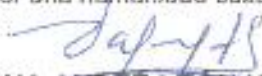
FORMATO T-2  
NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA  
Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 31 de octubre de 2019.

Dra. María del Carmen Torres Salazar  
Dr. Mario Acosta Flores  
Dra. Martha Roselia Contreras Valenzuela  
Dr. José Gerardo Vera Dimas  
Dr. Luis Cisneros Villalobos  
PROFESORES DE LA FCQeI  
PRESENTE

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la Comisión Revisora de la tesis que presenta el Ing. Gustavo Candelaria López titulada: METODOLOGÍA GENERAL PARA LA PLANEACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, realizada bajo la dirección del Dr. Luis Cisneros Villalobos en el Programa Educativo de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

ATENTAMENTE  
Por una humanidad culta



DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ  
DIRECTORA






DICTAMEN

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ  
DIRECTORA DE LA FCQeI

PRESENTE

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:

DICTAMEN

NOMBRE	VOTO	FIRMA
Dra. María del Carmen Torres Salazar	Aprobado	
Dr. Mario Acosta Flores	Aprobado	
Dra. Martha Roselia Contreras Valenzuela	Aprobado	
Dr. José Gerardo Vera Dimas	Aprobado	
Dr. Luis Cisneros Villalobos	APROBADO	

UA  
EM



## Dedicatorias

A Dios porque cada día me regala un aliento de vida, dándome la oportunidad de inventarme un nuevo amanecer de grandes retos, y enseñarme el gran valor que tiene la vida en compañía de los que me aman.

Dentro de mi recorrido por la vida me pude dar cuenta de que hay muchas cosas para las que soy bueno, encontré destrezas y habilidades que jamás pensé, se desarrollasen en mí; pero lo realmente importante es que pude descubrir que por más que disfrute trabajar solo, siempre obtendré un mejor resultado si lo realizo con la ayuda y compañía perfecta, que dentro del desarrollo de esta tesis se presentaron muchos momentos en los cuales pareciera que los deberes y compromisos fueran a acabar por completo con mi vida y mi existencia, pero también entendí en ese justo momento de dificultad, que la ayuda idónea, siempre llega justo a tiempo.

Dedico este trabajo a mi amada esposa Lorena, por su apoyo y ánimo que me brinda día con día para alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales. A mi adorado hijo Leonardo a quien siempre cuidaré para verlo hecho persona capaz y que puedan valerse por sí mismos

A mis padres Margarita López Hernández y Reyes Candelaria Nández † quienes me enseñaron los valores más importantes para mantenerme erguido a lo largo de la vida.

A mis hermanas (o) Virginia, Francisca, Nereida, Maria del Rosario, Martha Elva, Isabel y Juan Carlos y sobrinas (os) por ser parte de mi vida y estar conmigo apoyándome en cada éxito de mi vida.

A mis amigos Hebert, Alejandro de Jesús, Alejandro López, Carlos, Enrique, Alberto, por su amistad y apoyo incondicional en los momentos más críticos de la maestría.

A mis grandes amigas Liz, Sra. Blanca, Soco y Lulú por su apoyo incondicional, consejos y oraciones en el transcurso de la maestría y del desarrollo de la tesis.

## **Agradecimiento**

A la Universidad Autónoma del Estado de Morelos UAEM y la Facultad de Ciencias Químicas e Ingenierías FCQI, por el apoyo brindado durante mi estancia como alumno.

A los catedráticos de la Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica Dr. Cisneros, Dr. Outmane, Dr. Mario, Dr. Roy, Dr. Limón, Dr. Guadalupe, Dra. Viridiana, Dr. Gerardo, por su gran entusiasmo y apoyo en mi formación académica y desarrollo profesional.

Al M.T.I Alejandro López Martínez y el Dr. Miguel Ramirez, por su apoyo incondicional en el desarrollo de este trabajo de tesis, por enseñarme a crecer como ser humano y por su ejemplo de gran calidad humana.

A mis compañeros de maestría Alejandro de Jesús, Hebert, Alberto, Carlos, Enrique, Aristeo, Eduardo, Cosmos, Omar, por el gran apoyo y trabajo en equipo.

Al Ing. Edgar, Alejandro López, por su apoyo en la realización de este trabajo.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas hoy Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias y a su gran plantilla de investigadores y personal de apoyo, porque cobijó y atendió mis necesidades, enseñándome a trabajar y adquirir conocimientos, valorándome como ingeniero y ser humano a lo largo de los 20 años de vida profesional.

## Resumen

En este trabajo de tesis se presenta una metodología general para la planeación de las redes de distribución considerando la ubicación óptima de la generación distribuida (GD), con el fin de optimizar los recursos eléctricos existentes en las redes generales de distribución (RGD), mejorar la confiabilidad de las RGD y disminuir las pérdidas técnicas. Actualmente en las RGD ya existe interconectada GD Fotovoltaica (FV). Se considera un estudio para determinar la disponibilidad de alojamiento en los alimentadores de la GD en las RGD utilizando las herramientas synerGEE y DRIVE, así mismo se hace un estudio del crecimiento que se ha tenido en la GD FV a nivel nacional. Se desarrollaron tres programas para determinar la ubicación de la FV: el primero consiste en un método que identifica los buses más adecuados dentro de un sistema de distribución para interconectar un sistema de Generación Distribuida, en función de la reducción de pérdidas eléctricas y la capacidad total posible a instalar; en el segundo se comparan las pérdidas durante un lapso de tiempo entre una red sin FV y una red que contenga capacidad definida por el usuario y conectada a un nodo que también define el usuario; y el tercer programa consiste en un proceso que aumenta gradualmente la capacidad de SFV ya instalados en una red, y se detiene cuando alguno de los límites de tensión o corriente se sobrepasa. El trabajo de tesis incluye también la ubicación óptima de la GDFV en la RGD utilizando el algoritmo de optimización del murciélago con el objetivo de minimizar pérdidas, lo cual fue implementado con éxito en un alimentador IEEE 37 buses, ubicado en California, EU, con una tensión de 4.8 kV, donde se obtiene una reducción considerable en las pérdidas del sistema gracias a una ubicación apropiada de la GD. En general, la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD en los circuitos de distribución se realizó con apoyo de las herramientas OpenDSS y Matlab.

## Abstract

A general methodology for the planning of distribution networks is presented in this thesis work considering the optimal location of distributed generation (DG) for the purpose of optimizing the existing electrical resources in the general distribution networks (GDN), improving the reliability of the GDN, and decreasing the technical losses. Currently, PV (Photovoltaic) - DG is already interconnected to the GDN. A study to determine the availability of accommodation of DG in GDN feeders using synerGEE and DRIVE tools is considered here. Besides, an analysis of the historical growth of PV-DG in Mexico is also carried out. Three programs were developed to determine the location of PV-DG. The first one identifies the most suitable buses in a distribution system to interconnect a DG source based on the reduction of electrical losses and the available feeder capacity. In the second one, the losses over a period of time between a network without PV-DG and a network containing user-defined capacity and connected to a user-specified node are compared. Finally, a process that gradually increases the capacity of PV-DG already installed in a network and stops when any of the voltage or current limits are exceeded is involved in the third program. With the objective of electrical loss minimization, the thesis work also includes the optimal location of PV-DG in the GDN using the bat optimization algorithm, which was successfully implemented in an IEEE 37 bus feeder, located in California, USA, with a voltage of 4.8 kV, where a considerable reduction in system losses was obtained. In general, the evaluation of GD Hosting Capacity in the distribution circuits was carried out with the support of OpenDSS and Matlab software.



## Contenido

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción .....	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.3 Descripción del problema .....	2
1.4 Justificación .....	2
1.5 Objetivo General .....	3
1.5.1 Objetivo específico .....	3
1.6 Revisión de la literatura GD .....	3
1.6.1 Evolución histórica.....	3
1.7 Planificar un futuro distribuido .....	5
1.8 Pronóstico de carga.....	6
1.9 Generación distribuida solar en México.....	7
1.9.1 La generación distribuida y las redes generales de distribución. ....	8
1.10 Descripción del contenido de la tesis.....	9
<b>CAPÍTULO 2. PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD).....</b>	<b>11</b>
2.1 Introducción .....	11
2.2 Planificación tradicional y prácticas actuales .....	12
2.3 Planeación del sistema de distribución pasivo (PSDP).....	14
2.4 Planeación del sistema de distribución activo (PSDA).....	14
2.5 Evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución activo .....	16
2.5.1 Los Índices de confiabilidad .....	16
2.5.2 Índices estándar de confiabilidad por interrupciones sostenidas.....	18
2.6 Integración de la demanda.....	18
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA PROPUESTA .....</b>	<b>20</b>
3.1 Introducción .....	20
3.1.1 Periodo de planeación .....	22
3.1.2 Conjunto de restricciones .....	22
3.2 Análisis de algoritmo utilizados para el pronóstico de la demandas y penetración de la GD.....	23
3.2.1 Pronóstico de la demanda y GD.....	24

3.2.2	Resumen de métodos de pronóstico en redes activas .....	24
3.2.3	Métodos utilizando para solucionar problemas de planeación y GD. ....	30
<b>3.3</b>	<b>Descripción de la metodología propuesta para la planeación y ubicación óptima de la GD en las RGD .....</b>	<b>38</b>
3.3.1	Descripción del modelo.....	39
3.3.2	Algoritmo seleccionado .....	40
<b>CAPÍTULO 4. SISTEMA DE ESTUDIO .....</b>		<b>43</b>
<b>4.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>43</b>
<b>4.2</b>	<b>Descripción general del sistema .....</b>	<b>43</b>
4.2.1	Radiación solar en México .....	44
<b>4.3</b>	<b>Crecimiento de la GD en el sistema eléctrico Nacional .....</b>	<b>45</b>
<b>4.4</b>	<b>Capacidad de alojamiento en el sistema de distribución .....</b>	<b>49</b>
4.4.1	Procedimiento para evaluar la capacidad de alojamiento de GD.....	49
<b>CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA .....</b>		<b>67</b>
<b>5.1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>67</b>
<b>5.2</b>	<b>Modelado del sistema.....</b>	<b>68</b>
5.2.1	OpenDSS.....	68
5.2.2	OpenDSS como aplicación independiente .....	70
<b>5.3</b>	<b>Escenario de estudio .....</b>	<b>70</b>
<b>5.4</b>	<b>Alcance y limitaciones.....</b>	<b>71</b>
5.4.1	Alcance .....	71
5.4.2	Limitaciones .....	71
<b>5.5</b>	<b>Simulación y análisis de resultados .....</b>	<b>71</b>
5.5.1	Estudio y aspectos general del alimentador IEEE 37 BUS .....	71
5.5.2	Comportamiento instantáneo en estado estable.....	78
5.5.3	Comportamiento instantáneo en estado estable con SFV .....	80
5.5.4	Aplicación del programa 1 .....	81
5.5.5	Aplicación del programa 2 .....	85
5.5.6	Aplicación del programa 3 .....	88
5.5.7	Análisis de comparativo de ubicación de FV, por sección y algoritmo del murciélago. ....	91

<b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS</b> .....	<b>101</b>
<b>6.1 Conclusiones</b> .....	<b>101</b>
<b>6.2 Trabajos futuros</b> .....	<b>102</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>103</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>110</b>

## Índice de figuras

Figura 1.1. Potencia fotovoltaica mundial instalada hasta el 2018, en gigavatios (GW) [9][10]. .....	8
Figura 2.1. Marco conceptual de la planeación Integral del sistema de distribución PSDP [4]. .....	15
Figura 2.2. Red pasiva.....	17
Figura 2.3. Red activa.....	17
Figura 3.1. Diagrama de flujo o arquitectura del BA.....	42
Figura 4.1. Mapa de radiación solar de la República Mexicana .....	45
Figura 4.2. Mapa de las 16 Divisiones de Distribución .....	46
Figura 4.3. Solicitudes de GD en operación.....	47
Figura 4.4. Capacidad de GD instalada en kW .....	48
Figura 4.5. Proceso de selección de las demandas máxima y mínima .....	51
Figura 4.6. Formación del resumen de las demandas máxima y mínima registradas entre las 10:00 y las 16:00 h. ....	52
Figura 4.7. Analogía de operación de la fuente FV .....	55
Figura 4.8. Resumen de la demanda máxima entre las 10:00 y las 16:00 h sin la participación de las fuentes FV.....	55
Figura 4.9. Ejemplo de cálculo del multiplicador de carga.....	56
Figura 4.10. Resultados de los niveles de tensión del circuito en estudio .....	57
Figura 4.11. Ubicación de los archivos generados por el script DRIVE-MAI.py.....	60
Figura 4.12. Ubicación del archivo ejecutable de la herramienta DRIVE 1.1.....	61
Figura 4.13. Ubicación de los archivos generados por la herramienta DRIVE.....	62
Figura 4.14. Archivos con los resultados de la Capacidad de Alojamiento de GD, para los modos de generación y tamaño de las fuentes de GD. ....	64
Figura 4.15. Resumen de resultados en forma gráfica del modo de generación Distributed Small DER.....	65
Figura 5.1. Estructura OpenDSS.....	69
Figura 5.2. Modelo elementos en OpenDSS.....	70
Figura 5.3. Interfaz gráfica OpenDSS .....	70
Figura 5.4. Alimentador IEEE 37 Buses.....	72
Figura 5.5. Matrices de impedancia de las líneas ( $R + jX$ en $\Omega$ /milla).....	74

Figura 5.6. Matrices de capacitancia de las líneas (B en $\mu\text{S} / \text{milla}$ ).....	74
Figura 5.7. Diagrama de flujo; Programa 1 .....	82
Figura 5.8. Resultados que arroja el programa 1 .....	83
Figura 5.9. Resultados cuando se considera el transformador de interconexión .....	84
Figura 5.10. Diagrama de flujo; programa 2.....	85
Figura 5.11. Diagrama de flujo; programa 3.....	89
Figura 5.12. Datos de entrada para el programa 3.....	90
Figura 5.13. Tabla de resultados que arroja el programa 3.....	91
Figura 5.14. Diagrama de flujos del programa 4 .....	92
Figura 5.15. Resultados de ubicación por bus del FV .....	93

## Índice de tablas

Tabla 4.1 Capacidad Instalada de Generación Distribuida.....	46
Tabla 4.2 Ajustes de los límites de los criterios para la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución de las RGD de CFE Distribución. ....	62
Tabla 4.3 Resumen de resultado en forma tabular del modo de generación Distributed Small DER .....	65
Tabla 5.1 Datos del transformador del alimentador de prueba.....	72
Tabla 5.2 Datos de los reguladores del alimentador de prueba .....	73
Tabla 5.3 Datos de las líneas del alimentador de prueba.....	73
Tabla 5.4 Datos de las configuraciones de las líneas.....	74
Tabla 5.5 Datos de las cargas en el alimentador de prueba.....	75
Tabla 5.6 Evaluación de pérdidas en distintos escenarios .....	88
Tabla 5.7 Resultados de cada una de la muestras aplicando el algoritmo del murciélago ...	96
Tabla 5.8 Análisis de variables estadísticas.....	98
Tabla 5.9 Resultado de cada muestra para obtener el bus óptimo.....	99
Tabla 5.10 Comparativa de resultados .....	100

## Índice de gráficas

Gráfica 4.1 Se considera las solicitudes con las que no se cuenta la fecha de entrada en operación ponderada en el periodo (años) .....	47
Gráfica 4.2 Obtenida de la comisión reguladora de energía CRE .....	47
Gráfica 4.3 En la gráfica se considera la capacidad instalada de GD con las que no se cuente la fecha de entrada en operación ponderada en el periodo (años) .....	48
Gráfica 4.4 Obtenida de la comisión reguladora de energía CRE .....	48
Gráfica 4.5 Comportamiento de la demanda del circuito LPZ4115 en el periodo de operación de las fuentes FV. ....	50
Gráfica 4.6 Comportamiento de generación típica de una fuente FV. ....	53
Gráfica 4.7 Analogía de operación de la fuente FV .....	54
Gráfica 5.1 Curva Loadshape default de OpenDSS .....	76
Gráfica 5.2 Comportamiento de la temperatura a lo largo del día. ....	76
Gráfica 5.3 Curva de eficiencia de los inversores de los SFV .....	77
Gráfica 5.4 Curva potencia vs Temperatura.....	77
Gráfica 5.5 Curva de irradiación Solar .....	77
Gráfica 5.6 Comportamiento de la tensión al inicio del alimentador .....	78
Gráfica 5.7 Perfil de tensión.....	79
Gráfica 5.8 Comportamiento de tensión, bus 740 .....	79
Gráfica 5.9 Comportamiento de la tensión al inicio del alimentador con SFV.....	80
Gráfica 5.10 Perfil de tensión con SFV .....	81
Gráfica 5.11 Comportamiento de la tensión en el bus 740 con SFV .....	81
Gráfica 5.12 Pérdidas en 12 hrs .....	86
Gráfica 5.13 Pérdidas a lo largo de 24 hrs .....	87
Gráfica 5.14 Comportamiento de las pérdidas bajo diferentes escenarios .....	87
Gráfica 5.15 Muestras número 1.....	97
Gráfica 5.16 Muestras número 2.....	97
Gráfica 5.17 Muestras número 3.....	97
Gráfica 5.18 Muestras número 4.....	97
Gráfica 5.19 Muestras número 5.....	97
Gráfica 5.20 Muestras número 6.....	97
Gráfica 5.21 Muestras número 7.....	97

Gráfica 5.22 Muestras número 8.....	97
Gráfica 5.23 Muestras número 9.....	98
Gráfica 5.24 Muestras número 10.....	98
Gráfica 5.25 Promedio de las 10 muestras .....	98



## Nomenclatura

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>
DOF	Diario Oficial de la Federación
SENER	Secretaría de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
PRONACE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
RGDE	Redes Generales de Distribución Eléctrica
RGD	Redes Generales de Distribución
CFE	Comisión Federal de Electricidad
GD	Generación Distribuida
ISO	Operadores de Sistemas Independientes
GSD	Generación Solar Distribuida
DMED	Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
SED	Sistema Eléctrico de Distribución
PEMED	Procedimiento para la Elaboración del Mercado Eléctrico de Distribución
SIAD	Sistema Integral de Administración de la Distribución
DER's	Recursos Energéticos Distribuidos
PSDP	Planeación del Sistema de Distribución Pasivo
PSDA	Planeación del Sistema de Distribución Activo
ADN's	Redes de Distribución Activas
DSOs	Operadores del Sistema de Distribución
ADS	Sistema de Distribución Activos
W	Watts
Wh	Watt-hora
kV	Kilovolts
kVA	Kilovolts-Ampere
kVAR	Kilovoltamperio Reactivo
MVA	Megavolts Ampere
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
AI	Inteligencia Artificial
RNA	Redes Neuronales Artificiales
PSO	Optimización de Enjambre de Partículas

ACO	Optimización de Colonias de Hormigas
AIS	Sistemas Inmunitarios Artificiales
SA	Recocido Simulado
CAA	Colonia de Abejas Artificiales
MT	Media tensión
BT	Baja Tensión
Matlab	Laboratorio de Matrices
Python	Lenguaje de Programación Interpretado
BA	Algoritmo de Murciélago
CRE	Comisión Reguladora de Energía
ER	Energías Renovables
FV	Fotovoltaico
SFV	Sistema Fotovoltaico
PyMEs	Pequeña y Mediana Empresa
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
DRIVE	Integración de Recursos de Distribución y Estimación de Valor
SynerGEE	Software de Simulación y Análisis de Ingeniería para Redes de Distribución
PV	Fotovoltaicas
kW tot	Kilowatt total
OpenDSS	Software de Simulación de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica,
AC	Corriente Alterna
p.u.	Sistema por Unidad
hrs.	Horas
TAPs	Cambiador de Posición del Conmutador

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción

Ante la reciente reforma energética aprobada en México, publicado el 11 de enero de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, DOF: 15/12/2016 [1], existen múltiples políticas que establecer para asegurar una amplia competencia, así como una descentralización del sector. En este sentido, el proyecto de la tesis a desarrollar buscará aportar ideas para promover una buena metodología de la planeación y la optimización integral de las redes generales a partir de las mejores prácticas internacionales.

El sistema de distribución está alcanzando rápidamente puntos críticos mediante el cual la nueva generación distribuida y fuentes de energía renovables no pueden integrarse sin grandes inversiones y sin considerarlas en la planeación del crecimiento de las redes generales de distribución.

La planeación de largo plazo del sector eléctrico debe garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los sectores de la población, así como cumplir con los objetivos y metas planteadas para el desarrollo sustentable del país. Para ello, la Secretaría de Energía (SENER) coordina la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cuyos resultados se plasman anualmente en la Prospectiva del Sector Eléctrico, la cual se fundamenta en el Artículo 69 del reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

Dicha planeación incorpora aspectos esenciales, tales como el margen de reserva de capacidad de generación y la diversificación del portafolio de generación con una mayor participación de fuentes no fósiles. De manera coordinada, estos temas se encuentran delineados en la Estrategia Nacional de Energía y son congruentes con las estrategias y líneas de acción del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).

### 1.2 Antecedentes

La planificación en las Redes Generales de Distribución Eléctrica (RGDE) es uno de los problemas más importantes a los que se enfrenta la empresa distribuidora de México la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el mundo. Una buena planificación requiere resolver un problema difícil y con varias soluciones, de ahí los más de 40 años de historia de continuos esfuerzos y contribuciones para mejorar las soluciones. El continuo crecimiento de la demanda obliga al redimensionamiento y a la expansión de la red de distribución por su naturaleza y las

solicitudes de interconexión de la Generación distribuida (GD). Ésta tiene un perfil de demanda futura. La ya bien conocida desregularización del sector viene a complicar el problema debido a la mayor incertidumbre en la predicción del crecimiento.

Se ha prestado considerable atención a encontrar soluciones algorítmicas robustas para este tipo de problemas [2] y a su aplicación a la industria de energía eléctrica. La motivación de considerar enfoques heurísticos para resolver el problema viene de la posibilidad de introducir funciones objetivo complicadas para el mejor balance posible entre los costos de inversión de la red, costos de pérdidas, y costos de confiabilidad. Es importante tratar apropiadamente la planificación de expansión del sistema de distribución para encontrar el balance económico entre los costos de inversión y los costos de confiabilidad por penalización, establecidos como compensaciones por interrupciones y de energía no suministrada.

Los algoritmos de optimización tienen la tarea de seleccionar una alternativa de entre un conjunto muy grande de posibles conexiones entre cargas, tamaños de conductores, y opciones de reconfiguración de redes, usando métodos computacionales para encontrar la mejor alternativa dentro de un proceso iterativo. Literalmente docenas de algoritmos están disponibles. Un algoritmo exitoso debe generar y examinar de manera automática, al menos implícitamente, todas estas alternativas de combinación que se estudian en el sistema, no solo una porción. También debe tener la habilidad de respetar restricciones propias del problema.

### **1.3 Descripción del problema**

En la actualidad las redes generales de distribución (RGD) en México, en su planeación tradicional, no consideran la integración de la generación distribuida (GD), esto ocasiona un mayor costo económico en la infraestructura por parte del suministrador. Hoy en día, en las RGD ya existen interconectadas GD Fotovoltaica, el proyecto de tesis dará como resultado la ubicación óptima de la GD en las RGD.

### **1.4 Justificación**

El proyecto de tesis, buscará aportar ideas para desarrollar una metodología de la planeación y la expansión integral de las redes generales a partir de las mejores prácticas internacionales donde ya consideran las GD en su planeación.

Adicionalmente el desarrollo de este trabajo contribuirá a que los ingenieros analistas tengan una metodología para realizar los estudios de planeación de las RGD. Además, una buena planeación, evitará incurrir en costos excesivos relacionados con la construcción de

infraestructura en la RGD a un corto y mediano plazo y, tomar acciones de expansión o construcción de circuitos o subestaciones a largo plazo.

## **1.5 Objetivo General**

Obtener una metodología para asegurar la confiabilidad y operación eficiente de una red de distribución, considerando el crecimiento de la demanda y la ubicación óptima de la generación distribuida, cumpliendo con la ley de la industria eléctrica, políticas públicas y estándares nacionales e internacionales.

### **1.5.1 Objetivo específico**

Desarrollar una metodología para la expansión ordenada y económica de equipo de infraestructura que facilite el suministro de la demanda eléctrica futura y existente con un nivel aceptable de confiabilidad y calidad en el servicio, además de las solicitudes de interconexión al sistema eléctrico de distribución de la GD.

## **1.6 Revisión de la literatura GD**

Una de las tendencias en el suministro de la energía eléctrica es la generación distribuida también conocida como generación descentralizada o embebida, en general, se trata de proveer fuentes de potencia activa conectadas directamente a la red de distribución o en el punto de medición del usuario [3][4].

Actualmente, se están empleando distintas tecnologías, como generación térmica, energías renovables, celdas de combustible, entre otras. En comparación con los sistemas de potencia tradicionales centralizados, los sistemas basados en generación distribuida pueden reducir ampliamente las pérdidas en los alimentadores y las inversiones en redes de transmisión y distribución [5]. Estos sistemas permiten un soporte mutuo con la red macro, un mayor uso de los equipos y recursos disponibles y un suministro confiable con una mayor calidad, por lo tanto, se puede aumentar la eficiencia y la seguridad de la red.

### **1.6.1 Evolución histórica**

Los sistemas empleados como Fuentes de Energía Distribuida son plantas de generación de energía a pequeña escala (normalmente entre el rango de 3 kW a 10 MW) usadas para proporcionar una alternativa o una ayuda a las tradicionales centrales de generación eléctricas. Los sistemas Fuentes de Energía Distribuida pueden incluir los siguientes dispositivos o tecnologías:

- a. Energía solar fotovoltaica: la energía que se obtiene del sol. Las principales tecnologías son la solar fotovoltaica (aprovecha la luz del sol) y la solar térmica (aprovecha el calor del sol).
- b. Pequeños sistemas de Energía eólica: la energía que se obtiene del viento.
- c. Pila de combustible: Pila de combustible, también llamada célula de combustible o celda de combustible, es un dispositivo electroquímico en el cual un flujo continuo de combustible y oxidante sufren una reacción química controlada que da lugar a los productos y suministra directamente corriente eléctrica a un circuito externo.
- d. Cogeneración: Es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria).
- e. Microturbinas: Algunas grandes instalaciones utilizan generación de ciclo combinado. Normalmente estas consisten en una turbina de gas que hierva agua para actuar sobre una turbina de vapor en un ciclo de Rankine (ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia). El condensador del ciclo de vapor proporciona el calor para calentar el aire o un refrigerado por absorción. Las plantas de ciclo combinado tienen grandes eficiencias térmicas, a menudo sobrepasando el 85%.
- f. Biomasa y biogás: la energía que se extrae de materia orgánica.
- g. Bioetanol: combustible orgánico apto para la automoción que se logra mediante procesos de fermentación de productos vegetales.
- h. Biodiesel: combustible orgánico para automoción, entre otras aplicaciones, que se obtiene a partir de aceites vegetales.
- i. Vehículos eléctricos: una futura generación de vehículos eléctricos será capaz de entregar energía de su batería a la red de suministro de electricidad cuando se necesite. Esto podría ser una importante fuente de generación distribuida en el futuro.

El rápido desarrollo de las energías renovables ha influido de manera crucial en la evolución de los sistemas energéticos en todo el mundo en las últimas décadas. Éste viene motivado fundamentalmente por los esfuerzos para combatir el calentamiento global, que han conducido a la firma de diversos acuerdos internacionales en búsqueda de la descarbonización de las economías. El primer gran acuerdo fue el Protocolo de Kioto, firmado en 1997, que entró en vigor en febrero de 2005.

La reciente firma del Acuerdo de París, que supone un consenso de 195 países en la lucha contra el cambio climático, hace prever que los esfuerzos para reducir las emisiones de gases

de efecto invernadero se acentúen aún más en los próximos años. El sector eléctrico desempeña un papel muy relevante en la descarbonización de la economía. Según el World Energy Outlook 2015 de la Agencia Internacional de Energía, las energías renovables se consolidaron como la segunda fuente de generación eléctrica mundial en 2014, por detrás del carbón. En este mismo año, se alcanzó un récord de 130 GW de nueva capacidad renovable instalada.

Adicionalmente las energías renovables suelen caracterizarse por unos costos marginales de operación bajos (no sólo económicos sino globales incluyendo también los costos medioambientales).

La limitada capacidad de almacenamiento o de interconexión y la forma característica de la curva de demanda eléctrica (con diferencias de consumo entre las horas pico y variación según la época del año o día de la semana), no siempre encaja con la disponibilidad de la generación renovable, son algunos de los condicionantes técnicos que limitan las posibilidades de integración de las renovables en el sistema. En particular, tanto el perfil de la generación renovable como el de la demanda atendida por las redes de distribución y su baja simultaneidad hacen que el factor de utilización de las redes sea también bajo.

A su vez, con la alta penetración de las energías renovables, las unidades de producción gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad (al ser las encargadas principales de seguir la curva de carga a lo largo del día). Hoy, gracias al esfuerzo de todos los agentes, se han alcanzado unos niveles de integración de renovables impensables hace unos años. Pero la transición hacia una mayor participación de las tecnologías renovables variables o no gestionables requiere un nuevo diseño de las redes, de la operación y de la planificación de los futuros sistemas eléctricos, desde el punto de vista técnico y también económico. La regulación también debe evolucionar de acuerdo con las necesidades del sistema y los nuevos modelos de negocio.

### **1.7 Planificar un futuro distribuido**

Es imprescindible planificar proactivamente un futuro que genere una mayor cantidad de energía distribuida. Existe una tendencia en continuo crecimiento hacia una generación más cercana a los puntos de consumo, y el uso de energía renovable distribuida progresa tanto en los países desarrollados, como en desarrollo. En los países en desarrollo, principalmente, el uso de las energías renovables distribuidas es una herramienta que permite intensificar el acceso a la energía, especialmente en zonas rurales; en el caso de los países desarrollados, este uso se da en respuesta a la demanda de autosuficiencia y al deseo de contar con

electricidad más confiable para aquellos conectados a la red, por lo que está surgiendo un número cada vez mayor de 'prosumidores' (productor y consumidor). Este cambio requiere una planificación avanzada que incorpore una transición a nuevos modelos de negocio y diversos incentivos políticos, sin dejar de tomar en cuenta la expansión de instalaciones de energía solar en los tejados, la disminución de los costos de almacenamiento, el aumento de las medidas de eficiencia energética, el desarrollo de proyectos comunitarios de energía y la participación de una nueva industria de tecnología "inteligente". De igual forma, será necesario incrementar la inversión en infraestructura para así mantener y construir estructuras estables para la red, listas para integrar niveles altos de participación de las energías renovables. Se necesita una planificación integral de energía para acrecentar la investigación, el desarrollo y el despliegue de infraestructuras que habiliten recursos distribuidos, incluyendo el reforzamiento de las redes de energía eléctrica, almacenamiento de energía, respuesta a la demanda y las centrales eléctricas flexibles. En los países industrializados debe haber cabida para un cambio en la infraestructura; mientras que, en los países en desarrollo, el concepto de recursos distribuidos debe considerar la planificación y la inversión, en lugar de recurrir al ya tradicional modelo de conectar a todos a una red centralizada. Para proveer de una guía oportuna a los legisladores, deben desarrollarse herramientas que reflejen estas nuevas realidades de energía renovable y modelos de negocio cambiantes y que ayuden a planificar la integración de las energías renovables distribuidas, tanto en los países en desarrollo como en los industrializados. Asimismo, el sector privado debe planificar un panorama energético descentralizado, ya que el crecimiento acelerado y exponencial de la generación de electricidad renovable y de los recursos distribuidos viene tanto con oportunidades como con desafíos [6].

### **1.8 Pronóstico de carga**

El Pronóstico de carga ha sido una parte integral de la gestión de los mercados de energía eléctrica durante décadas. En consecuencia, las experiencias, las regulaciones, y la planificación de los servicios públicos y Operadores de Sistemas Independientes (ISO) son las consideraciones dominantes para la investigación y el desarrollo comercial en este campo. Debido a las reglas establecidas por ISO tendrán un impacto en el valor económico de la previsión de otras partes interesadas, como los propietarios-operadores, en el corto plazo los interesados primarios para las necesidades y planes de previsión son ISO. Los actores secundarios están viendo una mayor penetración fotovoltaico en sus alimentadores de distribución urbanas. Actualmente sólo unas pocas empresas de servicios públicos tienen



mecanismos de utilización para el pronóstico solar para la respuesta automática a la tensión local de las fluctuaciones causadas por la producción de energía solar variable. El crecimiento mundial de la energía solar fotovoltaica ha seguido una curva exponencial durante más de dos décadas. Durante este periodo de tiempo, ha evolucionado desde un nicho de mercado basado en aplicaciones de pequeña escala hasta convertirse en una fuente convencional de electricidad [7].

Cuando los sistemas fotovoltaicos se reconocieron por primera vez como una tecnología de energía renovable prometedora, se comenzaron a implementar programas de subvenciones (otorgamiento de dinero por parte del estado para la realización de diferentes proyectos) en diferentes países para proporcionar incentivos económicos a las inversiones. Durante varios años, el crecimiento fue principalmente conducido por Japón y varios países europeos pioneros como Alemania [8].

Como consecuencia, el costo de la energía solar fotovoltaica ha declinado significativamente debido a las mejoras en tecnología y economías de escala, sobre todo cuando la producción de módulos y células solares empezó a dispararse en China. Desde entonces, el despliegue de la fotovoltaica se está produciendo a cada vez mayor escala, particularmente en Asia pero también en América del Norte y otras regiones, donde la energía solar está compitiendo cada vez más con fuentes de energía convencional, al alcanzarse la paridad de red en aproximadamente 30 países respaldar las afirmaciones de este párrafo con las respectivas referencias. Como se muestra en la Figura 1.1.

## **1.9 Generación distribuida solar en México**

Actualmente, más de 60,000 viviendas mexicanas cuentan con energía solar, la más competitiva actualmente que supone un ahorro mensual de hasta el 95 % en la tarifa que pagan los usuarios residenciales. El estudio encargado a Price Waterhouse Coopers analizará elementos clave como el rol de las instituciones de gobierno y de las empresas productivas del Estado mexicano; la regulación relevante y sus implicaciones en la Generación Solar Distribuida (GSD); bases del mercado y programas de desarrollo del sector; lineamientos y requerimientos de los Certificados de Energía Limpia; criterios de interconexión y tarifas reguladas.

Se tratarán tres fases fundamentales: el marco regulatorio actual de México y las dinámicas del mercado para la GSD; documentación de las mejores prácticas en otros países, y análisis de costos y beneficios de una mayor instalación de techos solares y almacenamiento de baterías en México.

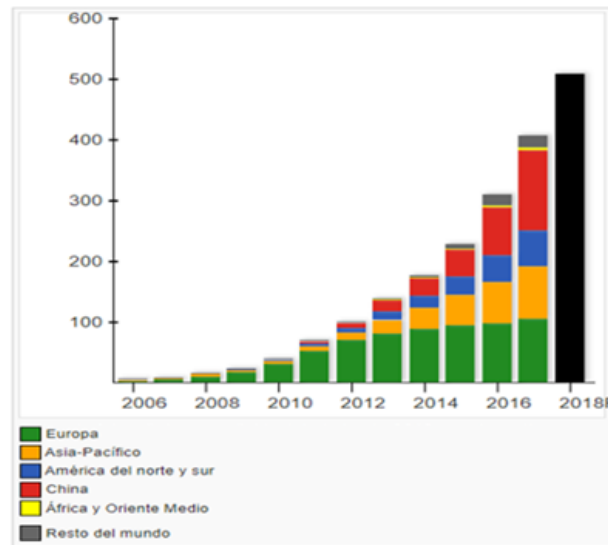


Figura 1.1. Potencia fotovoltaica mundial instalada hasta el 2018, en gigavatios (GW) [9][10].

### 1.9.1 La generación distribuida y las redes generales de distribución.

Debido a que la generación distribuida (GD) se conecta a la red general de distribución (RGD), cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasiona la generación distribuida en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios más importantes se centran en:

1. Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismos regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes etc.)
2. Las nuevas inversiones y la planificación de la distribución teniendo en cuenta la GD
3. Las potencias de cortocircuito en la red con GD
4. Los servicios complementarios en la red con GD (regulación frecuencia - potencia, black start, control tensión - reactiva)
5. Las pérdidas en la red con GD
6. La operación y explotación de red con GD
7. La seguridad del personal de mantenimiento con GD

### Ventajas y Desventajas

#### Ventajas

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables.

- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda.
- Mejora la fiabilidad del sistema.
- Mejora la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución

### **Desventajas**

- Existe aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos
  - Requiere un sistema de adquisición de datos más complejo.
  - Alto costo de inversión inicial.
  - La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo.

### **1.10 Descripción del contenido de la tesis**

A continuación, se describe el contenido de los capítulos de este trabajo de tesis:

**Capítulo 1**, proporciona un panorama general con introducción, descripción del trabajo, justificación, objetivos del trabajo y revisión de la literatura, descripción del contenido de los capítulos que se abordan en este trabajo.

**Capítulo 2**, describe las necesidades de suministro de energía eléctrica en los próximos años, donde es necesario tener una planeación ordenada del crecimiento de instalaciones eléctricas. Parte medular de éste es el estudio del comportamiento de las demandas esperadas de los usuarios, las cuales se pronostican mediante el Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución. La elaboración del Mercado Eléctrico de Distribución sigue una metodología que nos permite determinar las demandas esperadas, considera el análisis de su comportamiento histórico para obtener un pronóstico con alta certidumbre. Este pronóstico nos permite conocer las demandas futuras que deberán ser satisfechas y por consecuencia las instalaciones requeridas para ello.

**Capítulo 3**, se describe el desarrollo de la metodología de planeación para la ubicación óptima de la GD en las RGD, como debemos de optimizar de una mejor manera los recursos eléctricos existentes en una red de distribución, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y disminuir las pérdidas técnicas. Así mismo un resumen de los métodos de pronósticos que se utilizan actualmente.

**Capítulo 4**, se describe la evaluación de las energías renovables en México, un resumen del crecimiento que se ha tenido de la GD en las 16 divisiones que conforman la empresa distribuidora de energía en México, se realiza un estudio para determinar la capacidad de alojamiento de la GD en los alimentadores de las RGD.

**Capítulo 5**, se realiza estudio para determinar la ubicación óptima de la GD en un alimentador, se utiliza la simulación del caso ejemplo una red que consiste en un alimentador de la IEEE 37 buses ubicado en California, radial que parte de un transformador trifásico y que alimenta a distintas cargas puntuales que se encuentran repartidas a lo largo de dicho alimentador

**Capítulo 6**, presenta las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

Finalmente, se presenta la bibliografía utilizada en la realización de este trabajo de tesis.

## Capítulo 2. PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)

### 2.1 Introducción

Para satisfacer las necesidades de suministro de energía eléctrica en los próximos años, es necesario tener una planeación ordenada del crecimiento de instalaciones eléctricas. Parte medular de éste, es el estudio del comportamiento de las demandas esperadas de los usuarios, las cuales se pronostican mediante el Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución. La elaboración del Mercado Eléctrico de Distribución sigue una metodología que nos permite determinar las demandas esperadas, considera el análisis de su comportamiento histórico para obtener un pronóstico con alta certidumbre. Este pronóstico nos permite conocer las demandas futuras que deberán ser satisfechas y por consecuencia las instalaciones requeridas para ello. Los principales actores del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) son: Subestaciones, Bancos, Circuitos, usuarios importantes en media y alta tensión, para lo cual requerimos contar con información del comportamiento eléctrico de los mismos con un historial hasta por 7 años, de acuerdo al Procedimiento para la Elaboración del Mercado Eléctrico de Distribución (PEMED) [11].

Actualmente, el departamento de planeación de las redes generales de distribución de la CFE, cuenta con un Sistema Integral de Administración de la Distribución (SIAD), donde se encuentra el módulo de estudio, denominado: Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución (DMED) [12], a través de este módulo realiza una de las actividades principales para planificar la expansión de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. El estudio permite pronosticar el crecimiento de la carga espacialmente distribuida entre las subestaciones y circuitos de distribución.

Debido a las crecientes facilidades gubernamentales para generar energía eléctrica a través de la generación distribuida fotovoltaica y de interconexión a las redes generales de distribución, es necesario conocer el grado de penetración de este tipo de generación en las RGD para preparar los circuitos de distribución y dimensionar su capacidad de alojamiento por este tipo de energía.

Ante esta situación, es muy importante para el personal encargado de la planeación de las RGD contar con una herramienta de pronóstico de crecimiento de la generación distribuida fotovoltaica que les permita realizar evaluaciones sobre las características operativas de los circuitos de distribución para determinar la capacidad de integración de Centrales Eléctricas a

los circuitos de distribución, sin afectar las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad o sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y de las RGD.

## 2.2 Planificación tradicional y prácticas actuales

La Planeación de los Sistema de Distribución Tradicionales consiste fundamentalmente en resolver tres problemas:

- a. Programar la expansión de subestaciones de distribución
- b. Programar la expansión de alimentadores primarios (red troncal de los alimentadores) y;
- c. Diseñar el conjunto transformador de distribución-red secundaria.

En estos tres problemas están comprendidos otros, tales como: evaluación y mejoramiento de la confiabilidad, compensación de potencia reactiva, regulación del voltaje, coordinación de protecciones, normalización de equipos y pronóstico espacial de la carga. En las últimas décadas, el sistema de distribución ha sido impactado con la aparición de nuevas tecnologías y tendencias en las fuentes de generación. Primero aparecieron las fuentes de cogeneración a diésel que permitían generar cerca del cliente final de forma distribuida. Posteriormente, estas fuentes de cogeneración tradicionales emigraron al uso de fuentes renovables, particularmente fuentes fotovoltaicas.

A las fuentes de energía distribuida del tipo renovable interconectadas a las Redes Generales de Distribución (RGD), así como a otros tipos de recursos energéticos distribuidos como pilas o autos eléctricos, se les conoce como DER's (por sus siglas en inglés "Distributed Energy Resources").

La presencia de los DER's en la operación de las RGD, ha dado origen a diferentes impactos, algunos negativos como: Incremento de fluctuaciones de voltaje, aumento en los niveles de cortocircuito, presencia de flujos bidireccionales y desbalanceo de fases, descoordinación de los esquemas de protecciones del sistema, variación de las pérdidas en la RGD, intermitencia originada por las fuentes renovables, armónicos, disminución de la calidad de la energía, posible Incremento en pérdidas, etc.

Una expansión masiva y descontrolada de la penetración de los DER's en las RGD, provoca efectos adversos en su operación, los cuales no fueron previstos en la planeación a largo plazo de la red de distribución. Por otro lado, se requieren nuevas capacidades tecnológicas de comunicación y cómputo para operar en forma autónoma, ya sea en esquemas de isla o en coordinación con el distribuidor.

Los problemas fundamentales de la Planeación del Sistema de Distribución Pasivo (PSDP) son determinar: a) el tamaño y la localización de las subestaciones de distribución para una zona y su conexión al sistema de subtransmisión, b) la expansión de los alimentadores primarios que comprende refuerzos de alimentación existentes, construcción de nuevos alimentadores y reconfiguración de circuitos y c) los esquemas óptimos de configuración de transformadores de distribución y red secundaria.

Una parte fundamental de los sistemas computarizados la constituyen los bancos de datos en los que se incluye el gran volumen de información que se requiere para la planeación de la distribución. Asimismo, estos bancos de datos pueden considerar otras funciones de distribución como el control de la operación de la red, el control de obras, la planeación del mantenimiento, el mejoramiento de los sistemas de protección, la obtención de mapas de la red, entre otras. De tal modo, los sistemas computarizados constituyen una eficaz herramienta para los ingenieros de distribución, no solo en sus tareas de planeación sino también en el control de la operación y en el mantenimiento de los sistemas que llevan la energía eléctrica a los usuarios.

Las investigaciones sobre los métodos modernos de planeación empezaron hace varias décadas y han seguido desarrollándose, enfocándose al refinamiento de los métodos de solución computarizados, sobre todo para lograr aplicaciones prácticas, que es una de las principales necesidades de los modelos hasta la segunda mitad de la década de los 80's aproximadamente. En el entorno mundial, los sistemas de distribución pasivos están experimentando cambios trascendentales en su infraestructura eléctrica. Por ejemplo, la incorporación estratégica de fuentes de energía distribuida y renovable de alta penetración e intermitencia (DER; Distributed Energy Resources) y el uso de tecnologías modernas de comunicaciones y control.

Ante estos nuevos escenarios, se requiere de nuevos modelos, herramientas o mecanismos computacionales de planeación inspirados lingüística y biológicamente para el desarrollo de sistemas con capacidad de adaptación, generalización, descubrimiento y asociación en ambientes de operación altamente complejos, no lineales y variantes en el tiempo que incluyan funciones multiobjetivo de costo/beneficio. Elementos clave para enfrentar los retos actuales del proceso de planeación; operación, control y automatización de las nuevas redes de distribución de tipo activo y con inteligencia adquirida.

### **2.3 Planeación del sistema de distribución pasivo (PSDP)**

El objetivo que se pretende alcanzar con la planeación integral de los sistemas de distribución pasivos es encontrar el mejor diseño y la estrategia de inversión respectiva, para satisfacer la demanda futura de energía con la calidad y confiabilidad requerida [13].

En los siguientes incisos, se mencionan los principales problemas a resolver:

1. Expansión de la red de subtransmisión
2. Tamaño y localización espacial y temporal de subestaciones de distribución y alimentadores primarios.
3. Refuerzos de secciones de alimentador primario.
4. Configuraciones óptimas de alimentadores primarios.
5. Confiabilidad del sistema y puntos específicos.
6. Tamaño y localización de transformadores de distribución y diseño óptimo de la red secundaria.
7. Pronóstico de la carga.
8. Compensación reactiva.
9. Regulación de voltaje.
10. Esquemas de reducción de pérdidas.

La representación del sistema de distribución de la Figura 2.1, permitió modelar una serie de algoritmos derivados principalmente de la investigación de operaciones, asociados con el problema de localización de plantas para realizar estudios de planeación integral de las redes de distribución.

### **2.4 Planeación del sistema de distribución activo (PSDA)**

El sistema de distribución durante varias décadas, ha ido evolucionando, primero con la aparición de la cogeneración, es decir, la generación tradicional de electricidad cerca del cliente final de forma distribuida (GD). Posteriormente con la aparición de energías renovables y de la convergencia de diversas tecnologías habilitadoras para el Sistema Eléctrico de Distribución (SED). Actualmente, algunos países líderes con altos niveles de penetración de generación distribuida se les considera haber alcanzado la etapa de “integración de red reactiva [14], y con la integración a la red de distribución de tecnologías habilitadoras para administrarlas, ha dado origen a los conceptos de redes activas [15] y redes inteligentes [16].



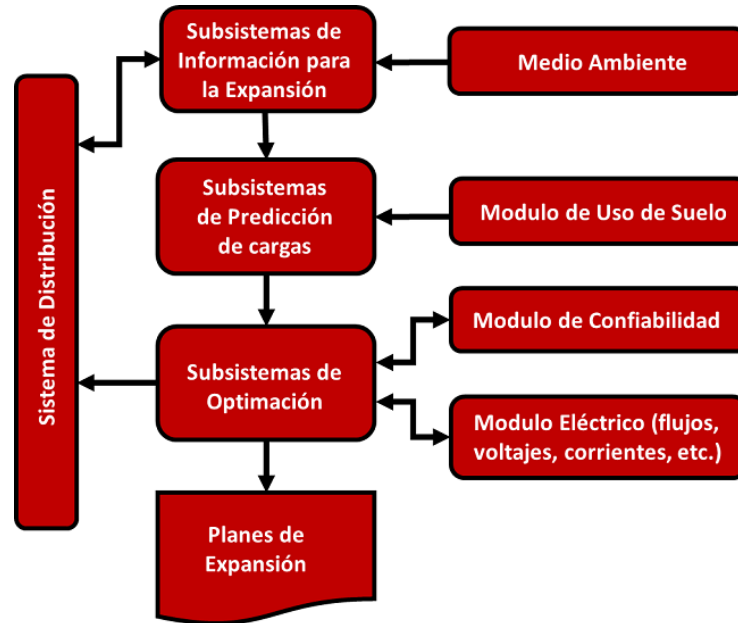


Figura 2.1. Marco conceptual de la planeación Integral del sistema de distribución PSDP [4].

Las Redes de distribución activas (ADNs, “Active Distribution Networks”) enfocan sus habilidades para controlar combinaciones de recursos energéticos distribuidos (DERs), como generadores, cargas y almacenamiento de energía. Los Operadores del sistema de distribución (DSOs), tienen la posibilidad de administrar el flujo eléctrico utilizando una topología de red flexible. Los DERs toman cierto grado de responsabilidad para soporte del sistema, que dependerá de un adecuado ambiente regulatorio y de acuerdos de conexión a la red [17].

La necesidad de una mayor flexibilidad del sistema eléctrico, los nuevos escenarios legislativos y económicos, el ahorro de energía y el impacto medioambiental, contribuyeron al desarrollo de la Generación Distribuida y su evolución hacia la administración de recursos distribuidos. activas. En este trabajo de tesis se presentan los modelos y métodos que se están utilizando a nivel internacional para realizar la planeación de las redes activas. Este análisis inicia con la revisión de los modelos y las formulaciones presentadas a partir de la segunda mitad de los años 80s y hasta la fecha. Si se desea realizar una revisión de años anteriores, la referencia [18][19] presenta una revisión exhaustiva de estos métodos y modelos.

La presencia de DERs en el SED ha dado origen a efectos significativos en su operación.

- Presencia de flujos bidireccionales.
- Aumento de la contribución de capacidad de cortocircuito.
- Incremento y fluctuaciones de voltaje.

- Modificación de los esquemas de protecciones del sistema y su coordinación.
- Variación de las pérdidas en las líneas.
- Intermitencia originada por las fuentes renovables.
- Armónicos
- Calidad de la energía.
- Desbalanceo de fases.
- Etc.

Una expansión masiva y descontrolada de DERs podría conducir a tener algunos de los efectos antes mencionados, los cuales no fueron previstos con anterioridad en la planeación tradicional a largo plazo de la red de distribución.

La planeación de la red de distribución activa se fundamenta en los métodos y modelos que utiliza la planeación de las redes de distribución pasivas. Las principales componentes (variables) que debe incluir la planeación de las redes de distribución activas, son las nuevas tecnologías de recursos distribuidos y tecnologías habilitadoras a la red de distribución, así como los efectos que ocasionan a la red.

La mayoría de métodos y modelos utilizados para resolver el problema de planeación de la red de distribución, se fundamenta en optimización matemática con algoritmos de investigación de operaciones, combinados con heurísticos.

## **2.5 Evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución activo**

Los Sistema de Distribución Activos (ADS) potencialmente ofrecen muchas ventajas de confiabilidad, el ADS será intrínsecamente más compleja en comparación con las tradicionales redes "pasivas. En las Figura 2.2 y Figura 2.3, se muestran algunas características principales de estas redes [13].

### **2.5.1 Los Índices de confiabilidad**

El rendimiento de los sistemas de distribución de energía cada vez más complejos a menudo es descrito por los índices de confiabilidad para los sistemas de distribución, así como los índices de desempeño y otras métricas para las tecnologías y recursos particulares. Los índices de confiabilidad estándar se describen brevemente.

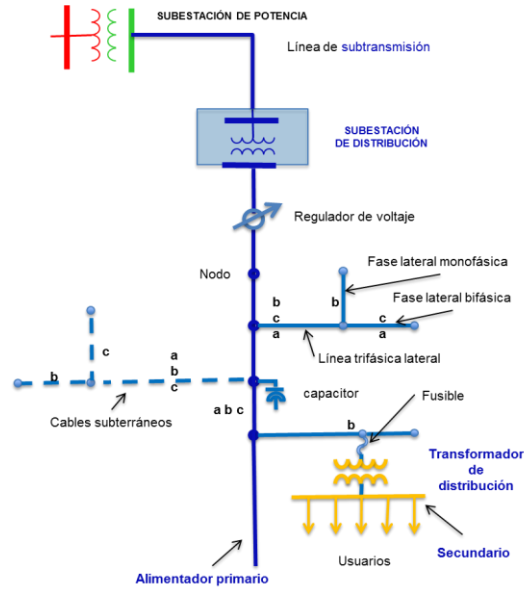


Figura 2.2. Red pasiva.

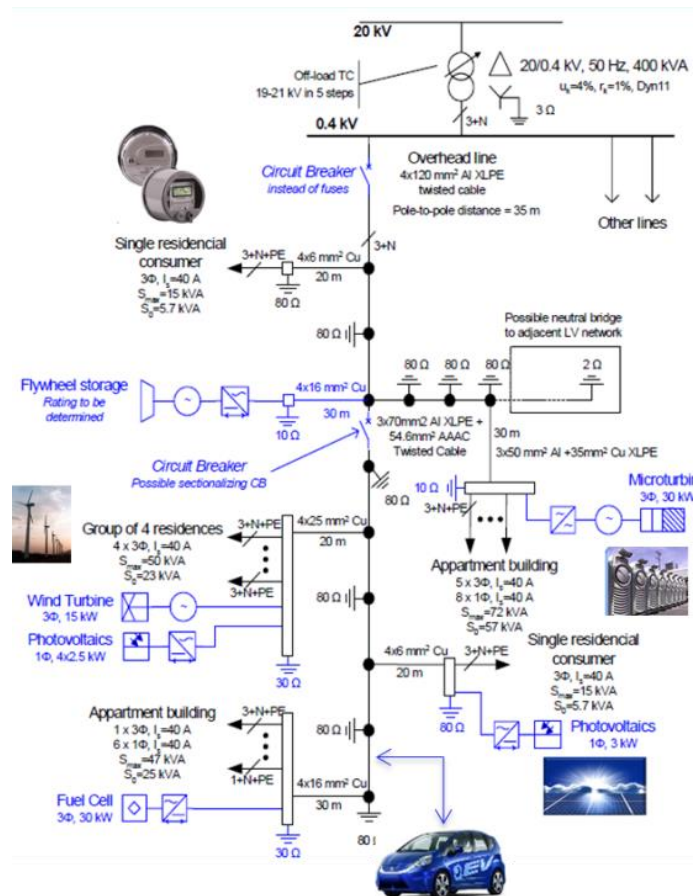


Figura 2.3. Red activa.

## 2.5.2 Índices estándar de confiabilidad por interrupciones sostenidas

IEEE Estándar 1366-2012 [20] define varios estándar índices para sostenido interrupciones (es decir, las interrupciones o cortes de energía). Una interrupción sostenida es, básicamente, cualquier interrupción de la corriente más larga que un periodo de tiempo predeterminado que por lo general requiere la intervención humana para restaurar la energía. El período de tiempo utilizado por los servicios públicos, por informar de tales interrupciones rangos de 1 a 5 minutos en diferentes países. Los índices reportados generalmente excluyen las grandes tormentas que dañan extensas partes del sistema de suministro eléctrico. Una descripción concisa se suministra aquí en los más comúnmente reportados índices:

- SAIFI: índice de frecuencia media de interrupciones del sistema.
- CAIFI: índice de frecuencia de interrupciones por cliente.
- SAIDI: Índice de duración de interrupciones promedio del sistema.
- CAIDI: Índice de duración de interrupción promedio del cliente =  $SAIDI / SAIFI$
- ASAI: Índice de disponibilidad de servicio promedio =  $1 - (SAIDI / 8760)$
- TIEPI: Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT.
- ASUI: Índice de no disponibilidad de servicio promedio
- ENS: Energía no suministrada por el sistema
- AENS: Energía promedio no suministrada por el sistema
- ACC: Índice de reducción promedio del cliente

## 2.6 Integración de la demanda

La distribución de electricidad está sufriendo en la actualidad una transformación fundamental, motivada por los cambios en los hábitos de consumo de los clientes conectados a la red.

La generación de electricidad mediante fuentes renovables distribuidas y la aparición de tecnologías de almacenamiento competitivas proporcionan a los consumidores finales las herramientas para mejorar su eficiencia energética, permitiendo al mismo tiempo una mayor autonomía a los mismos. Sin embargo, el hecho de contar con estas fuentes de energía distribuidas, si no se maneja de una manera coordinada, puede provocar grandes perturbaciones en la operación de la red y los mercados eléctricos, con los consiguientes impactos en la calidad del servicio y la robustez de la red.

Los cambios históricos en la demanda eléctrica, han sido solventados hasta ahora mediante la inversión en activos de generación, transmisión y distribución adicionales. Del mismo modo, mientras nuestra sociedad es cada vez más dependiente del suministro eléctrico y la presión

económica sobre los operadores de red se incrementa, las opciones para solventar estos impactos negativos en la red y los mercados son escasas si se siguen enfoques tradicionales. Todas estas transformaciones nos conducen al aumento de la complejidad y dinamismo de las redes de distribución, con una cantidad creciente de actores que influyen en su diseño y operación.

## Capítulo 3. METODOLOGÍA PROPUESTA

### 3.1 Introducción

Antes de realizar el desarrollo para la ubicación óptima de la GD en las RGD, debemos de optimizar de una mejor manera los recursos eléctricos existentes en una red de distribución, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y disminuir las pérdidas técnicas.

La Metodología de Segmentación permite utilizar la capacidad total instalada de las subestaciones de distribución de la zona, asegurando la continuidad del sistema a través de red la de distribución, en caso de falla de uno de los bancos de transformación de las subestaciones de la zona, lo cual es posible al realizar una reconfiguración sistemática de la red de media tensión, proponiendo y reubicando dispositivos de seccionamiento, lo que además permite una reducción significativa de pérdidas en el sistema de distribución y un diferimiento de inversiones en el corto plazo [21].

El crecimiento de la demanda en algunas zonas de distribución de la empresa distribuidora en México, ha provocado que se haya rebasado el concepto de capacidad firme de las subestaciones, dejando algunos alimentadores más cargados que otros. Así como el problema de desorden en la distribución de carga de los alimentadores. Esta problemática ocasiona que existan áreas con mayor demanda en el sistema de distribución.

La metodología de Segmentación aliviar esta problemática ya que utilizando la capacidad total de la zona se realiza una reconfiguración sistemática de la red de distribución que permite balancear la carga en la zona en estudio, además de mejorar la confiabilidad de la red y disminuir pérdidas técnicas, esta metodología se fundamenta en los siguientes principios:

Mantener la confiabilidad de la red de distribución ante la falla de algún banco de transformación.

- Asegurar que la red de distribución de la zona de estudio tiene la capacidad de reserva suficiente para tomar la carga del banco de transformación que sufrió la falla.
- Respalda la falla de un banco de transformación asegurando la alimentación emergente por medio de los alimentadores adyacentes.

La Metodología de Segmentación comprende cinco etapas:

1. Determinar el margen de capacidad disponible de la zona de estudio.
2. Evaluar el estado inicial de la zona en estudio.
  - ✓ Analizar la distribución de carga para cada alimentador.

- ✓ Realizar el estudio de análisis de flujos en alimentadores.
- 3. Alternar en la distribución geográfica los alimentadores de una misma subestación.
- 4. Balancear carga (reconfiguración):
  - ✓ Revisar la configuración de cada alimentador.
  - ✓ Reconfiguración entre alimentadores adyacentes de una misma o diferente subestación.
- 5. Segmentar cada alimentador.

Los beneficios que tiene la aplicación de la Metodología de Segmentación son:

- Balance de cargas
  - ✓ Reducción de pérdidas
  - ✓ Eliminación de cuellos de botellas
  - ✓ Mejorar la regulación de voltaje
- Operaciones de maniobras definidas para contingencias, licencias, etc., sin provocar sobrecargas en los alimentadores adyacentes
  - ✓ Reubicación de dispositivos de seccionamientos
  - ✓ Establecer los puntos de seccionamientos automáticos en los alimentadores
  - ✓ Flexibilidad en la operación en conjunto del sistema
  - ✓ Mejora la confiabilidad de la red de distribución
- Liberar capacidad de reserva para satisfacer la demanda en el corto plazo
  - ✓ Definir inversiones
  - ✓ Dejar atrás el concepto de capacidad firme
- Crecimiento de los alimentadores
  - ✓ Polos de desarrollo.
  - ✓ Desarrollo de servicios importantes en MT (Existentes y futuros).
  - ✓ Desarrollo normal.
  - ✓ Integración de recursos energéticos distribuidos (DER).

El problema de la expansión óptima de la GD en las redes de distribución activas consiste en analizar simultáneamente la ubicación de los DERs, subestaciones y alimentadores, así como su tamaño más conveniente, de manera que el suministro de energía eléctrica y el comportamiento de la red eléctrica sea adecuado, minimizando los costos de inversión, costos de operación, regulación de voltaje y de pérdidas, mientras se cumplan las restricciones

técnicas a lo largo del periodo de planeación. El problema de optimización es complejo, debido a que existe una gran cantidad de variables y de restricciones, además de la no linealidad de las funciones de costo y de las restricciones técnicas.

El objetivo principal es minimizar el valor presente neto de los costos, los que pueden incluir las siguientes combinaciones, de acuerdo al planteamiento hecho [22]:

1. costos de inversión (adicionales, refuerzos o remplazos de subestaciones y alimentadores), más los costos de pérdidas de energía;
2. costos de inversión y pérdidas de potencia;
3. costos de inversión, costos de pérdidas y de confiabilidad;
4. costos totales (fijos y variables): costos de inversión, costos de pérdidas, costos de confiabilidad, costos de operación y mantenimiento; y
5. costos totales menos ingresos totales.

### 3.1.1 Periodo de planeación

Según el modelo, el problema de optimización puede ser: 1) estático, también conocido como, de un solo periodo, que determina los requisitos de la planeación en una sola etapa; o 2) dinámico, que también es llamado, multietapa, que determina los requisitos de la planeación en planes de expansión sucesivos sobre varios periodos de planeación (estados), lo cual representa el curso natural de la progresión. Se ofrecen resultados más útiles por el enfoque dinámico, que es más difícil de resolver debido a la interdependencia entre etapas.

### 3.1.2 Conjunto de restricciones

El conjunto de restricciones asegura que el conjunto de soluciones sea operacional y factible en el sentido de que la solución óptima obtenida satisfaga el conjunto de criterios técnicos.

### Ecuaciones de balance de potencia

La primera ley de Kirchhoff debe ser satisfecha para cada nodo del sistema de potencia, así que las condiciones del balance de potencia deben ser conocidas. Los requerimientos de la carga son entonces modelados por las siguientes ecuaciones, para cada nodo  $i$ , ecuación 3.1 [23].

$$\sum_{i \in \Omega_{rn,t}} N_{rn} + \sum_{i \in \Omega_{cs,t}} N_{cs} + \sum_t \sum_i \sum_{i_j \in \Omega_{l,t}} P_{ijt} - \sum_{i \in \Omega_{L,t}} L_{nd} = 0 \quad (3.1)$$



La demanda y las pérdidas de energía en el sistema, durante el periodo  $t$ , deben ser suministradas por las fuentes convencionales y renovables. Este requerimiento, de balance de energía total, es indirectamente satisfecho por las restricciones existentes.

### Limitaciones especiales

La máxima capacidad que es posible instalar de cualquier tipo de generación se incluye en el modelo a través de las siguientes desigualdades, ecuaciones 3.2 y 3.3:

$$N_{rn,i} \leq N_{rn \max,i} \quad i \in \Omega_{rn,i} \quad (3.2)$$

$$N_{c,i} \leq N_{c \max,i} \quad i \in \Omega_c \quad (3.3)$$

Dónde:  $N_{rn \max,i}$  y  $N_{c \max,i}$  son los límites máximos para unidades convencionales y renovables en el nodo  $i$ . La potencia instalada y la capacidad de energía para fuentes de almacenamiento deben de estar también relacionadas. En este caso, sin embargo, las limitaciones son debidas al balance de la carga. Sus valores deben ser mayores que lo necesario para balancear la carga. Las fuentes renovables son intermitentes. El factor de capacidad  $F$  da información del promedio de potencia disponible, pero es posible que las unidades renovables no estén disponibles durante el periodo  $t$ . En este caso, las otras fuentes restantes deben suministrar la demanda. Esto significa que las fuentes convencionales deben tener suficiente capacidad para generar toda la energía requerida durante el periodo  $t$ . La capacidad máxima de transporte de las líneas de conexión  $P_{\max ij}$  está incluida en el modelo para cada posible nueva ruta  $ij$  mediante la ecuación 3.4:

$$P_{c ij} \leq P_{\max ij} \quad ij \in \Omega_t \quad (3.4)$$

Dónde:  $P_{\max ij}$  es la capacidad máxima del medio de transporte de energía  $ij$ .

### 3.2 Análisis de algoritmo utilizados para el pronóstico de la demandas y penetración de la GD.

En varios países del mundo se tienen diversas formas de establecer un pronóstico de la demanda de electricidad, ventajas y desventajas que presentan además de estimar el grado de precisión de pronóstico y es fundamentalmente conocerlos para poder seleccionar el método más apropiado que contribuya a una acertada toma de decisiones, teniendo en cuenta que errores en pronóstico representa altos costos económico para la empresa de energía. Con la información proporcionada por el estudio de pronóstico de demanda de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo, los operadores pueden tomar decisiones en despacho óptimo de

flujos de carga óptima, programas de mantenimiento, compra de combustible, análisis de la confiabilidad y seguridad de operación. Para el caso de pronóstico a largo plazo es indispensable para construcción y ampliación de nuevas unidades de generación, así como la determinación de los precios y sus políticas de regulación. Por lo tanto, un buen estudio de pronóstico de demanda de energía eléctrica, es necesario para la operación económica y segura del sistema [24][25]. El pronóstico de la demanda de energía eléctrica puede ser de dos formas, energía eléctrica (utiliza demanda de electricidad en unidades de Wh) y potencia eléctrica (Demanda eléctrica en unidades de W).

El objetivo principal del sistema eléctrico de potencia es suministrar el servicio de energía de manera continua, segura y confiable, por esta razón debe adaptarse continuamente a la demanda. Sin embargo, los sistemas eléctricos no son sistemas adaptativos, y para suplir dicha demanda requiere contar con un estimado del valor demandado por dicho sistema para poder realizar las modificaciones y cumplir con las exigencias del servicio.

### **3.2.1 Pronóstico de la demanda y GD**

Las Metodologías de pronóstico de demanda incluyen tendencias históricas, extrapolación de datos de carga histórica, estudios socio-económicos, modelos macroeconómicos, datos meteorológicos y demanda espacial del pronóstico de carga. Los pronósticos tienden a basarse también en una información recopilada por crecimiento de las ciudades o territorios. Algunas empresas emplean métodos estadísticos y escenarios para el crecimiento de la carga futura, para optimizar los pronósticos desarrollados. La predicción de datos futuros desde la perspectiva económica es importante porque se utiliza para optimizar la asignación de la energía en el tiempo, bajo la premisa de que cualquier mejora en la disminución del error de pronóstico representa una mejora en el excedente del consumidor. En la actualidad opciones integradas de generación y demanda no son incluidas en el pronóstico de carga. La falta de modelos de pronósticos que consideren la generación distribuida, compromete la exactitud de la proyección de demanda y podría ser un obstáculo para poder planificar las redes activas [26].

### **3.2.2 Resumen de métodos de pronóstico en redes activas**

El pronóstico de la demanda actualmente es muy variable, lo cual implica un problema de optimización estocástico. La expansión de la generación es formulada cómo un problema de optimización del costo de la red [27]. Los escenarios de la planificación son considerados debidos a la demanda, la estocasticidad de las fuentes de energía renovables y los diferentes

componentes de la red. El método bietapa es utilizado para la solución del problema estocástico [28].

El modelo de planificación contempla la inclusión de generación distribuida (GD), la cual puede ser generación por medio de fuentes de energía renovable, como son las turbinas eólicas o los generadores fotovoltaicos, lo que con lleva a tener incertidumbre en la generación, debido a la aleatoriedad del recurso primario de estas fuentes. Diferentes metodologías han sido propuestas en la literatura para la solución óptima de redes de distribución, obteniendo la localización y dimensionado óptimos de los generadores a instalarse. Se integra en el modelo la estocasticidad de las fuentes de energía eléctrica producida por turbinas eólicas y las fotovoltaicas, debido a que son una de las tecnologías más conocidas y de mayor auge. La integración de tales recursos dentro de los sistemas de potencia presenta un reto para los operadores y planificadores. Esto es debido a la incertidumbre y variabilidad de la energía eólica, ya que la potencia generada depende de la velocidad del viento y la fotovoltaica del sol. La estocasticidad o incertidumbre se debe generalmente a la carencia de datos fiables, errores en las mediciones o simplemente por tratarse de parámetros que representan información sobre el futuro [27].

#### **A. Horizonte de tiempo**

El horizonte de tiempo de la planeación se define en función del tipo de acción requerida para el funcionamiento óptimo de las RGD, y se lo clasifica en horizontes de Corto (1 día a 5 años), Mediano (5 a 10 años) y Largo plazo (10 a 20 años), aunque esto depende de las condiciones y regulaciones de cada país. El pronóstico a largo plazo comprende actividades de inversión (expansión) de infraestructura para las RGD.

#### **B. Dinámico y estático**

También se puede clasificar al planeamiento del sistema en Estático y Dinámico. Un planeamiento estático resuelve el problema para un único horizonte de tiempo respondiendo preguntas como: ¿qué elementos se deben adicionar? ¿dónde se debe adicionar infraestructura?, ¿cuántos elementos se deben instalar?, sin considerar el tiempo como una variable de decisión. Por otra parte, un planeamiento dinámico responde además a la pregunta de ¿cuándo sería necesario llevar a cabo los diferentes cambios en la infraestructura de la RGD dentro del horizonte de estudio?, es decir, el tiempo es una variable influyente en la toma de decisiones [25].

### C. Tipo de demanda eléctrica

*Demanda o carga máxima:* Corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema o instalación en un período de trabajo previamente establecido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema [29][30].

*Demanda Máxima no coincidente y Demanda Diversificada:* El análisis de un alimentador se debe realizar a demanda máxima, por ser las condiciones más severas de carga y caída de tensión que se podrán esperar en un alimentador. Esta demanda máxima del alimentador es menor a la suma de demanda máxima del conjunto de cada una de las cargas conectadas al alimentador, porque no todas las cargas conectadas tienen a la misma hora la demanda máxima [29][30].

Se define la *demanda máxima no coincidente* de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas [29][30].

La demanda *máxima diversificada o coincidente:* Es la relación entre las sumatorias de las demandas individuales del conjunto en un tiempo determinado entre el número de cargas.

*Carga instalada o Energía:* Es la suma de potencias nominales de aparatos y equipos de consumo que se encuentran conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW [29][30].

*Capacidad instalada o Potencia:* Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema [29][30].

### D. Técnicas matemáticas

Las siguientes técnicas matemáticas se consideran: Los métodos estadísticos que son procedimientos para manejar datos cuantitativos y cualitativos mediante técnicas de recolección, recuento, presentación, descripción y análisis. Los métodos estadísticos permiten comprobar hipótesis o establecer relaciones de causalidad en un determinado fenómeno.

- En estadística, el análisis de la regresión es un proceso estadístico para estimar las relaciones entre variables. Incluye muchas técnicas para el modelado y análisis de diversas variables, cuando la atención se centra en la relación entre una variable dependiente y una o más variables independientes (o predictoras). Más específicamente, el análisis de regresión ayuda a entender cómo el valor de la variable

dependiente varía al cambiar el valor de una de las variables independientes, manteniendo el valor de las otras variables independientes fijas.

- Por serie de tiempo nos referimos a datos estadísticos que se recopilan, observan o registran en intervalos de tiempo regulares (diario, semanal, semestral, anual, entre otros).

## E. Series de Tiempo

### a. Requisitos de Estadística Descriptiva:

- ✓ Media, Mediana
- ✓ Desviación estándar
- ✓ Regresión lineal

### b. Qué es una serie de tiempo

- ✓ Componentes de la Serie de Tiempo (tipos de variación):
  - Tendencia secular
  - Variación estacional
  - Variación cíclica
  - Variación irregular
- ✓ Tendencia de una serie
  - Lineal
  - No lineal
- ✓ Métodos de Suavizamiento de la Serie
  - Promedios móviles
  - Promedios móviles ponderados
  - Suavizamiento exponencial
- ✓ Pronósticos y su precisión
  - Promedios móviles
  - Promedios móviles ponderados
  - Suavizamiento exponencial
- En teoría de la probabilidad y estadística, la distribución de probabilidad de una variable aleatoria es una función que asigna a cada suceso definido sobre la variable la probabilidad de que dicho suceso ocurra. La distribución de probabilidad está definida sobre el conjunto de todos los sucesos y cada uno de los sucesos es el rango de valores de la variable aleatoria. También puede decirse que tiene una relación estrecha

con las distribuciones de frecuencia. De hecho, una distribución de probabilidades puede comprenderse como una frecuencia teórica, ya que describe cómo se espera que varíen los resultados.

## F. Inteligencia artificial

La inteligencia artificial (Artificial Intelligence, o *AI*) es la simulación de procesos de inteligencia humana por parte de máquinas, especialmente sistemas informáticos. Estos procesos incluyen el aprendizaje (la adquisición de información y reglas para el uso de la información), el razonamiento (usando las reglas para llegar a conclusiones aproximadas o definitivas) y la autocorrección [31][32][33].

- *Las redes neuronales* (también conocidas como *sistemas conexionistas*) son un modelo computacional basado en un gran conjunto de unidades neuronales simples (neuronas artificiales) de forma aproximadamente análoga al comportamiento observado en los axones de las neuronas en los cerebros biológicos. La información de entrada atraviesa la red neuronal (donde se somete a diversas operaciones) produciendo unos valores de salida.
- *Las Redes Neuronales Artificiales (RNA)* están inspiradas en la biología, esto significa que están formadas por elementos que se comportan de manera análoga a las neuronas (en las funciones más elementales) y están organizadas de una forma similar a la del cerebro, pero las analogías no son muchas más.
- *El Sistemas experto* es una rama de la inteligencia artificial. Estos son sistemas informáticos que simulan el proceso de aprendizaje, de memorización, de razonamiento, de comunicación y de acción en consecuencia de un experto humano en cualquier rama de la ciencia para resolver problemas.
- *La lógica difusa* (también llamada *lógica borrosa*) se basa en lo relativo de lo observado como posición diferencial. Este tipo de lógica toma dos valores aleatorios, pero contextualizados y referidos entre sí. La capacidad de la lógica difusa para solucionar situaciones indeterminadas y de hipercomplejidad la ha centrado en campos que requieren toma de decisiones y reconocimiento de patrones. Comenzó siendo utilizada en sistemas expertos de Inteligencia Artificial, pero gracias a sus características se le ha aplicado en economía, finanzas, ingeniería y se están buscando sistemas expertos aplicados a la medicina.

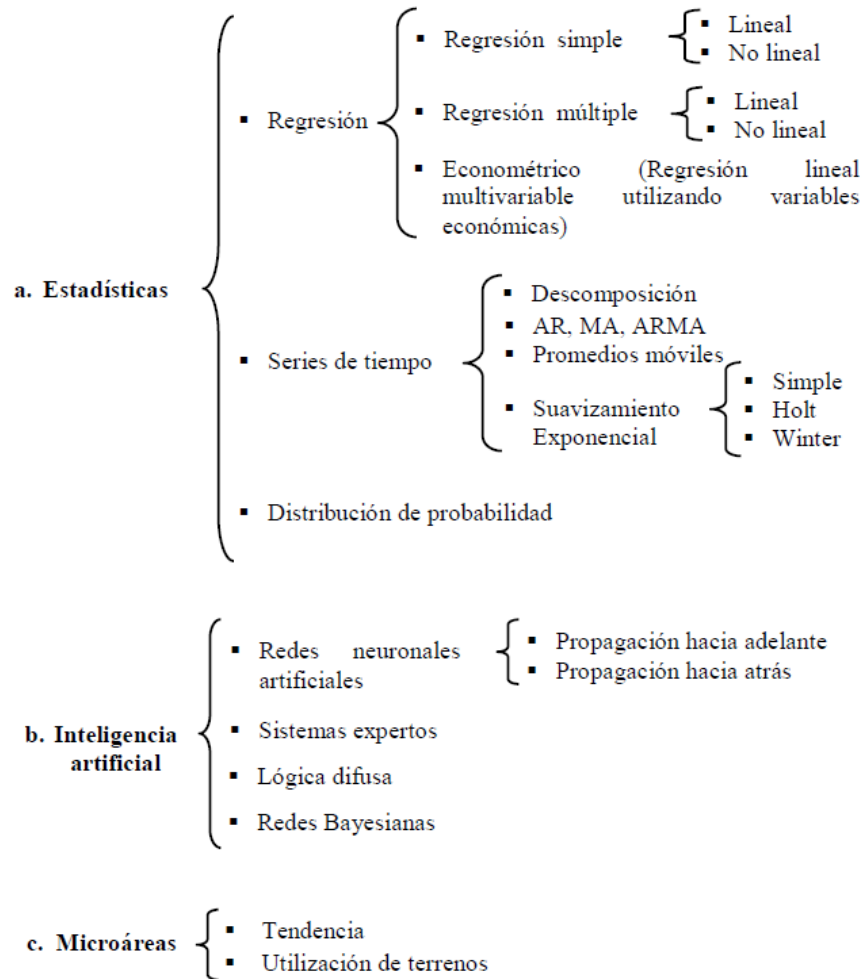
- *Las redes bayesianas* son herramientas estadísticas surgidas en el campo de la Inteligencia Artificial que permiten afrontar situaciones de investigación con estas características. Una red bayesiana es un modelo gráfico que permite representar las relaciones de dependencia entre un conjunto de variables, mediante el cual se puede dar información interesante en cuanto a cómo se relacionan las variables del dominio, las cuales pueden ser interpretadas en ocasiones como relaciones de causa-efecto.

### G. Microárea

Es un modelo computarizado para el pronóstico de carga espacial basado en el análisis por microáreas. Las variables involucradas en el análisis en este caso son la demanda máxima, consumo de energía, uso del suelo, factores de carga, factores de saturación. Estas variables combinadas con ajustes matemáticos de regresión pueden describir el comportamiento que se encuentra en un arco de servicio de una subestación y de sus primarios. Este tipo de análisis sirve de apoyo a los planificadores del sistema de distribución tanto para la ubicación y requerimientos de equipos de subestaciones y primarios, como también para planificar las nuevas inversiones que se necesitan para satisfacer la expansión del sistema [34].

### Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica [18].

1. **Horizonte de tiempo**  $\left\{ \begin{array}{l} \text{▪ Corto plazo} \\ \text{▪ Mediano plazo} \\ \text{▪ Largo plazo} \end{array} \right.$
2. **Tipo de demanda eléctrica**  $\left\{ \begin{array}{l} \text{▪ Energía (Wh)} \\ \text{▪ Potencia (W)} \end{array} \right.$
3. **Técnicas matemáticas**  $\left\{ \begin{array}{l} \text{a. Estadísticas} \\ \text{b. Inteligencia artificial} \\ \text{c. Microáreas} \end{array} \right.$



AR (Auto Regressive), MA (Moving Average) y ARMA (Auto Regressive Moving Average).

### 3.2.3 Métodos utilizados para solucionar problemas de planeación y GD.

Los siguientes métodos o algoritmos son los que comúnmente se utilizan para resolver problemas de planeación, se hace una breve descripción de cada uno de ellos:

#### A. Métodos numéricos

Un método numérico es un procedimiento mediante el cual se obtiene de manera aproximada, la solución de ciertos problemas realizando cálculos puramente aritméticos y lógicos. En general, al emplear estos instrumentos de cálculo se introducen errores llamados de redondeo [35]. A continuación, se mencionan algunas técnicas numéricas de solución:



- **Programación lineal entera mixta**

Es una técnica que permite modelar y resolver problemas cuya característica principal es que el conjunto de soluciones factibles es discreto. Modelo Lineal agregando que las variables de decisión deben ser enteras. A veces, algunas variables pueden ser enteras y otras continuas, en este caso hablamos de programación lineal entera mixta [36].

- **Programación no lineal**

En matemáticas, programación no lineal es el proceso de resolución de un sistema de igualdades y desigualdades sujetas a un conjunto de restricciones sobre un conjunto de variables reales desconocidas, con una función objetivo a maximizar, cuando algunas de las restricciones o la función objetivo no son lineales [37]. El modelo que se utiliza para resolver el problema general de planeación en un horizonte de 20 años incluye restricciones continuas de programación no lineal con diez variables de decisión (variables de diseño).

- **Programación dinámica**

La programación dinámica es una técnica matemática que se utiliza para la solución de problemas matemáticos seleccionados, en los cuales se toma una serie de decisiones en forma secuencial. Proporciona un procedimiento sistemático para encontrar la combinación de decisiones que maximice la efectividad total, al descomponer el problema en etapas, las que pueden ser completadas por una o más formas (estados), y enlazando cada etapa a través de cálculos recursivos. Con la programación dinámica se pueden resolver problemas de planeación multiestado y multiobjetivo [38].

- **Solución directa**

La reconfiguración de rutas óptimas de alimentadores se resuelve por aproximaciones directas que dependen exclusivamente de rastreo de trayectorias radiales y el cálculo del costo de las trayectorias.

- **Método de Montecarlo**

El método Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. La importancia actual del método Montecarlo se basa en la existencia de problemas que tienen difícil solución por métodos exclusivamente analíticos o numéricos, pero que dependen de factores aleatorios o se pueden asociar a un modelo probabilístico artificial.

- **Método no secuencial**

Se definen intervalos de tiempo de cierta duración, la simulación se realiza tomando aleatoriamente cada uno de ellos y se considera que el estado actual no depende del anterior.

- **Método secuencial**

Se realiza tomando intervalos de tiempo, simulando cronológicamente cada uno, considerando que el estado actual depende del anterior y tomando el acumulado de los resultados.

- ✓ **Resumen métodos numéricos**

Podemos concluir que los métodos numéricos tienen las siguientes ventajas: la solución óptima es generalmente exacta y el tiempo para calcular la solución óptima es lenta. Por otro lado, los métodos numéricos tienen las siguientes desventajas: es difícil de manejar ecuaciones del sistema de potencia en un modelo de optimización; para insertar una nueva restricción, el modelo de optimización tiene que ordenarse y posteriormente añadir nuevas ecuaciones. Entre los métodos numéricos disponibles más eficiente para la ubicación óptima de la GD en la RGD, está el de programación no lineal entero mixto. En comparación con técnicas numéricas discretas, los continuos son mucho más rápidos; sin embargo, no pueden encontrar rápidamente la solución óptima debido a la discretización de las variables continuas. La ventaja de la programación lineal entera mixta es que es rápida, robusta y maneja eficientemente los problemas de la planeación de la distribución a gran escala; sin embargo, pueden introducir errores debidos a la linealización de las características no lineales del problema de planeación de la distribución. El método de programación dinámica no es adecuado para resolver problemas de planeación de distribución a gran escala.

## **B. Algoritmo heurístico**

Se denomina heurística al arte de inventar. En programación se dice que un algoritmo es heurístico cuando la solución no se determina en forma directa, sino mediante ensayos, pruebas y reensayos. El método consiste en generar candidatos de soluciones posibles de acuerdo a un patrón dado; luego los candidatos son sometidos a pruebas de acuerdo a un criterio que caracteriza a la solución. Si un candidato no es aceptado, se genera otro; y los pasos dados con el candidato anterior no se consideran. Es decir, existe inherentemente una vuelta atrás, para comenzar a generar un nuevo candidato; por esta razón, este tipo de algoritmo también se denomina "con vuelta atrás" (backtracking en inglés).

Normalmente, estas técnicas de búsqueda se aplican a problemas en los que el espacio de búsqueda es muy grande y es necesario el uso de funciones heurísticas para eliminar rutas de búsqueda no prometedoras. El problema de estas heurísticas es que también se pueden desechar rutas que lleven a buenas soluciones [39].

Los métodos heurísticos son fáciles de usar y no requieren la conversión del modelo de sistemas de potencia en un modelo de programación de la optimización. Por otra parte, los métodos de optimización heurística son generalmente robustos y proporcionan soluciones cercanas a la óptima para problemas complejos, problemas de planeación de distribución complejos y a gran escala; sin embargo, no hay ninguna garantía de que van a encontrar una solución óptima global. Generalmente, requieren un esfuerzo computacional muy alto; no es necesariamente crítico en sus aplicaciones para la planeación de la distribución

### **C. Algoritmo metaheurísticos**

Los algoritmos metaheurísticos son algoritmos aproximados de optimización y búsqueda de propósito general. Son procedimientos iterativos que guían una heurística subordinada combinando de forma inteligente distintos conceptos para explorar y explotar adecuadamente el espacio de búsqueda. Se mencionan algunos a continuación:

- **Optimización por enjambre de partículas**

En informática, la optimización por nube de partículas u optimización por enjambre de partículas (conocida por sus siglas en inglés: PSO, de «*particle swarm optimization*») hace referencia a una metaheurística que evoca el comportamiento de las partículas en la naturaleza. PSO permite optimizar un problema a partir de una población de soluciones candidatas, denotadas como "partículas", moviendo éstas por todo el espacio de búsqueda según reglas matemáticas que tienen en cuenta la posición y la velocidad de las partículas. El movimiento de cada partícula se ve influido por su mejor posición local hallada hasta el momento, así como por las mejores posiciones globales encontradas por otras partículas a medida que recorren el espacio de búsqueda. El fundamento teórico de esto es hacer que la nube de partículas converja rápidamente hacia las mejores soluciones, PSO no garantiza la obtención de una solución óptima en todos los casos [39].

- **Algoritmo de colonia de hormigas**

En ciencias de la computación y en investigación operativa, el algoritmo de la colonia de hormigas, algoritmo hormiga u optimización por colonia de hormigas (Ant Colony Optimization,

ACO) es una técnica probabilística para solucionar problemas computacionales que pueden reducirse a buscar los mejores caminos o rutas en grafos.

Inicialmente propuesto por Marco Dorigo en 1992 en su tesis de doctorado, el primer algoritmo surgió como método para buscar el camino óptimo en un grafo, basado en el comportamiento de las hormigas cuando estas están buscando un camino entre la colonia y una fuente de alimentos. La idea original se ha diversificado para resolver una amplia clase de problemas numéricos, y como resultado, han surgido gran cantidad de problemas nuevos, basándose en diversos aspectos del comportamiento de las hormigas [40].

- **Templete simulado**

Simulated annealing (SA) (recocido simulado, cristalización simulada, templado simulado o enfriamiento simulado) es un algoritmo de búsqueda meta-heurística para problemas de optimización global; el objetivo general de este tipo de algoritmos es encontrar una buena aproximación al valor óptimo de una función en un espacio de búsqueda grande. A este valor óptimo se lo denomina "óptimo global" [40].

- **Algoritmo luciérnaga**

El algoritmo firefly (FA por sus siglas en inglés, "firefly algorithm"; algoritmo luciérnaga en español) es un algoritmo metaheurístico, inspirado en el comportamiento del centelleo de las luciérnagas. El propósito primario de una luciérnaga es generar destellos de luz para actuar como sistema de señal para atraer a otras luciérnagas. Xin-She Yang formuló este algoritmo con las siguientes premisas:

1. Todas las luciérnagas son "unisexuales", de modo que cualquier luciérnaga individual será atraída por todas las demás;
2. La atracción es proporcional a su brillo, y para cualquier par de luciérnagas, la menos brillante será atraída por (y por lo tanto se desplazará hacia) la más brillante; aun así, la intensidad (el brillo aparente) decrece cuando aumenta la distancia entre ambas;
3. Si no hay luciérnagas más brillantes que una dada, ésta se mueve aleatoriamente.

El brillo es asociado con los valores de una función objetivo. El algoritmo firefly es un procedimiento metaheurístico de optimización inspirado en la naturaleza [40].

- **Algoritmo búsqueda cuco**

Existen especies de cucos que presentan parasitismo obligado a la hora de poner sus huevos, recurriendo a dejarlos en los nidos de aves de otras especies, consideradas hospedadoras. Algunas de estas aves huésped, pueden entablar un conflicto directo con los cucos intrusos. Por ejemplo, si un pájaro huésped descubre que los huevos no son los suyos, o bien lanzará estos huevos extraños, o simplemente abandonará su nido y construirá un nuevo nido en otra parte [41]. Es por esto, que hay especies de cucos que han evolucionado de tal manera que los cucos parásitos femeninos suelen especializarse en la mímica de los colores y el patrón de los huevos de unas pocas especies huésped elegidas. La búsqueda del cuco idealizó este comportamiento a la hora de la cría y, por lo tanto, puede aplicarse para varios problemas de optimización, teniendo en cuenta la siguiente afirmación, y es que, cada huevo en un nido representaría una solución, y un huevo de cuco representaría una nueva solución introducida y distinta a las anteriores [42]. El objetivo es utilizar las nuevas y potencialmente mejores soluciones (las que aportarían los cucos) para reemplazar una solución no tan buena dentro de los nidos.

- **Manada de lobos**

Los lobos son depredadores sociales que cazan en manadas. Normalmente, viajan como una familia nuclear, que por lo general se mueven en grupos relativamente pequeños. Permanecen en silencio y usan el sigilo cuando cazan presas juntos. A diferencia de las hormigas, que utilizan feromonas para comunicarse con sus compañeros sobre los rasgos de los alimentos, los lobos renuncian a este tipo de comunicación, lo que acorta el tiempo de ejecución al buscar [43]. Ellos, a diferencia, han desarrollado características únicas y semi-cooperativas, es decir, se mueven en grupo en una formación libre, pero acoplada, aunque tienden a tomar presas individualmente. Este detalle es importante porque algunos algoritmos de optimización, como los que se basan en el enjambre, se centran en la coordinación del grupo, mientras que los algoritmos que hacen hincapié en los movimientos individuales caen en el otro extremo del espectro. Cuando cazan, los lobos tratan de ocultarse a medida que se acercan a su presa. Y cambian de posición continuamente a otras mejores, con más refugio, menos obstáculos en el terreno o menos vulnerabilidad. Mientras están cazando, se mantienen atentos tanto a la búsqueda de posibles presas, como a tener cuidado con las amenazas que pueden aparecer, como son los cazadores humanos. Cada lobo en el grupo elige su propia posición, moviéndose continuamente a un lugar mejor y observando amenazas potenciales. Cuando estas aparecen, el lobo se desvía a una gran distancia de su posición actual, lo que ayuda a romper el punto

muerto de vulnerabilidad. La dirección y la distancia que recorren al alejarse de una amenaza son aleatorias.

- **Algoritmo de murciélago**

El algoritmo de murciélago es un género de algoritmo metaheurístico de optimización desarrollado por Xin-She Yang en 2010. Está basado en la ecolocalización, comportamiento presentado en ciertas especies de micromurciélagos con índices de pulso variable de emisión y volumen.

La modelización de la ecolocalización de los micromurciélagos puede ser resumida como sigue: cada murciélago virtual vuela de forma aleatoria con una velocidad en la situación (solución) con una frecuencia variable o bien longitud de onda y un volumen. Mientras que busca y halla su presa, cambia de frecuencia, volumen y también índice de emisión del pulso. La búsqueda está acentuada por un camino azaroso local. La selección del mejor destino prosigue hasta lograr algunos criterios de parada. Para ello se emplea fundamentalmente una técnica de ajuste de frecuencia para supervisar el comportamiento activo de un enjambre de murciélagos, el equilibrio entre exploración y explotación puede ser controlado ajustando los factores dependientes en el algoritmo de murciélago [43].

- **Ecolocalización de delfines**

La ecolocalización de los delfines es un nuevo método de optimización. Este método imita las estrategias utilizadas por los delfines para su proceso de caza. Los delfines producen una especie de voz llamada sonar para localizar el objetivo. Un delfín es capaz de generar sonidos en forma de clics. Los clics son direccionales y sirven para la ecolocalización, que a menudo ocurren en una serie corta llamada tren de clics. La tasa de clics aumenta al acercarse a un objeto de interés. Su frecuencia es mayor que la de los sonidos utilizados para la comunicación y difiere entre especies. Cuando el sonido golpea un objeto, parte de la energía de la onda sonora se refleja hacia el delfín.

Aunque los murciélagos también utilizan la ecolocalización, difieren de los delfines en su sistema de sonar. Los murciélagos utilizan su sistema de sonar a intervalos cortos de hasta aproximadamente 3-4 m, mientras que los delfines pueden detectar sus objetivos en rangos que varían de unas decenas de metros a más de cien. Muchos murciélagos buscan insectos que se lanzan rápidamente hacia adelante y atrás, lo que es muy diferente al comportamiento de huida de un pez perseguido por un delfín [44]. Además, la velocidad del sonido en el aire es aproximadamente una quinta parte de la del agua, por lo que la tasa de transferencia de

información durante la transmisión de sonar para los murciélagos es mucho más corta que para los delfines. Estas y muchas otras diferencias en el medio ambiente y la presa requieren tipos totalmente diferentes de sistema de sonar, lo que, naturalmente, hace una difícil comparación directa.

#### **D. Inteligencia artificial**

La Inteligencia Artificial (IA) es un campo de investigación transdisciplinar que generalmente se relaciona con el desarrollo e investigación de sistemas que operan o actúan inteligentemente. Está considerada una disciplina de las Ciencias de la Computación ya que tiene un enfoque principalmente computacional, aunque cada día hay más aportaciones desde otras áreas (como neurociencia, estadística, psicología, ingeniería, etc.). Dentro de este campo podemos mencionar los siguientes algoritmos:

- **Algoritmos genéticos (AG)**

Los Algoritmos Genéticos (AGs) son métodos adaptativos que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. Están basados en el proceso genético de los organismos vivos. La evolución de dichas soluciones hacia valores óptimos del problema depende en buena medida de una adecuada codificación de las mismas.

Los algoritmos genéticos (AG) funcionan entre el conjunto de soluciones de un problema llamado fenotipo, y el conjunto de individuos de una población natural, codificando la información de cada solución en una cadena, generalmente binaria, llamada cromosoma. Los símbolos que forman la cadena son llamados genes. Cuando la representación de los cromosomas se hace con cadenas de dígitos binarios se le conoce como genotipo. Los cromosomas evolucionan a través de iteraciones, llamadas generaciones. En cada generación, los cromosomas son evaluados usando alguna medida de aptitud. Las siguientes generaciones (nuevos cromosomas), son generadas aplicando los operadores genéticos repetidamente, siendo estos los operadores de selección, cruzamiento, mutación y reemplazo [37].

- **Algoritmos evolutivos**

Son métodos de optimización y búsqueda de soluciones basados en los postulados de la evolución biológica. En ellos se mantiene un conjunto de entidades que representan posibles soluciones, las cuales se mezclan, y compiten entre sí, de tal manera que las más aptas son capaces de prevalecer a lo largo del tiempo, evolucionando hacia mejores soluciones cada

vez. Dado que los individuos que representan las soluciones más adecuadas al problema tienen más posibilidades de sobrevivir, la población va mejorando gradualmente [37].

Son utilizados principalmente en problemas con espacios de búsqueda extensos y no lineales, en donde otros métodos no son capaces de encontrar soluciones en un tiempo razonable.

- **Sistema artificial inmune**

En inteligencia artificial, los sistemas inmunitarios artificiales (AIS) son una clase de máquinas de aprendizaje basado en reglas computacionalmente inteligentes, inspiradas en los principios y procesos del sistema inmunitario vertebral. Los algoritmos son típicamente modelados a partir de las características de aprendizaje y memorización del sistema inmunitario para la solución de problemas. El método de optimización artificial inmune calcula un conjunto de soluciones cercanas a la óptima [38].

- **Algoritmo artificial de la colonia de abejas**

En ciencias de la computación y búsqueda de operaciones, el algoritmo Colonia de Abejas Artificiales (CAA) es un algoritmo de inteligencia de enjambre propuesto por Karaboga en 2005, el cual es inspirado en el comportamiento de abejas en la búsqueda de miel. Un conjunto de abejas se denomina enjambre cuando pueden realizar tareas a través de la cooperación social de manera exitosa. En el algoritmo CAA, hay tres tipos de abejas: abejas empleadas, abejas en espera, y abejas exploradoras. Las abejas empleadas buscan comida alrededor de la posición de las fuentes de alimentos guardadas en sus memorias; entretanto comparten la información de estas fuentes de alimentos con las abejas en espera. Las abejas en espera tienden a seleccionar buenas fuentes de alimentos de aquellas encontradas por las abejas empleadas. Las fuentes de alimento que tiene calidad más alta tendrá una posibilidad más grande de ser seleccionada por las abejas en espera que la de calidad más baja. Las abejas exploradoras se trasladan hasta una nueva fuente determinando el abandono de dicha fuente por las empleadas. En el algoritmo CAA, la primera mitad del enjambre consta de abejas empleadas, y la segunda mitad constituye las abejas en espera. El número de abejas empleadas o de abejas en espera es igual al número de soluciones en el enjambre [38].

### **3.3 Descripción de la metodología propuesta para la planeación y ubicación óptima de la GD en las RGD**

La generación distribuida se comienza a integrar en redes de media tensión (MT) y de baja tensión (BT), pero una de las principales limitaciones que encuentra es disponer de líneas de transporte. Si se evita este problema, las licencias para su construcción y explotación no se



denegarán. El aumento de la demanda eléctrica afecta directamente a la red de distribución, en su operación y gestión, se puede favorecer si la generación distribuida incide directamente en estas redes. Una adecuada planeación de la generación distribuida y de la red eléctrica debería permitir minimizar los problemas del traslado o transporte la energía generada y mejorar la operación y gestión de la red de distribución. El aumento de la generación distribuida debería mejorar: El control de la potencia reactiva y de las tensiones, aumentar la garantía de potencia en simbiosis con sistemas de almacenamiento, reducir las pérdidas de la red eléctrica, regulación de voltaje, descongestionar las redes de distribución y de transporte, aumentar la capacidad de traslado. A su vez, se deberían evitar los siguientes problemas: El incremento de las intensidades de cortocircuito, inestabilidad del sistema y los efectos de la aleatoriedad de algunas fuentes renovables. Así mismo este aumento de GD impacta sobre la regulación de frecuencia del sistema. El primer problema que había que abordar era determinar el modelado adecuado de los principales elementos de la red para que se reflejara la aleatoriedad de las fuentes renovables, sus implicaciones en las fuentes convencionales y en unos posibles sistemas de almacenamiento. El modelo utilizado en este trabajo resuelve este problema y además admite una extensión del modelo que permitirá mejorar las características que todavía no han sido posible considerar. Una vez determinado el modelado, se han probado distintas formulaciones en **MATLAB o Python** para ver cuál se adaptaba mejor al problema y para facilitar la ampliación del modelo.

### 3.3.1 Descripción del modelo

Para poder resolver el diseño de un sistema de distribución eléctrica con generación distribuida es necesario, como hemos visto, modelar la carga, las diferentes fuentes de energías (convencionales y renovables), así como las líneas de distribución. La formulación resultante con los modelos vistos es un problema de programación lineal, el cual se puede resolver mediante un software estándar de optimización. El modelo determina el tamaño óptimo y localización de todos los tipos de unidades de suministro de energía y de líneas de conexión. El modelo puede ser también fácilmente extendido para dar solución a la planeación de futuras cargas o plantas de generación, ya que el periodo de funcionamiento puede ser dividido en múltiples etapas. Para determinar una solución óptima es necesario encontrar una expansión alternativa que minimice el costo, incluyendo el costo de inversión y los costos de operación y mantenimiento, en la tesis no se consideran los costos, debido a que la finalidad del trabajo de tesis es encontrar la ubicación óptima de la GD. Obviamente deben ser satisfechos los criterios técnicos, modelados por medio de restricciones en el modelo.

El modelo a desarrollar, como ya se mencionó solo se enfocará a la reducción de las pérdidas y mejoramiento de la regulación de voltaje, que estos se encuentren dentro de los límites permitidos de operación del sistema o alimentador.

### 3.3.2 Algoritmo seleccionado

Después de analizar los diferentes métodos de optimización, el trabajo de tesis utilizará el algoritmo de murciélago. [45], para ubicar la GD de FV en las RGD. La naturaleza se ha convertido en una fuente de inspiración principal de los científicos para el desarrollo de nuevos sistemas y técnicas inteligentes. Inspirado en la naturaleza meta-heurística, es una clase de algoritmos que imitan el comportamiento social de algunas especies biológicas. El algoritmo de murciélago (BA) es un nuevo algoritmo bio-inspirado recientemente introducido por Yang [46]. Es un método de optimización que se basa en el comportamiento de la ecolocalización de los murciélagos. El algoritmo se basa en la función sigmoide utilizada por Kennedy y Eberhart en 1997 [47]. El BA estocástico basado en la población meta-heurística introducido originalmente por Yang [46]. Este enfoque se inspira en el comportamiento de la ecolocalización de los murciélagos. A diferencia de otros algoritmos evolutivos, el BA no utiliza ningún operador de evolución de cruce (o mutación) para generar nuevas soluciones a través del proceso de búsqueda. El BA se basa en la cooperación y la comunicación entre los individuos (llamados murciélagos) de la población (llamado enjambre). De hecho, cada murciélago ajusta su vuelo en el espacio de búsqueda de acuerdo con la experiencia de vuelo de sus compañeros y sus propiedades. El BA tiene muchas ventajas, y una de las principales ventajas es que puede equilibrar entre las estrategias de diversificación (la exploración global) e intensificación (local de la explotación intensiva) mediante el ajuste de parámetros cuando la optimalidad global está acercando.

La variable de algoritmos de optimización depende en el espacio de búsqueda. El problema de optimización en términos generales se puede dividir en dos categorías principales. El problema es continuo si las variables de decisión asumen valores reales, y llamado discreto si las variables de decisión toman valores discretos (por lo general enteros). Inicialmente, el BA se ha desarrollado para optimizar las funciones no lineales continuas [48]. De hecho, cada murciélago representa una posible solución al problema en cuestión, en un Re-espacio de búsqueda tridimensional; donde vuela usando la experiencia de vuelo de sus compañeros (la mejor solución global) y sus propiedades (velocidad, frecuencia, intensidad y frecuencia del pulso de emisión) desde su posición actual a la siguiente, con el objetivo de encontrar una solución mejor. Durante el proceso de vuelo, se evalúan las siguientes variables de todos los

murciélagos, frecuencia, velocidad [utilizando la ecuación (3.5), la ecuación (3.6), la ecuación (3.7) y la ecuación (3.8)] y ubicación (la mejor posición global del enjambre) para encontrar la mejor solución para un problema.

Durante la investigación, los murciélagos se moverán hacia la mejor solución (s). En consecuencia, cada murciélago actualiza su posición y su velocidad usando las siguientes ecuaciones:

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min}) \beta, \quad (3.5)$$

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (x_i^{t-1} - x_*) f_i, \quad (3.6)$$

$$x_i^t = x_i^{t-1} + v_i^t, \quad (3.7)$$

La técnica se inicializa con un enjambre de murciélagos colaboran entre sí durante el proceso de encontrar la mejor solución(s). Cada individuo bate  $x_i$  está determinada por cinco propiedades: una posición actual en el espacio de búsqueda  $x_i^t$ , una velocidad actual  $v_i^t$ , frecuencia de pulso  $r_i^t$ , un volumen  $A_i^t$ , y una frecuencia  $f_i$ . En realidad, el ajuste de los parámetros depende del tamaño del campo de interés. De hecho, la frecuencia  $f_i$  de cada murciélago puede variar en un intervalo  $[f_{min}, f_{max}]$ ,  $\beta$  es un vector aleatorio extraído de una distribución uniforme y donde  $x_*$  es la mejor ubicación actual global (solución) que se encuentra después de comparar todas las soluciones entre todos los  $n$  murciélagos.

$$x_{new} = x_{old} + \epsilon A^t, \quad (3.8)$$

dónde  $\epsilon$  es un número aleatorio,  $x_{old}$  es una de las mejores posiciones actual,  $A^t = \langle A_i^t \rangle$  es el volumen promedio de todos los murciélagos en este intervalo de tiempo.

En este trabajo, se utiliza la implementación de BA para solucionar el problema de optimización para la ubicación de la GD en la RGD. La estructura del algoritmo puede ser modelado como una arquitectura de multi-modular como se muestra en la siguiente Figura 3.1:

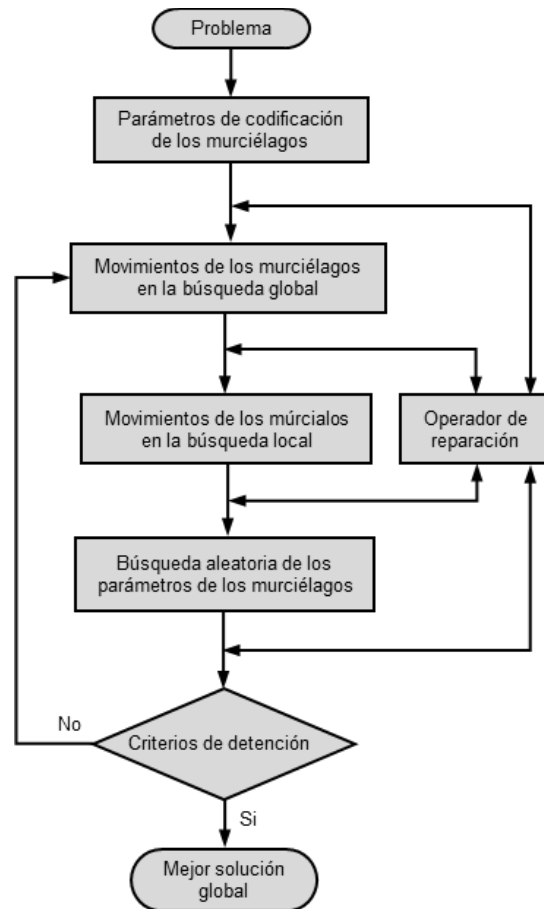


Figura 3.1. Diagrama de flujo o arquitectura del BA.

## Capítulo 4. SISTEMA DE ESTUDIO

### 4.1 Introducción

El Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW en el punto 2.5.2 del Capítulo 1 Disposiciones generales, indica que el Distribuidor deberá realizar evaluaciones sobre las características operativas de los circuitos de distribución para determinar la capacidad de integración de GD a los circuitos de distribución, sin afectar las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad o sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Además de garantizar la continuidad del suministro, reduciendo al mínimo las pérdidas de energía. Como se menciona anteriormente, este trabajo solo analizará la incorporación óptima del Sistema de Generación Fotovoltaica a la Red General de Distribución considerando solo las pérdidas y la regulación de tensión.

### 4.2 Descripción general del sistema

La incorporación de las energías renovables (ER) en el panorama energético México y su inserción como generación distribuida (GD) está cambiando los flujos de energía en la red eléctrica de distribución. Los usuarios no sólo consumen, sino que también producen electricidad a través de la misma red y el flujo de energía puede ser bidireccional.

Este contexto surge bajo el nuevo paradigma de las redes inteligentes en las cuales se puede lograr un aprovechamiento óptimo de la generación eléctrica a nivel de distribución. En zonas con potencial de recursos naturales renovables, como es el caso de la República Mexicana por su alta radiación solar, se hace imprescindible analizar la posibilidad de utilizar ER como fuentes de generación eléctrica distribuida, considerando factores técnicos, económicos y ambientales [49].

Esto ha llevado a que en la última década se haya observado un acentuado interés en la incorporación de Sistemas de Generación Distribuida Fotovoltaica, con el inconveniente que los costos de estos sistemas en la mayoría de los casos todavía no son competitivos con los precios de la electricidad residencial en el corto plazo, por lo que resulta necesario desarrollar programas de apoyo a estas tecnologías. Estos sistemas de apoyo son una medida temporal para desarrollar e impulsar el mercado y lograr economías de escala que logren reducir costos, es por ello que deben adaptarse a las condiciones particulares de cada región. En el presente trabajo se analiza la ubicación óptima de la GD utilizando los algoritmos de optimización que mayor precisión.

Para este análisis se cuenta con datos reales de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la RGD de la Empresa Distribuidora de Electricidad. Las mediciones que se obtienen de estos sistemas son: la demanda máximas y mínimas que normalmente se presentan en el alimentador de media tensión (13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV) y la capacidad instalada de FV, ya que no se tiene registrado la demanda FV.

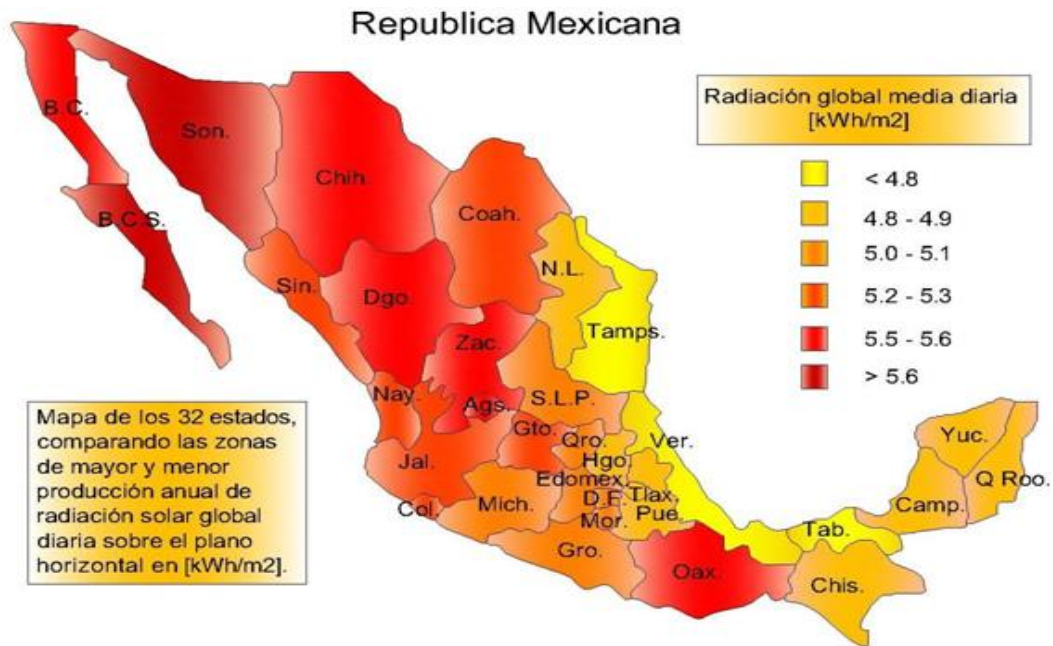
#### **4.2.1 Radiación solar en México**

Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México permite contar con un mecanismo ordenado y oportuno de información sobre recursos y tecnologías de energías renovables, con fines de planeación y promoción de sus aplicaciones.

En la Figura 4.1 se muestra de manera gráfica, entre otras cosas, información sobre irradiación solar, en las diversas zonas del país.

El contexto regulatorio y de mercado en México propician el desarrollo de sistemas de Generación Solar Distribuida (GSD). México se encuentra dentro de los primeros 15 países con mayor potencial solar a nivel mundial con irradiaciones de entre 5 y 6 kWh/m<sup>2</sup>/día en el 90% del territorio. Entre 2010 y 2015, los costos de los sistemas FV disminuyeron anualmente alrededor de 18% en América del Norte. Lo cual ha resultado en que la generación solar sea cada vez más competitiva ante diversas tarifas, por lo que múltiples empresas solares busquen captar esta oportunidad con instalaciones destinadas a beneficiar usuarios residenciales y PyMEs. Al cierre del 2015, la CRE reporta una capacidad instalada de Generación Distribuida de c.118 MW, prácticamente duplicando la capacidad instalada con respecto a 2014. La tecnología solar fotovoltaica ha liderado el desarrollo de esta generación distribuida en México con 96% de la capacidad total: 62% con solar de pequeña escala (< 30kW), y 34% en solar de mediana escala (<500kW).

La CRE prevé que la capacidad instalada de Generación Distribuida llegue a c. 2,181 MW en el 2022. Adicionalmente la Reforma Energética fortalece el rol de la Generación Limpia Distribuida a través de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética.



Diseño ilustrativo. Elaboro: Ing. Manuel Muñoz Herrera. Datos: Servicio Meteorológico Nacional

Figura 4.1. Mapa de radiación solar de la República Mexicana.

### 4.3 Crecimiento de la GD en el sistema eléctrico Nacional

El país se encuentra dividido en 16 Unidades de Negocio que forman parte de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Distribución. Las cuales son encargadas de prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

1. Gerencia Divisional de Distribución Baja California;
2. Gerencia Divisional de Distribución Bajío;
3. Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente;
4. Gerencia Divisional de Distribución Centro Oriente;
5. Gerencia Divisional de Distribución Centro Sur;
6. Gerencia Divisional de Distribución Golfo Centro;
7. Gerencia Divisional de Distribución Golfo Norte;
8. Gerencia Divisional de Distribución Jalisco;
9. Gerencia Divisional de Distribución Noroeste;
10. Gerencia Divisional de Distribución Norte;
11. Gerencia Divisional de Distribución Oriente;
12. Gerencia Divisional de Distribución Peninsular;



13. Gerencia Divisional de Distribución Sureste;
14. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Sur;
15. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Centro; y
16. Gerencia Divisional de Distribución Valle de México Norte.

En la Figura 4.2 Mapa de las 16 divisiones, se puede observar la capacidad instalada y el número de solicitudes de GD instalada en cada una de las Divisiones Tabla 4.1.

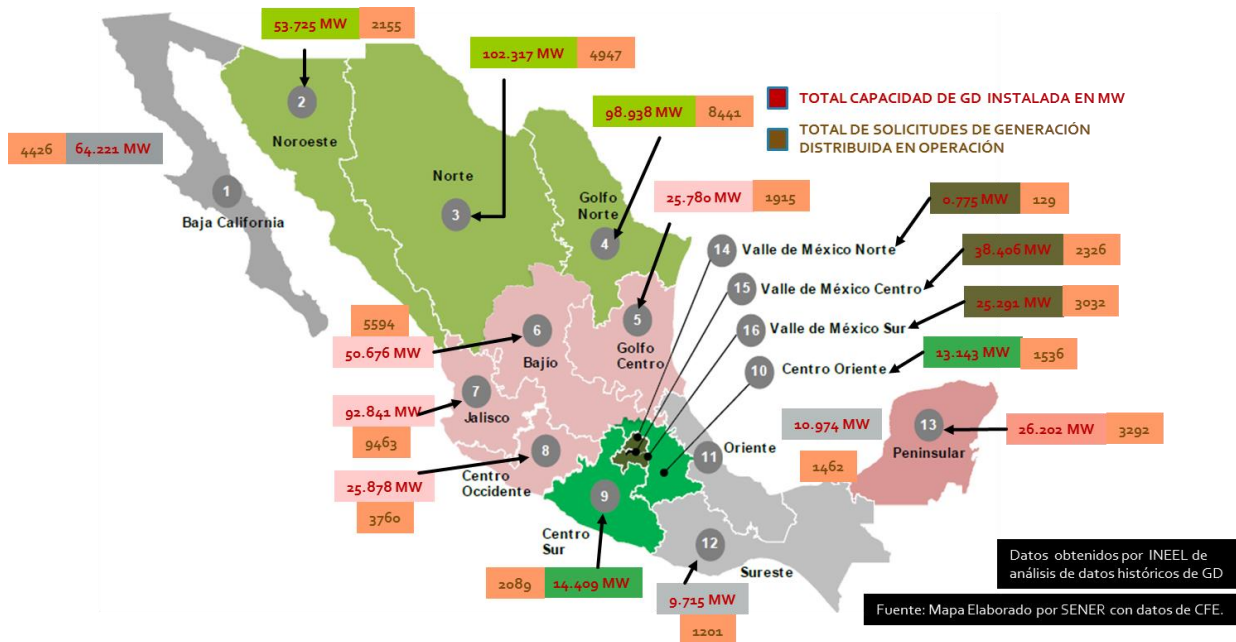


Figura 4.2. Mapa de las 16 Divisiones de Distribución.

Tabla 4.1 Capacidad Instalada de Generación Distribuida.

No.	DIVISION	TOTAL GD	CAPACIDAD INSTALADA DE GD MW
1	BAJA CALIFORNIA	4426	64.221
2	NOROESTE	2155	53.725
3	NORTE	4947	102.317
4	GOLFO NORTE	8441	98.938
5	GOLFO CENTRO	1915	25.780
6	BAJIO	5594	50.676
7	JALISCO	9463	92.841
8	CENTRO OCCIDENTE	3760	25.878
9	CENTRO SUR	2089	14.409
10	CENTRO ORIENTE	1536	13.143
11	ORIENTE	1462	10.974
12	SURESTE	1201	9.715
13	PENINSULAR	3292	26.202
14	VALLE DE MEXICO NORTE	129	0.775
15	VALLE DE MEXICO CENTRO	2326	38.406
16	VALLE DE MEXICO SUR	3032	25.291
TOTAL		55768	653.291



En la Figura 4.3, se muestra el total de solicitudes de GD instalada por año, en el año 1900 se encuentran las solicitudes que no cuenta con la información de la fecha de instalación.

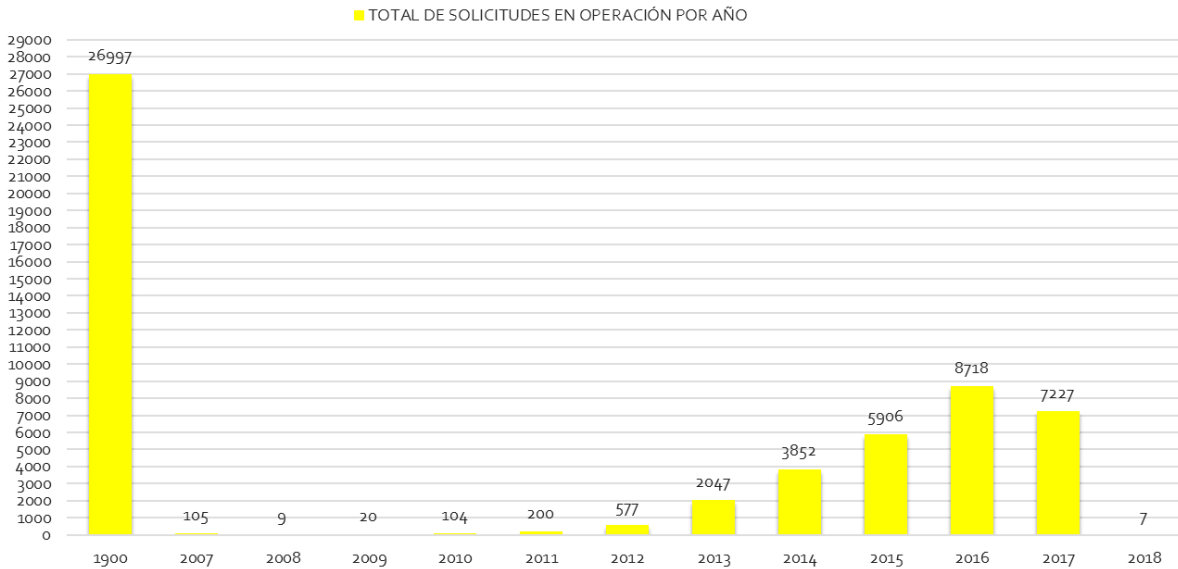
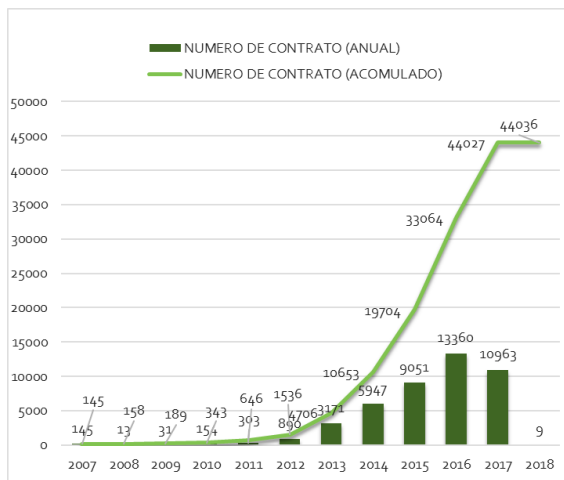
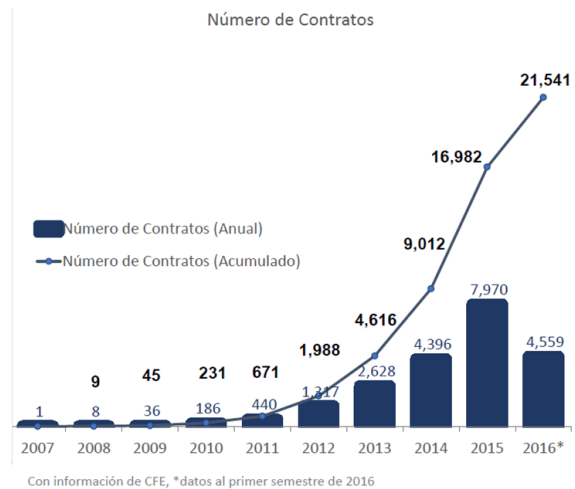


Figura 4.3. Solicitudes de GD en operación.

En la Gráfica 4.1 y Gráfica 4.2, se muestra los contratos de interconexión en pequeña y mediana escala de GD.



Gráfica 4.1 Se considera las solicitudes con las que no se cuenta la fecha de entrada en operación ponderada en el periodo (años).



Gráfica 4.2 Obtenida de la comisión reguladora de energía CRE.

En la Figura 4.4, se muestra la capacidad GD instalada en kW por año.

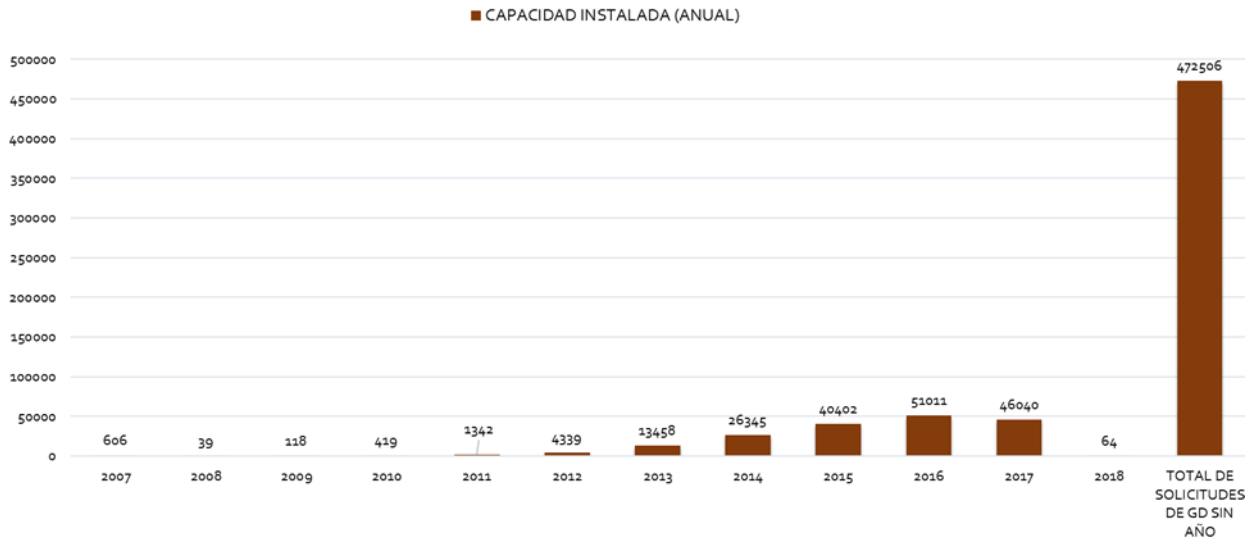
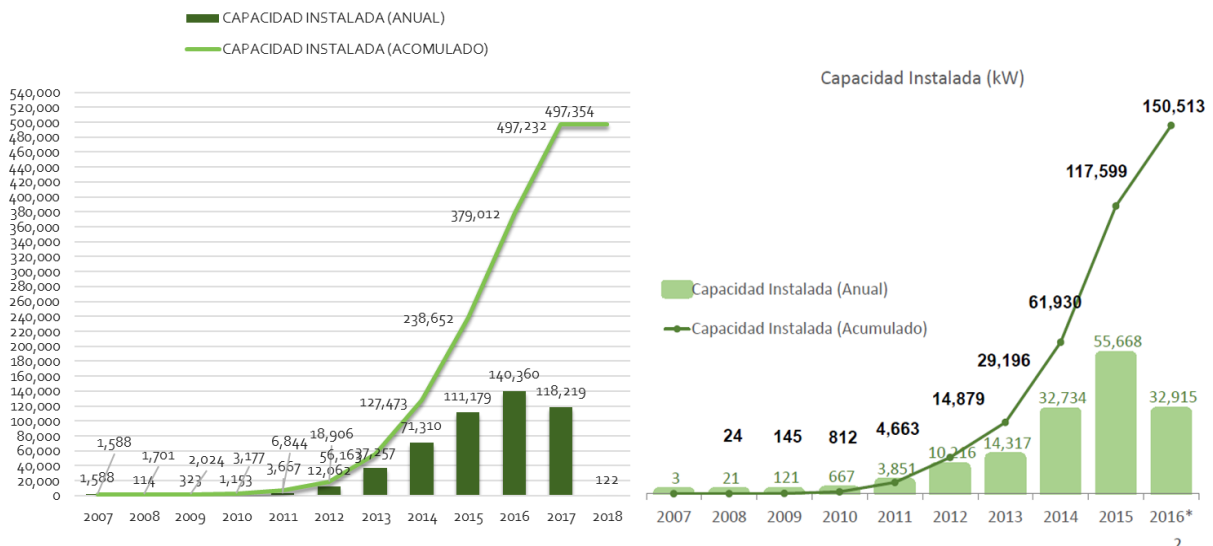


Figura 4.4. Capacidad de GD instalada en kW.

En las Gráfica 4.3 y Gráfica 4.4, se muestra los contactos de interconexión en pequeña y mediana escala de GD.



Gráfica 4.3 En la gráfica se considera la capacidad instalada de GD con las que no se cuenta la fecha de entrada en operación ponderada en el periodo (años).

Gráfica 4.4 Obtenida de la comisión reguladora de energía CRE.

#### 4.4 Capacidad de alojamiento en el sistema de distribución

Se deben de instalar las herramientas computacionales de apoyo para evaluar la Capacidad de Alojamiento de Generación Distribuida en los circuitos de distribución de las Redes Generales de Distribución de la empresa distribuidora en México [50].

Para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD en los circuitos de distribución se requiere el apoyo de herramientas computacionales:

**Herramienta SynerGEE 5.1:** Software de simulación y análisis de ingeniería para redes de distribución. Es la que cuenta la empresa distribuidora de energías eléctrica para realizar los estudios de planeación.

**Herramienta DRIVE 1.1:** Desarrollada por EPRI para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución, en base a criterios de calidad de la energía y de confiabilidad.

**Herramientas auxiliares:** El propósito de estas herramientas es generar la información de los circuitos de distribución en estudios que requiere la herramienta DRIVE 1.1 para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD.

**Python 3.3:** Es un lenguaje de programación con estructuras de datos eficientes y de alto nivel y un enfoque simple a la programación orientada a objetos.

**Get-pip:** Es un sistema de gestión de paquetes para instalar y administrar software escrito en el lenguaje de programación Python.

**Numpy:** Es una extensión de Python, para mayor soporte en vectores y matrices, con una biblioteca de funciones matemáticas de alto nivel.

**Pandas:** Librería de Python para análisis de datos, estructuras de datos flexibles y trabaja en forma eficiente. Trabaja con datos estructurados en filas y columnas (como una hoja de Excel).

##### 4.4.1 Procedimiento para evaluar la capacidad de alojamiento de GD

[47] El procedimiento para evaluar la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución de las RGD de la CFE Distribución se resume en los siguientes pasos:

**Paso 1.** Caracterizar la demanda y determinar el multiplicador de carga del circuito en estudio.

**Paso 2.** Ejecutar el proceso de distribución de carga, y los estudios de Flujos de Potencia y Corto Circuito con la herramienta SynerGEE.

**Paso 3.** Ejecutar el script DRIVE-MAI.py.

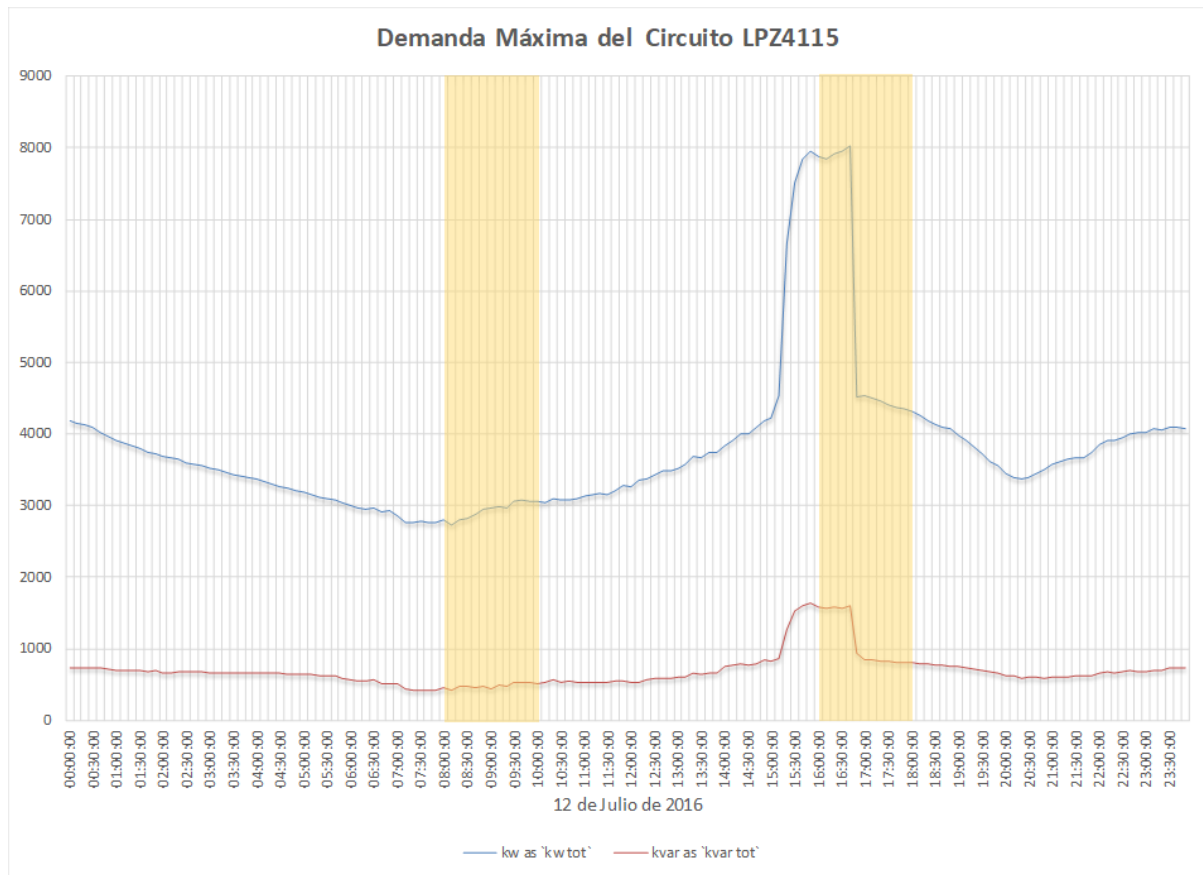
**Paso 4.** Evaluar la capacidad de alojamiento de GD mediante la herramienta *DRIVE*.

**Paso 5.** Analizar y respaldar los resultados.

**- Paso 1. Caracterizar la demanda y determinar el multiplicador de carga del circuito en estudio**

La caracterización de la demanda consiste en determinar la demanda máxima y mínima por fase (kW y kVAR) durante el periodo de operación de las fuentes de GD. Para caracterizar la demanda se utiliza la información de mediciones de las demandas máximas y mínimas por fase (kW y kVAR) a la salida del circuito en estudio, del mes donde se presente estas demandas.

Considerando que las fuentes de GD son del tipo fotovoltaicas (FV) de acuerdo a la literatura su operación se encuentra entre las 08:00 y las 18:00 h. Sin embargo, las demandas máxima y mínima se determinarán dentro del período de las 10:00 y 16:00 h, considerando que las primeras y últimas 2 h la participación de las fuentes FV son muy bajas. En la Gráfica 4.5 se visualiza el análisis del comportamiento de la demanda del circuito LPZ4115 (perteneciente a la Zona la Paz, División Baja California) el periodo de operación de las fuentes FV.



Gráfica 4.5 Comportamiento de la demanda del circuito LPZ4115 en el periodo de operación de las fuentes FV.

Con el análisis mostrado en la Gráfica 4.5, se visualiza el comportamiento de la demanda en el periodo de operación de las fuentes FV del circuito en estudio, con la cual se evalúan las demandas máxima y mínima que normalmente se presentan en el circuito. Con la evaluación de las demandas máxima y mínima se determina la hora en que estas se presentan y así recabar los registros de las demandas de cada fase. En la Figura 4.5 se muestra cómo se determinan las demandas máxima y mínima de los registros de medición.

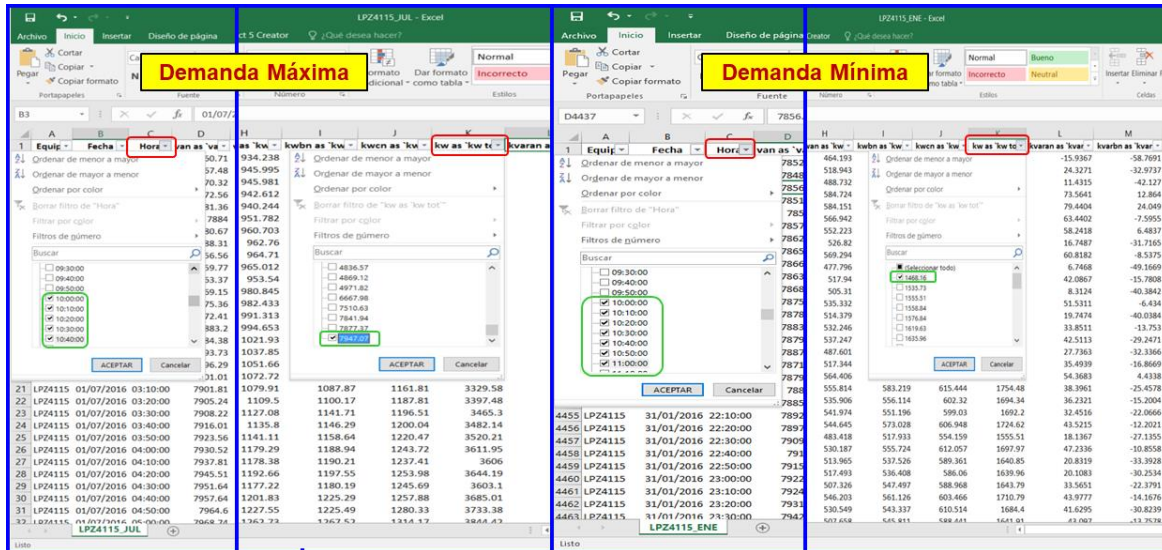


Figura 4.5. Proceso de selección de las demandas máxima y mínima.

En el proceso de selección de las demandas máxima y mínima de la Figura 4.5, primero se realiza un filtrado por Hora y se selecciona el periodo de tiempo de las 10:00 a las 16:00 h, posteriormente se realiza el filtrado por kW tot para seleccionar únicamente ya sea la demanda máxima o la demanda mínima.

**Nota:** Se recomienda revisar el comportamiento de las demandas máxima y mínima, para descartar registros de mediciones que pudieran deberse a alguna maniobra.

Con el proceso de la Figura 4.5 se obtiene un resumen de las demandas máxima y mínima por fase (kW y kVAR) registradas dentro del periodo de las 10:00 a las 16:00 h, en la Figura 4.6 se muestra la formación de este resumen.

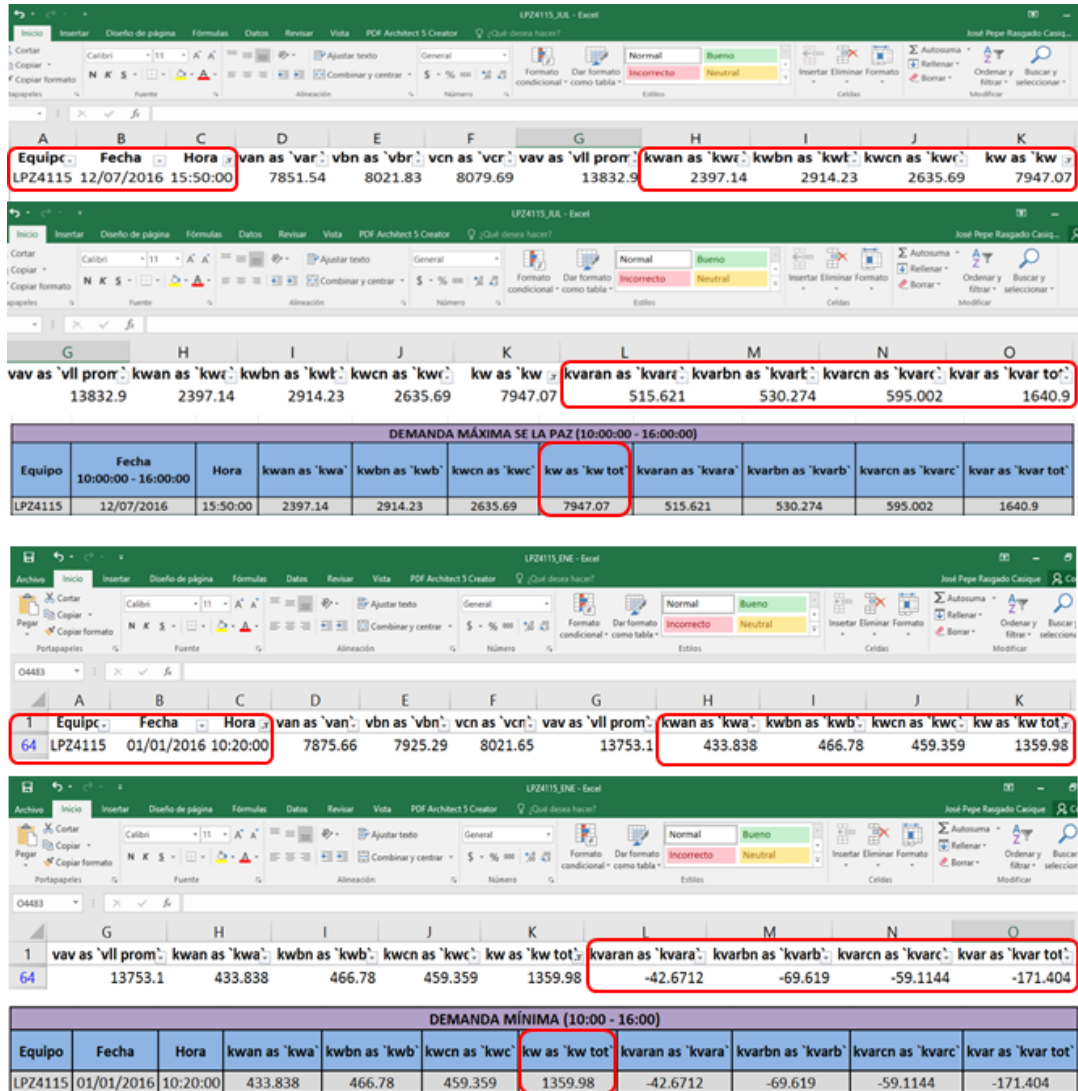
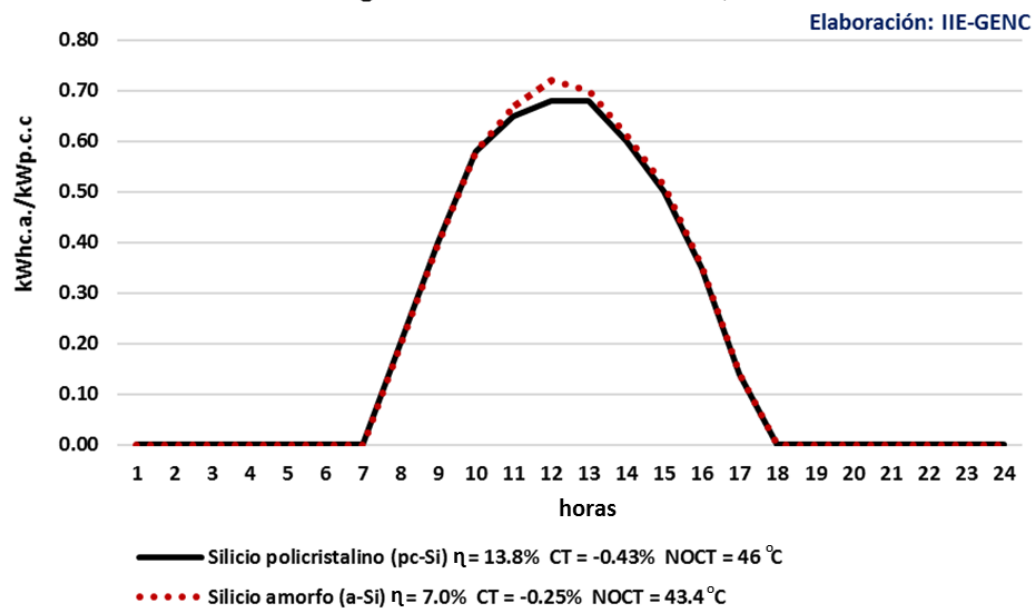


Figura 4.6. Formación del resumen de las demandas máxima y mínima registradas entre las 10:00 y las 16:00 h.

Como se mencionó anteriormente, las centrales de eléctricas del tipo FV, de acuerdo a la literatura para este tipo de fuentes se establece un periodo de operación de 10 horas, de las 08:00 a las 18:00 h, presentándose su mayor efecto entre las 12:00 y 13:00 h. En la Gráfica 4.6 se muestra el comportamiento de generación típica de una fuente FV.

### Producción eléctrica de sistema fotovoltaicos con diversas tecnologías de módulos en Mexicali, BC.

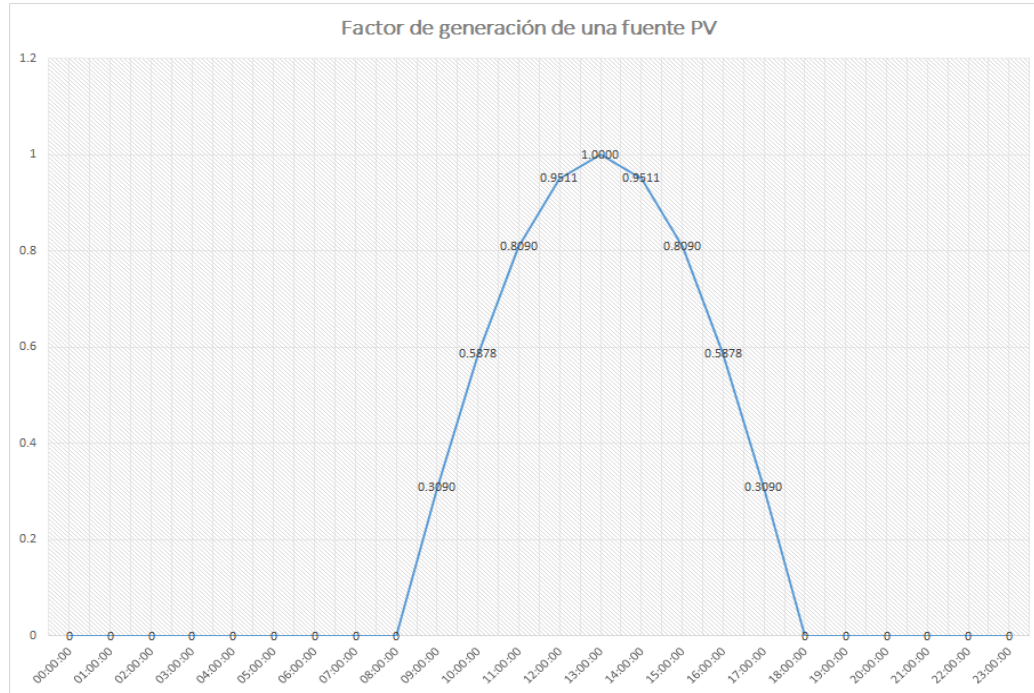


Gráfica 4.6 Comportamiento de generación típica de una fuente FV.

Cuando los circuitos bajo estudio cuentan con fuentes FV, las mediciones registradas en cada circuito incluyen el efecto de la generación de las fuentes FV instalados. Por lo que, para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD sin considerar esta generación, es necesario eliminar el efecto de estas fuentes, para ello se sumará a la demanda máxima medida la generación de las fuentes FV a la hora que ésta se presenta.

Asumiendo que el comportamiento de generación de una fuente FV, como se muestra en la Gráfica 4.6, se aproxima al semiciclo positivo de una senoide, con esto es posible determinar de manera aproximada la cantidad de demanda que está siendo abastecida por las fuentes FV instalados, a la hora de la demanda máxima. En la Gráfica 4.7 se muestra la emulación de la generación de una fuente FV durante un día (24 horas). Para emular el comportamiento de manera aproximada de la fuente FV, se modeló el semiciclo positivo de la onda sinusoidal considerando un rango de generación de 10 horas de las 08:00 a las 18:00 h.





Gráfica 4.7 Analogía de operación de la fuente FV.

Mediante este mecanismo se puede determinar un factor de generación de las fuentes FV en la hora que se presenta la demanda máxima medida. Este factor de generación es el seno del ángulo que le corresponde al tiempo de la demanda máxima medida. Este factor servirá para determinar la cantidad de generación que están produciendo las fuentes FV a la hora de demanda máxima medida entre las 10:00 y 16:00 h.

En la Figura 4.7 se presenta el proceso para calcular el factor de generación de las fuentes FV a la hora que se presenta la demanda máxima medida, así como la demanda máxima correspondiente sin la participación de las fuentes FV. Para ejemplificar este proceso se utilizaron los circuitos de la subestación La Paz.

Para calcular el factor de generación de las fuentes FV, de acuerdo al proceso de la tabla en la Figura 4.7, primero se obtiene la diferencia entre la máxima hora de operación de las fuentes FV (que es a las 18:00 h) y la hora de la demanda máxima medida entre las 10:00 y 16:00 h, este tiempo obtenido en horas se transforma en minutos. Posteriormente, este tiempo se transforma en ángulo de acuerdo al comportamiento de la curva de la Gráfica 4.7. Finalmente, con el seno del ángulo se obtiene el factor de generación de las fuentes FV a la hora de la demanda máxima medida entre las 10:00 y 16:00 h. Con este factor se obtiene la generación de las fuentes FV a la hora de la demanda máxima.



Hora	Circuitos de la Subestación La Paz									
	LPZ4115	LPZ4125	LPZ4135	LPZ4145	LPZ4155	LPZ4165	LPZ4175	LPZ4185	LPZ4195	LPZ4215
Hora Dem Max (10:00:00 - 16:00:00)	15:50:00	16:00:00	16:00:00	13:40:00	16:00:00	16:00:00	16:00:00	12:40:00	16:00:00	14:40:00
Dif Hora (18:00:00 - Hora Dem Max):	02:10:00	02:00:00	02:00:00	04:20:00	02:00:00	02:00:00	02:00:00	05:20:00	02:00:00	03:20:00
Ángulo de referencia:	130 min	120 min	120 min	260 min	120 min	120 min	120 min	320 min	120 min	200 min
Factor Cap PV para Dem Max (10:00:00 - 16:00:00)	180 - (130 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (260 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (120 X 18) / 60	180 - (320 X 18) / 60	180 - (200 X 18) / 60
Cap Total Inst PV (kW):	141°	144°	144°	102°	144°	144°	144°	84°	144°	120°
Cap de PV en Dem Max (10:00:00 - 16:00:00) (kW)	SENO(141°)	SENO(144°)	SENO(144°)	SENO(102°)	SENO(144°)	SENO(144°)	SENO(144°)	SENO(84°)	SENO(144°)	SENO(120°)
Dem Max medida (kW)	0.629	0.588	0.588	0.978	0.588	0.588	0.588	0.995	0.588	0.866
Dem Max sin PV (kW)	25.520	160.610	6.350	45.095	27.885	2.045	9.700	1455.000	77.160	16.870
Dem Max sin PV (kW)	16.060	94.404	3.732	44.110	16.390	1.202	5.702	1447.029	45.354	14.610
Dem Max medida (kW)	7947.070	5737.930	6363.100	6150.670	5599.950	5419.050	5405.930	6396.610	5670.830	6178.350
Dem Max sin PV (kW)	7963.130	5832.334	6366.832	6194.780	5616.340	5420.252	5411.632	7843.639	5716.184	6192.960

Figura 4.7. Analogía de operación de la fuente FV.

A manera de ejemplo, en la Figura 4.7 se observa que la demanda máxima del circuito LPZ4115 se presenta a las 15:50 h, con la analogía de la generación de la fuente FV al semiciclo positivo de la onda sinusoidal, el factor de generación de las fuentes FV a la hora de la demanda máxima es de 0.629. Por lo que, si la capacidad de generación de las fuentes FV es de 25.52 kW, entonces la cantidad de generación a la hora de la demanda máxima se obtiene multiplicando esta capacidad por el factor de generación, el cual resulta en 16.060 kW. Con esto se obtiene la demanda máxima real sin las fuentes FV, sumando la demanda máxima total medida (7,947.07 kW) más la generación de las fuentes FV a la hora de la demanda máxima (16.06 kW), lo cual resulta en 7,963.13 kW. La generación de las fuentes FV (16.060 kW) es distribuida proporcionalmente entre las fases ( $16.060/3 = 5.353$  kW).

Esta generación resultante, la cual se asume que es la demanda que está siendo abastecida por las fuentes FV instalados, se suma a la demanda máxima medida del circuito para eliminar el efecto de las fuentes FV en las mediciones. En la Figura 4.8 se muestra el resumen de la demanda máxima por fase sin la participación de las fuentes FV.

DEMANDA MÁXIMA (10:00 - 16:00)										
Equipo	Fecha	Hora	kwan as `kwa`	kwb as `kwb`	kwc as `kwc`	kw as `kw tot`	kvaran as `kvara`	kvarbn as `kvarb`	kvarcn as `kvarc`	kvar as `kvar tot`
LPZ4115	12/07/2016	15:50:00	2402.493	2919.583	2641.043	7963.13	515.621	530.274	595.002	1640.9

Figura 4.8. Resumen de la demanda máxima entre las 10:00 y las 16:00 h sin la participación de las fuentes FV.

Un punto importante a considerar en el resumen de la demanda máxima en la tabla de la Figura 4.8, es que las fuentes FV instalados generan únicamente potencia real (kW) por lo que las mediciones de potencia reactiva (kVAR) permanecen igual.

La siguiente actividad en este paso es determinar el multiplicador de carga. Este parámetro alimentará a la variable *offpeakmult* del archivo *SinergiConfig.txt*. El multiplicador de carga se

calcula para cada circuito con la relación de la demanda mínima total medida registrada en el mes que se presenta la demanda mínima entre la demanda máxima total medida registrada en el mes que se presenta la demanda máxima. Un ejemplo de estos valores son los mostrados en la Figura 4.6. El multiplicador de carga (*offpeakmult*) se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Multiplicador de carga} = \frac{\text{Demanda mínima total medida}}{\text{Demanda máxima total medida}}$$

Donde,

*Demanda máxima total medida:* Es la demanda máxima total (kW) del circuito en estudio en el periodo de 10:00 a las 16:00 h, rango más probable de generación de las fuentes FV (ver Figura 4.6).

*Demanda mínima total medida:* Es la demanda mínima total (kW) del circuito en estudio en el periodo de 10:00 a las 16:00 h, rango más probable de generación de las fuentes FV (ver Figura 4.6).

En la Figura 4.9 se presenta como ejemplo el cálculo del multiplicador de carga del circuito PLZ4115. Los valores de la demanda máxima total medida y la demanda mínima total medida son los obtenidos en proceso de la Figura 4.6.

MULTIPLICADOR DE CARGA				
Circuito	Demanda máxima total medida	Demanda mínima total medida	Operación	Multiplicador de carga
	kw as `kw tot`	kw as `kw tot`		
LPZ4115	7947.07	1359.98	$\frac{1359.98}{7947.07} =$	0.1711

Figura 4.9. Ejemplo de cálculo del multiplicador de carga.

- **Paso 2. Ejecutar el proceso de distribución de carga y los estudios de flujo de potencia y corto circuito con la herramienta de análisis SynerGEE**

En este paso se realiza la distribución de carga, flujos de potencia y de fallas del o los circuitos en estudio con el apoyo de la herramienta SynerGEE. La finalidad de este paso es verificar que los modelos de los circuitos funcionan de manera correcta antes de proceder a la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD. Para llevar a cabo estos estudios, previamente se debe realizar lo siguiente:

- a. Cargar la base de datos de la zona estudio con la herramienta SynerGEE.

- b. Validar la base de datos de la zona en estudio que no tenga secciones aisladas. Esto se puede detectar en forma visual a través de las ventanas correspondientes de la herramienta SynerGEE.
- c. Alimentar la demanda máxima caracterizada por fase (kW y kVAR) sin fuentes FV (obtenida en el Paso 1), en el medidor del modelo del circuito en estudio cargado en la herramienta SynerGEE.
- d. Alimentar los valores de la impedancia de la fuente en el modelo del circuito en estudio cargado en la herramienta SynerGEE. Además, en caso de que sea relevante el nivel de tensión medido, el porcentaje de tensión de cada fase.
- e. Verificar las opciones de ajuste predefinidas en SynerGEE para realizar los estudios.
- f. Guardar los cambios a la base de datos de la zona en estudio con la herramienta SynerGEE.

Después de finalizar los estudios, se recomienda revisar el máximo y mínimo nivel de tensión del circuito en estudio, el cual puede dar una indicación inicial de lo que se esperará en la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD. En la Figura 4.10 se muestra un ejemplo de los resultados del estudio de flujos de potencia, donde se puede visualizar la información de los niveles de tensión por fase del circuito.

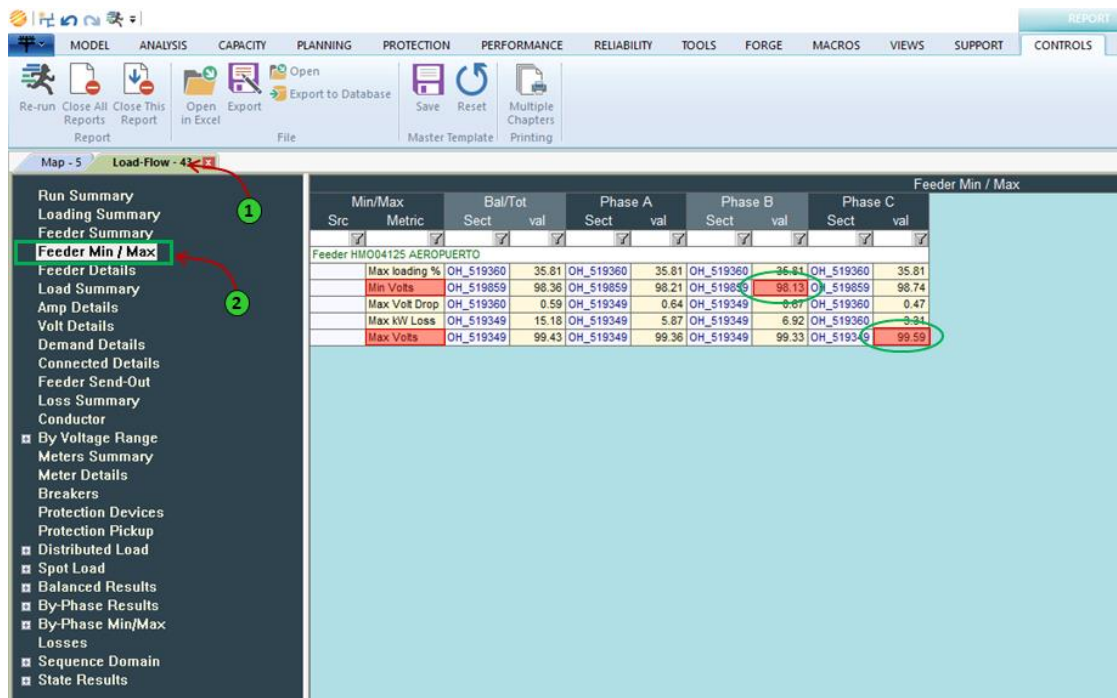


Figura 4.10. Resultados de los niveles de tensión del circuito en estudio.

Para el caso, en donde los circuitos cuenten con bancos de capacitores fijos y/o desconectables (Manual y/o Automático). La evaluación se realizará bajo las siguientes consideraciones de operación:

- Los bancos de capacitores fijos (Manuales) operarán bajo condiciones de demanda máxima y mínima. Por lo que, permanecerán siempre conectados en los estudios. A excepción cuando haya programas de operación planeadas de desconectar manualmente estos capacitores en periodos de tiempo definidos (demanda mínima).
- Los bancos de capacitores desconectables (Automáticos) operarán únicamente bajo condiciones de demanda máxima. Por lo que, para los estudios únicamente permanecerán conectados los capacitores indispensables para mantener la tensión dentro de los límites normalizados.

Para cumplir con estas dos consideraciones se deberán en principio ajustar los parámetros *capswitch* y *capswitchpk* del archivo *SynergiConfig.txt* a un valor de 0, para que permanezcan operando los capacitores tal y como está en el modelo de *SynerGEE*. Sin embargo, para los casos en donde se tenga programas de operación planeadas de desconectar manualmente los capacitores fijos en periodos de tiempo definidos (demanda mínima), se ajustará el parámetro *capswitch* del archivo *SynergiConfig.txt* a un valor de 1.

Por otro lado, cuando el circuito tenga bancos de capacitores automáticos se deberá verificar que la tensión máxima de cualquier fase esté por debajo de la tensión nominal (1.00 p.u.), en la Figura 4.10 se muestra un reporte en donde se visualizan los resultados de los niveles de tensión. En caso de que esta tensión máxima esté por arriba la nominal, se deberán apagar los capacitores uno por uno de los bancos de capacitores automáticos hasta lograr que la tensión máxima este por abajo del límite.

### - Paso 3. Ejecutar el Script Drive Mai.Py

El script DRIVE-MAI.py es un archivo con rutinas de programación en formato Python 3.3, que fue desarrollado para ejecutar automáticamente los estudios de flujos de potencia y fallas del circuito en estudio, a través de la herramienta *SynerGEE*. Con el objetivo de generar cuatro archivos con los resultados de los estudios e información de los elementos del circuito en estudio, los cuales requiere la herramienta *DRIVE* para determinar la Capacidad de Alojamiento de GD del circuito.

Para ejecutar el script DRIVE-MAY.py a través de la herramienta *SynerGEE*, se requiere instalar de manera secuencial los siguientes programas auxiliares:

- a. Python 3.3.
- b. get-pip.
- c. Numpy.
- d. Pandas.

Los parámetros que se tendrán que revisar cada vez que se ejecute el script DRIVE-MAI.py para un circuito diferente son:

- *offpeakmult*: Este parámetro se describe como el multiplicador de carga y depende del comportamiento de la demanda de cada circuito.
- *minvoltage*: El valor de este parámetro deberá ajustarse por debajo del mínimo nivel de tensión que resulte del estudio de flujos de potencia de cada circuito, esto en caso de que el ajuste default sea mayor al resultado del estudio.
- *maxvoltage*: El valor de este parámetro deberá establecerse por arriba del máximo nivel de tensión que resulte del estudio de flujos de potencia de cada circuito, esto en caso de que el ajuste default sea menor al resultado del estudio.
- *capswitch*: El valor de este parámetro dependerá del programa de operación de los bancos de capacitores para demanda mínima del circuito en estudio.

Finalmente se está listo para ejecutar el *script* DRIVE-MAI.py a través de la herramienta SynerGEE, el *script* se ejecutará con el comando *script* ubicado en el sub-menú **Python** dentro de la ventana del menú **MACROS**.

Con la ejecución del *script* se generan automáticamente cuatro archivos principales (\_xxx\_buses.csv, \_xxx\_data.csv, \_xxx\_secctions.csv y \_xxx\_reg.csv), los cuales son necesarios para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD con la herramienta *DRIVE*. En la Figura 4.11 se muestra la ubicación de los archivos generados.

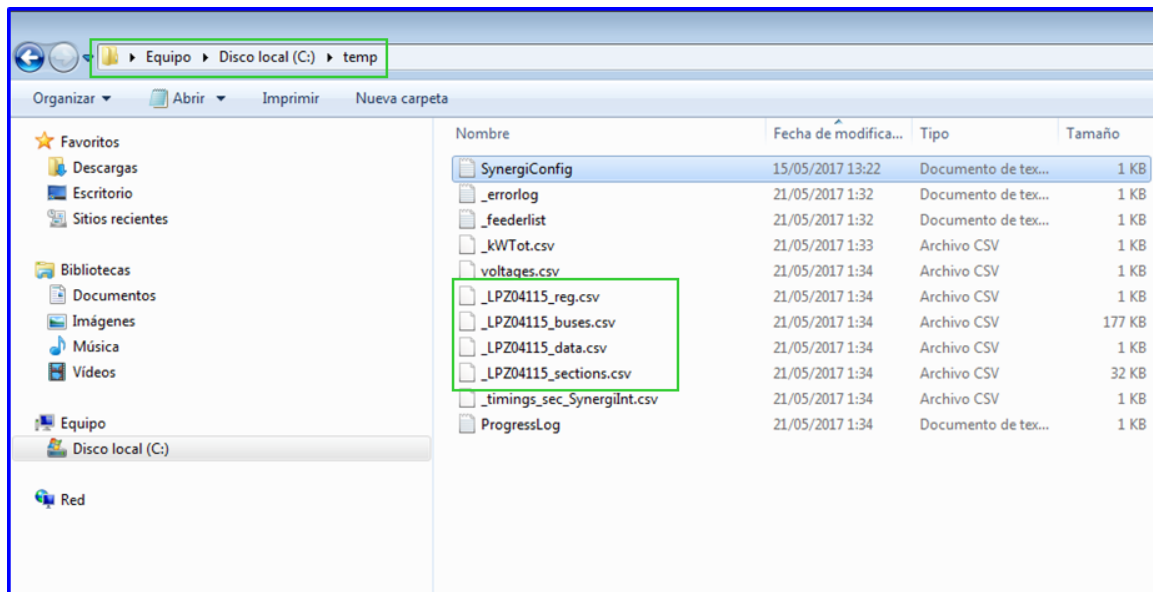


Figura 4.11. Ubicación de los archivos generados por el script DRIVE-MAI.py.

Además de los archivos antes mencionados, el script DRIVE-MAI.py genera otros archivos como: el ProgressLog.txt y el \_errorlog.txt, en los que se puede observar una descripción de la finalización exitosa del script o la causa de la falla del script por el cual no se generen los archivos principales.

**Nota:** En caso de que el nivel de tensión mínimo o máximo en algunas de las fases obtenido en el estudio de flujos de potencia, sea menor a 0.90 o mayor a 1.10 en por unidad, será necesario modificar el parámetro **minvoltage** o el **maxvoltage** del archivo **SynergiConfig.txt** por debajo de lo obtenido en el estudio. De no hacerlo los archivos no se generarán.

#### - Paso 4. Evaluar la capacidad de alojamiento de GD mediante la herramienta DRIVE

La herramienta DRIVE (Distribution Resource Integration and Value Estimation), fue desarrollada por EPRI para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución, en base a criterios de calidad de la energía y de confiabilidad. En la Figura 4.12 se presenta la ubicación del archivo ejecutable de la herramienta DRIVE.

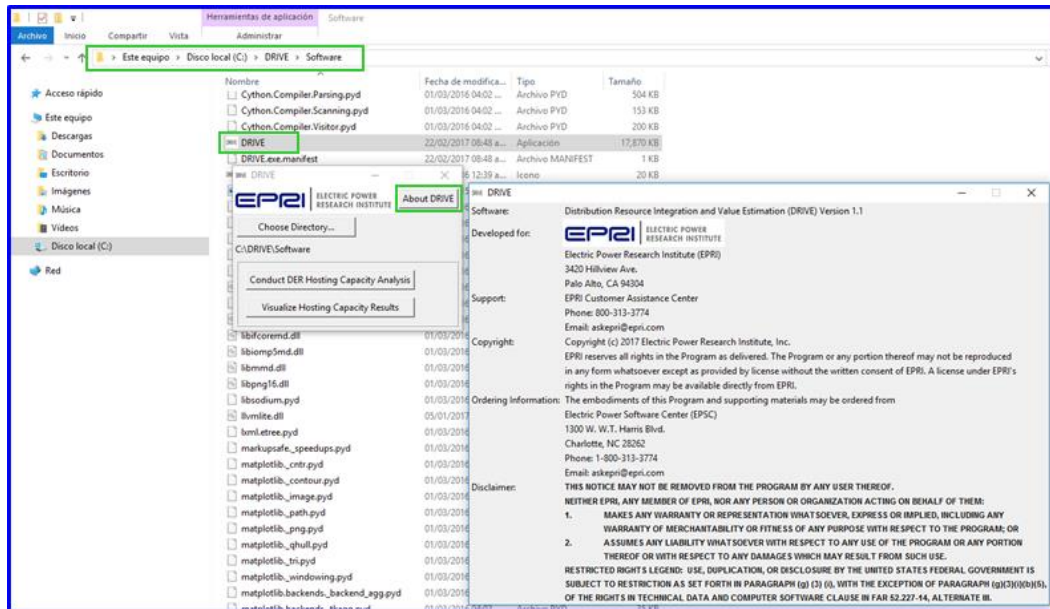


Figura 4.12. Ubicación del archivo ejecutable de la herramienta DRIVE 1.1.

Para realizar la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD de un circuito con la herramienta DRIVE, se requiere los cuatro archivos en formato .CSV (`_xxx_buses.csv`, `_xxx_data.csv`, `_xxx_sections.csv` y `_xxx_reg.csv`) generados por la ejecución del script `DRIVE-MAI.py`. Además de la ruta en donde están guardados estos archivos, en la Figura 4.11 se ubica ruta de estos archivos.

Después tener direccionada la ruta de la carpeta donde se ubican los archivos del circuito en estudio, se requiere ajustar los límites de tensión, térmicos, de protección y de confiabilidad, los cuales están especificados en los Códigos de Red y Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.

En la Tabla 4.2 se presentan los ajustes de los límites de los criterios normalizados de la herramienta *DRIVE* para la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución de las RGD de CFE Distribución.



Tabla 4.2 Ajustes de los límites de los criterios para la evaluación de la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución de las RGD de CFE Distribución.

Categoría	Criterios	Aplica	Valor	Comentario
Tensión	Primary Over-Voltage	✓	1.05 pu	Del Código de Red Nacional.
	Primary Under-Voltage for Load	X	0.93 pu	Sólo se considera generación distribuida.
	Primary Under-Voltage for Gen	✓	0.93 pu	Del Código de Red Nacional.
	Primary Voltage Deviation	✓	3.0 %	Del estándar IEEE 1453-2015 (**)
	Regulator Voltage Deviation	✓ (*)	50 %	
Térmico	Thermal for Load	X	80 %	Sólo se considera generación distribuida.
	Thermal for Gen	✓	80 % (***)	De acuerdo a la NOM-001
Protección y confiabilidad	Reverse Power Flow	X		Limitar la capacidad de alojamiento a la demanda mínima.
	Additional Element Fault Current	✓	10 %	Este valor se puede precisar si se conocen los niveles de corto circuito de la zona y la capacidad de los circuitos.
	Breaker Relay Reduction of Reach	✓	10 %	La coordinación se mantiene con este factor.
	Sympathetic Breaker Relay Tripping	X	150 A	El tiempo de aportación de los inversores a la falla no operan las protecciones.
	Unintentional Islanding	X	100 %	Las plantas de generación fotovoltaica cuentan con protección anti-isla.

(\*) Cuando aplique.

(\*\*) IEEE1453-2015, "IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems".

(\*\*\*) Para redes subterráneas considerar 80%, para redes aéreas tomar el 100%.

Al finalizar se habrán generado los archivos: xxx\_segments.csv, xxx\_HC-R.csv, xxx\_HC-Z.csv y xxx\_HC-ldg.csv. Estos archivos contienen la Capacidad de Alojamiento de GD de manera detallada para el circuito en estudio, considerando los límites normalizados de los criterios y opciones avanzadas de la herramienta *DRIVE*. En la Figura 4.13 se muestra los archivos generados por la herramienta *DRIVE*.

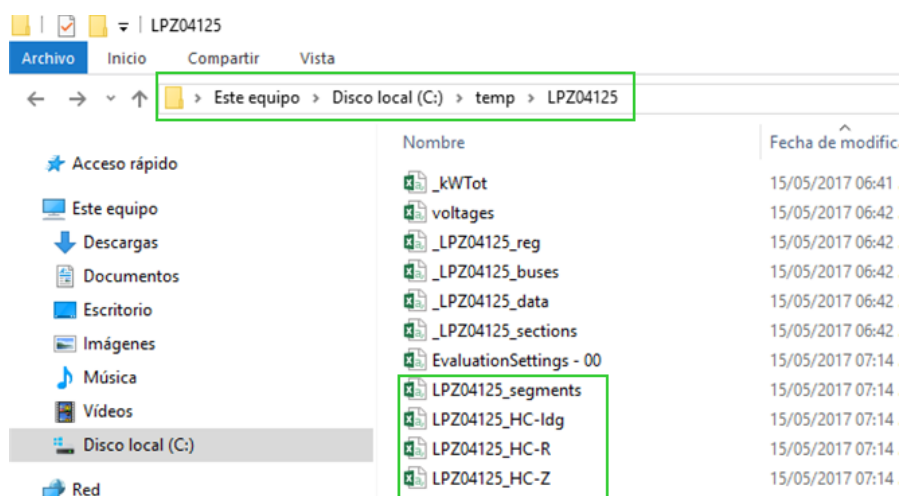


Figura 4.13. Ubicación de los archivos generados por la herramienta *DRIVE*.



Una vez realizado los cálculos de Capacidad de Alojamiento de GD del circuito en estudio, se procede a desplegar los resultados obtenidos, esto se lleva a cabo mediante el botón del comando **Visualize Hosting Capacity Results**, ubicado en la ventana principal de la herramienta *DRIVE*. Al ejecutar este comando se abre la ventana *Hosting Capacity Results*, donde se seleccionan los criterios para el despliegue de los resultados. Estos criterios reflejan los modos de operación y las reglas de cada empresa eléctrica, en el Anexo 1 se describen estos criterios.

Para obtener el resumen de resultados de la Capacidad de Alojamiento de GD en forma tabular, se aplicará el comando **Plot Export Feeder-Level Hosting Capacity Summary**, ubicado en la misma ventana de opciones avanzadas de despliegue de resultados, con este comando se genera un archivo tabular en formato .CSV.

Otra opción de despliegue de resultado de la Capacidad de Alojamiento de GD es el resumen general en forma gráfica, el cual se obtiene aplicando el comando **Hosting Capacity Summary**, ubicado en la misma ventana de las opciones avanzadas de despliegue de resultados, con este comando se genera dos archivos gráficos en formato .png.

El despliegue de los resultados de la Capacidad de Alojamiento de GD en forma tabular y gráfica se obtendrán para cada uno de las opciones de generación y tipo de fuente de GD. Por lo que, para cada una de estas opciones se generará cinco archivos con los resultados en forma gráfica y tabular. En la Figura 4.14 se muestra los archivos con los resultados en formato tabular y en formato gráfico para los modos de generación y tamaño de las fuentes de GD (*Distributed Small DER*, *Centralized Large DER* y *Distributed Large DER*).

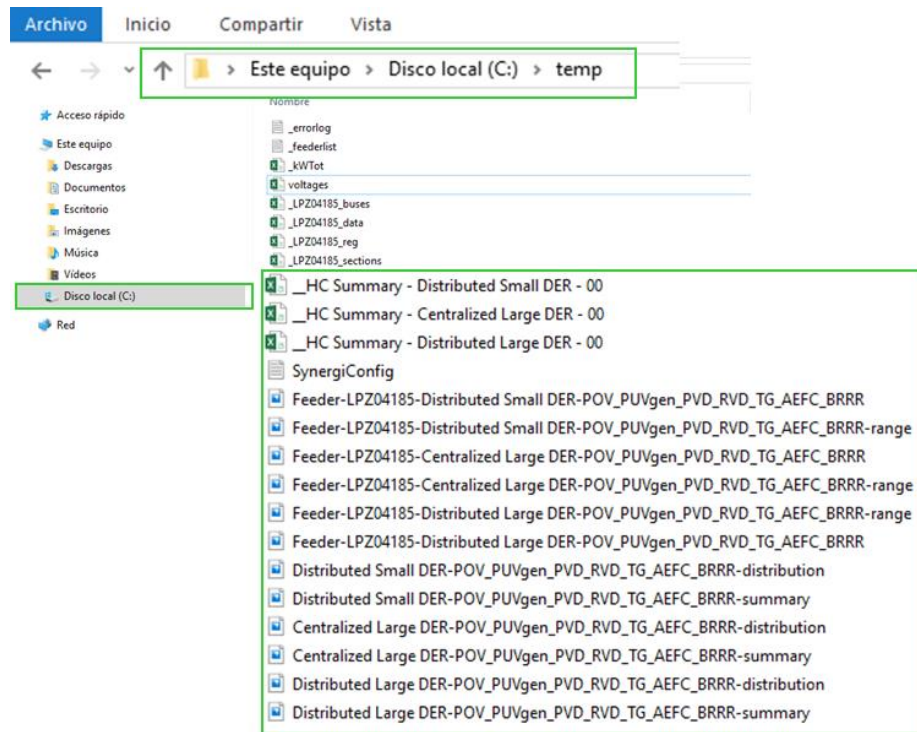


Figura 4.14. Archivos con los resultados de la Capacidad de Alojamiento de GD, para los modos de generación y tamaño de las fuentes de GD.

#### - Paso 5. Analizar y respaldar los resultados

Como se menciona en el punto anterior, la herramienta DRIVE ofrece un resumen de resultados para cada uno de los tres modos de generación de las fuentes de GD considerada. Para el propósito de analizar los resultados y evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD disponible de cada circuito, se requerirán los archivos del resumen de resultados tabular. El resumen tabular de la Capacidad de Alojamiento de GD está contenido en un archivo específico con formato .CSV para cada tipo de generación, estos archivos tienen un nombre de identificación con la descripción de resumen, el tipo de fuente y tamaño, como se muestra a continuación:

\_\_HC Summary - Centralized Large DER – 00.csv  
 \_\_HC Summary - Distributed Large DER – 00.csv  
 \_\_HC Summary - Distributed Small DER – 00.csv

Estos son los tres archivos que requerirá la herramienta informática para desplegar la Capacidad de Alojamiento de GD de los circuitos de distribución de las RGD de CFE Distribución, la cual se encuentra en proceso de desarrollo.

Estos mismos archivos pueden ser editados con la herramienta de cálculo Excel de Microsoft Office. A manera de ejemplo, en la Tabla 4.3 se muestra un extracto del resumen tabular para el tipo de fuente de GD Pequeña Distribuida (generación Distributed Small DER).

Tabla 4.3 Resumen de resultado en forma tabular del modo de generación Distributed Small DER

Feeder name	Primary Over-	Primary Over-	Primary Unde	Primary Unde	Primary Unde	Primary Unde	Primary Volta	Primary Volta	Regulator Vol	Regulator Vol	Thermal for L	Thermal for L	Thermal for G
LPZ04115	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	1.71	6.81	1.85

En esta tabla se muestra los valores máximos y mínimos para cada criterio disponible en la herramienta *DRIVE*. Para el análisis de los resultados de cada modo de generación, en cada archivo se extrae el valor mínimo de los mínimos de los criterios disponibles para determinar la Capacidad de Alojamiento de GD, con esto se obtiene el valor más pequeño de todos. Este valor de Capacidad de Alojamiento de GD del circuito, es la que puede instalarse en cualquier parte del circuito sin restricciones. Además, dentro del resumen de resultados gráfico, corresponde al límite de la barra de color verde (*Below*), como se muestra en la Figura 4.15.

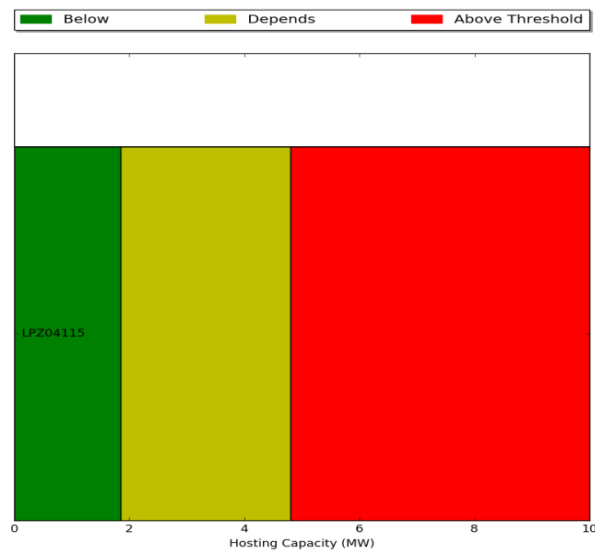


Figura 4.15. Resumen de resultados en forma gráfica del modo de generación Distributed Small DER.

Dentro de este análisis, se deberá obtener el valor mínimo de los máximos de los mismos criterios disponibles para determinar la Capacidad de Alojamiento de GD, en este caso se obtiene el valor más pequeño dentro de los valores máximos. Este valor de Capacidad de

Alojamiento de GD del circuito es la que puede instalarse con algunas restricciones dependiendo su ubicación. Dentro del resumen de resultado gráfico, corresponde al límite de la barra de color amarillo (*Dependes*), como se muestra en la Figura 4.15.

El análisis de Capacidad de Alojamiento de GD cubrirá la capacidad máxima especificada en la herramienta *DRIVE*. En caso de que los valores mínimos determinados sean menores a la capacidad máxima especificada, entonces habrá un rango de capacidad en la que no se podrá instalar en todo el circuito. Dentro del resumen de resultado gráfico, corresponde la parte de color rojo (*Above Threshold*) de la barra de la Figura 4.15.

Este mismo proceso se realiza para el análisis de la Capacidad de Alojamiento de GD de los resultados obtenidos para cada modo de generación (*Distributed Small DER, Centralized Large DER y Distributed Large DER*).

## Capítulo 5. ESTUDIO DE SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

### 5.1 Introducción

En la actualidad existe una tendencia marcada que indica que la construcción de grandes plantas generadoras ya no es la mejor opción para atender el aumento de demanda eléctrica. Los altos costos que implica la construcción de dichas plantas, la actual preocupación por reducir la emisión de gases de efecto invernadero y otros problemas de tipo legal, por ejemplo obtener permisos medio ambientales para la construcción de nuevas líneas, ha causado que la industria vuelva sus ojos a un sector que tiene una gran capacidad de crecimiento y que presenta grandes beneficios para el sistema, la generación distribuida y en un marco más amplio, los recursos energéticos distribuidos.

Como ya fue mencionado, la introducción de los recursos distribuidos puede traer consigo grandes beneficios al sector. Sin embargo, la construcción y conexión de generadores distribuidos no puede ser hecha sin antes considerar cual será el impacto real. Estudios de planificación deben de ser llevados a cabo para garantizar el completo aprovechamiento de los beneficios de la generación distribuida y prever cualquier complicación que pueda surgir de ésta. En este sentido los paquetes de simulación representan una herramienta valiosa al momento de realizar la planificación a futuro de un sistema de distribución de energía eléctrica que desee expandirse e incluir recursos distribuidos.

La localización óptima de un generador distribuido es un aspecto clave para garantizar que la introducción de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia tenga éxito. Hasta la fecha se ha desarrollado una gran variedad de metodologías para determinar dicha localización óptima. Algunos de estos métodos utilizan enfoques analíticos que incluyen simplificaciones, mientras que otros utilizan algoritmos de gran complejidad. La exactitud de los resultados obtenidos depende mucho del método utilizado, por lo que todavía hoy es necesario mejorar los métodos desarrollados de forma que se mejoren su precisión, sean relativamente simples de implementar, y eficientes.

Actualmente en México la generación de energía eléctrica puede hacerse de distintas maneras, cada una con sus pros y contras en aspectos económicos, ambientales y eléctricos. Normalmente, la generación se da en centrales potentes que se encuentran muy alejadas de los usuarios finales. Esta forma de generar energía implica utilizar equipos para transmitir el

flujo eléctrico desde un punto a otro. Además de esto, la mayoría de los combustibles a utilizarse provocan daños considerables al medio ambiente.

A raíz de las cuestiones mencionadas, los avances tecnológicos orientados a la generación de energía eléctrica, apuntan a la Generación Distribuida Limpia, es decir, la generación de energía eléctrica a través de energías limpias en puntos cercanos a los centros de consumo. Este nuevo modelo de generación implica cambios importantes en la forma en cómo se analiza un sistema eléctrico.

Investigadores y científicos trabajan en el desarrollo de herramientas y metodologías que favorezcan la implementación de sistemas de Generación Distribuida, con el fin de mejorar el Sistema Eléctrico Nacional y reducir la contaminación del medio ambiente.

## **5.2 Modelado del sistema**

### **5.2.1 OpenDSS**

OpenDSS es un software de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica, desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute) desde hace más de 10 años. El resultado de este esfuerzo ha quedado plasmado en un programa de simulación en el dominio de la frecuencia con las funcionalidades propias de los simuladores comerciales, así como nuevas herramientas que tienen en cuenta futuras necesidades relacionadas con los esfuerzos de modernización de las redes actuales. El programa fue originalmente pensado como una herramienta para el análisis de la interconexión de generación distribuida, pero su continua evolución ha llevado al desarrollo de otras funcionalidades que son perfectas por ejemplo para estudios de eficiencia en el suministro de energía y estudios de armónicos [51].

OpenDSS has sido utilizado para:

- Planeación y análisis de redes de distribución
- Análisis de circuitos AC polifásicos
- Análisis de interconexión de generación distribuida
- Simulaciones anuales de generación y carga
- Simulaciones de plantas eólicas
- Mejoramiento de la eficiencia en redes de distribución
- Estudios de armónicos e inter armónicos

## Otros

- El programa incluye varios modos de solución, tales como:
- Flujo de potencia (modo *snapshot*, modo *time*)
- Análisis de armónicos
- Análisis dinámico
- Cálculo de cortocircuito
- Otros

OpenDSS está diseñado para recibir instrucciones en forma de texto permitiendo mayor flexibilidad al usuario. Puede accederse al programa tanto a través de una aplicación independiente como del COM server. La aplicación independiente cuenta con una interfaz de usuario básica, aunque completamente funcional, que permite interactuar con el programa; mientras que el COM server permite conectar el OpenDSS con otros programas tales como Matlab de Mathworks, proporcionando de esa manera una gran capacidad de análisis de la información. La Figura 5.1 muestra cómo interactúan los diferentes módulos dentro de la estructura de OpenDSS.

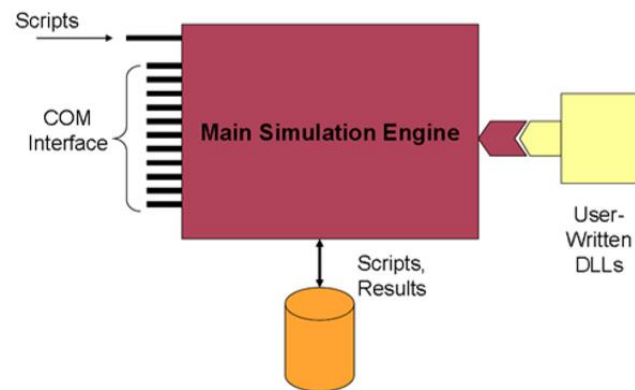


Figura 5.1. Estructura OpenDSS.

OpenDSS representa los circuitos de distribución a través de ecuaciones de admitancias nodales. Cada elemento del sistema es representado por una matriz de admitancia nodal primitiva. Cada matriz primitiva es adjuntada a la matriz de admitancias del sistema, luego el sistema de ecuaciones que representa al sistema es solucionado con la ayuda de algoritmos de matrices dispersas. En lo que respecta a cargas no lineales, OpenDSS modela este comportamiento a través de fuentes de corriente, a las cuales se hace referencia como corrientes de compensación (Ver Figura 5.2). De esta manera, la corriente que depende de la

parte lineal del modelo incluido en la matriz del sistema es compensada por una fuente externa, para que a través de un proceso iterativo se obtenga el valor correcto.

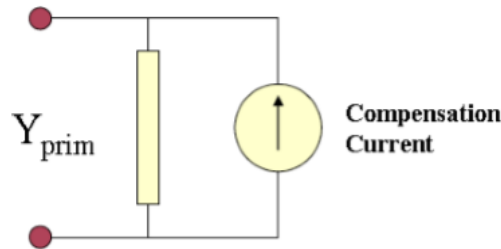


Figura 5.2. Modelo elementos en OpenDSS.

### 5.2.2 OpenDSS como aplicación independiente

La aplicación independiente de OpenDSS es accesada utilizando el archivo OpenDSS.exe, esto hará que aparezca la interfaz de usuario del programa (Ver Figura 5.3). A través de dicha interfaz es posible desarrollar los códigos de entrada para controlar al OpenDSS.

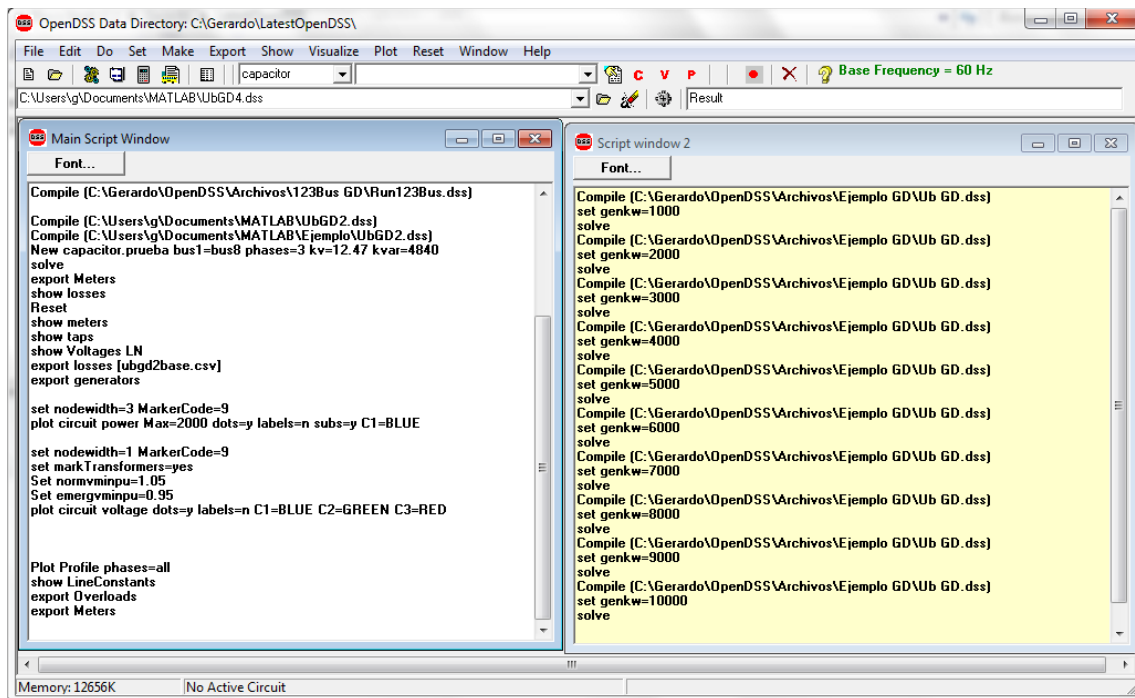


Figura 5.3. Interfaz gráfica OpenDSS.

### 5.3 Escenario de estudio

Para la simulación del caso ejemplo se utilizará una red que consiste en un alimentador de la IEEE 37 buses ubicado en California, radial que parte de un transformador trifásico y que



alimenta a distintas cargas puntuales que se encuentran repartidas a lo largo de dicho alimentador [52]. La Figura 5.4 muestra el esquema unifilar de la red utilizada en este ejemplo. Para definir dicho sistema de tal manera que OpenDSS sea capaz de analizarlo y solucionarlo se ha desarrollado el siguiente código, el cual puede ser escrito directamente en una de las ventanas de la interfaz gráfica o guardarlo como un archivo con extensión.dss. En este caso el código ha sido guardado en un archivo nombrado IEEE37buses.dss (ver anexo 2)

## **5.4 Alcance y limitaciones**

### **5.4.1 Alcance**

Se desarrollarán pequeños programas que apliquen las funciones de OpenDSS para facilitar los estudios de interconexión de generación distribuida fotovoltaica a las redes de distribución. Se dará prioridad a los estudios de capacidad de alojamiento de un alimentador de prueba.

### **5.4.2 Limitaciones**

El alimentador de prueba a utilizar será un circuito basado en el modelo del IEEE de 37 buses. Es un alimentador que no está diseñado bajo las normas mexicanas, pero que contiene una base de datos sólida para comparar resultados y asegurar que el programa se ejecute correctamente.

## **5.5 Simulación y análisis de resultados**

### **5.5.1 Estudio y aspectos general del alimentador IEEE 37 BUS**

El alimentador IEEE 37 buses es un alimentador ubicado en California, EU, con una tensión de operación de 4.8 kV. Tiene una configuración en delta, todas sus líneas son subterráneas, cuenta con un regulador de tensión conectado en delta abierta al principio del alimentador y cargas muy desbalanceadas [53].

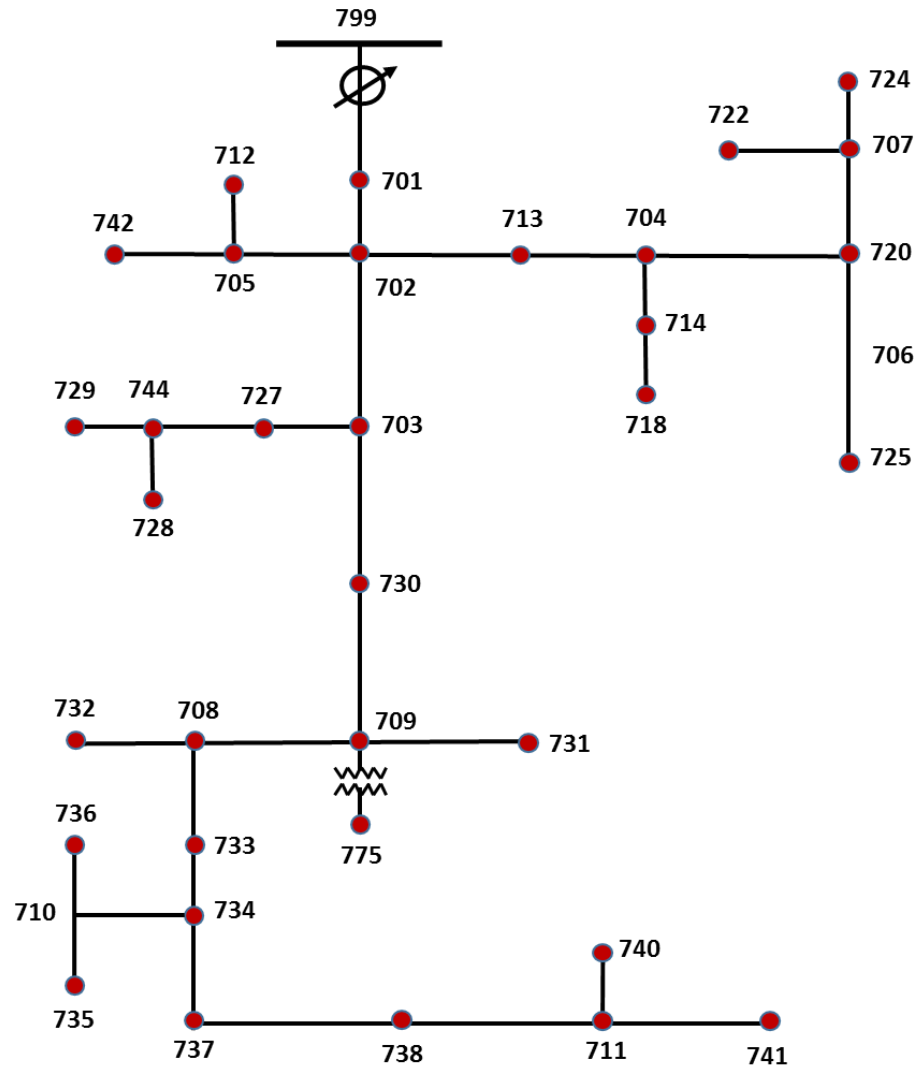


Figura 5.4. Alimentador IEEE 37 Buses.

A continuación, se presentan los datos de los elementos que se usaron para el modelado del circuito:

Tabla 5.1 Datos del transformador del alimentador de prueba.

Transformador	KVA	Vprim	Vsec	Conexión	R(%)	X(%)
Subestación (SubXF)	2500	230	4.8	Delta – Delta	2	8

Tabla 5.2 Datos de los reguladores del alimentador de prueba.

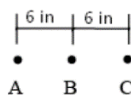
Regulador	Reg1a	Reg1c
Transformador asociado	SubXF	
Fases reguladas	ABC	
Conexión	AB	CB
Ancho de banda	2 V	
Relación del TP	40	
Relación del TC	350	
Configuraciones del LDC	Fases AB	Fases CB
R	1.5	
X	3	

Tabla 5.3 Datos de las líneas del alimentador de prueba.

Nombre de la línea	Bus 1	Bus 2	Longitud (ft)	Configuración
L1	701	702	960	722
L2	702	705	400	724
L3	702	713	360	723
L4	702	703	1320	722
L5	703	727	240	724
L6	703	730	600	723
L7	704	714	80	724
L8	704	720	800	723
L9	705	742	320	724
L10	705	712	240	724
L11	706	725	280	724
L12	707	724	760	724
L13	707	722	120	724
L14	708	733	320	723
L15	708	732	320	724
L16	709	731	600	723
L17	709	708	320	723
L18	710	735	200	724
L19	710	736	1280	724
L20	711	741	400	723
L21	711	740	200	724
L22	713	704	520	723
L23	714	718	520	724
L24	720	707	920	724
L25	720	706	600	723
L26	727	744	280	723
L27	730	709	200	723
L28	733	734	560	723
L29	734	737	640	723
L30	734	710	520	724

Nombre de la línea	Bus 1	Bus 2	Longitud (ft)	Configuración
L31	737	738	400	723
L32	738	711	400	723
L33	744	728	200	724
L34	744	729	280	724
L35	799	701	1850	721

Tabla 5.4 Datos de las configuraciones de las líneas.

Configuración	Secuencia	Cable	Geometría (ID)
721	A-B-C	1,000,000 AA, CN	
722	A-B-C	500,000 AA, CN	
723	A-B-C	2/0 AA, CN	
724	A-B-C	#2 AA,CN	

Configuración 721:

```
0.2926 0.1973 0.0673 -0.0368 0.0337 -0.0417
          0.2646 0.1900 0.0673 -0.0368
                        0.2926 0.1973
```

Configuración 722

```
0.4751 0.2973 0.1629 -0.0326 0.1234 -0.0607
          0.4488 0.2678 0.1629 -0.0326
                        0.4751 0.2973
```

Configuración 723:

```
1.2936 0.6713 0.4871 0.2111 0.4585 0.1521
          1.3022 0.6326 0.4871 0.2111
                        1.2936 0.6713
```

Configuración 724:

```
2.0952 0.7758 0.5204 0.2738 0.4926 0.2123
          2.1068 0.7398 0.5204 0.2738
                        2.0952 0.7758
```

Figura 5.5. Matrices de impedancia de las líneas ( $R + jX$  en  $\Omega$ /milla).

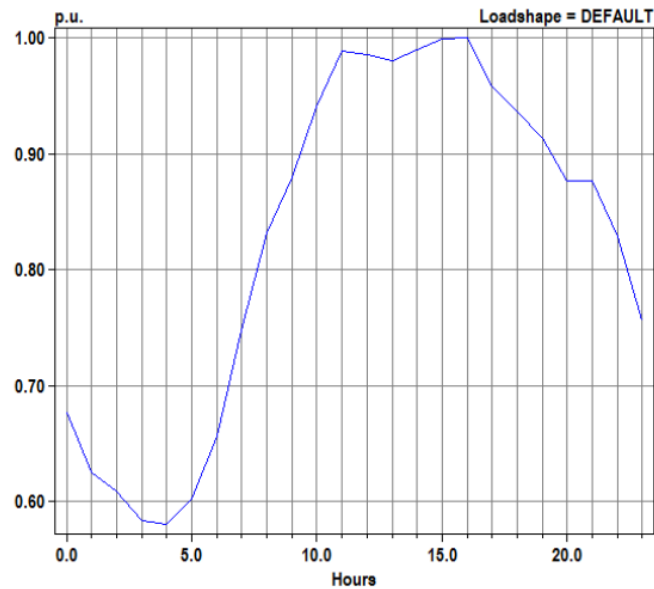
Configuración 721:	Configuración 723
159.7919 0.0000 0.0000	74.8405 0.0000 0.0000
159.7919 0.0000	74.8405 0.0000
159.7919	74.8405
Configuración 722	Configuración 724
127.8306 0.0000 0.0000	60.2483 0.0000 0.0000
127.8306 0.0000	60.2483 0.0000
127.8306	60.2483

Figura 5.6. Matrices de capacitancia de las líneas ( $B$  en  $\mu S$  / milla).

Tabla 5.5 Datos de las cargas en el alimentador de prueba.

Bus	Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
701	Delta-PQ	140	70	140	70	350	175
712	Delta-PQ	0	0	0	0	85	40
713	Delta-PQ	0	0	0	0	85	40
714	Delta-I	17	8	21	10	0	0
718	Delta-Z	85	40	0	0	0	0
720	Delta-PQ	0	0	0	0	85	40
722	Delta-I	0	0	140	70	21	10
724	Delta Z	0	0	42	21	0	0
725	Delta-PQ	0	0	42	21	0	0
727	Delta-PQ	0	0	0	0	42	21
728	Delta-PQ	42	21	42	21	42	21
729	Delta-I	42	21	0	0	0	0
730	Delta Z	0	0	0	0	85	40
731	Delta Z	0	0	85	40	0	0
732	Delta-PQ	0	0	0	0	42	21
733	Delta-I	85	40	0	0	0	0
734	Delta-PQ	0	0	0	0	42	21
735	Delta-PQ	0	0	0	0	85	40
736	Delta Z	0	0	42	21	0	0
737	Delta-I	140	70	0	0	0	0
738	Delta-PQ	126	62	0	0	0	0
740	Delta-PQ	0	0	0	0	85	40
741	Delta-I	0	0	0	0	42	21
742	Delta Z	8	4	85	40	0	0
744	Delta-PQ	42	21	0	0	0	0
<b>Total</b>		<b>727</b>	<b>357</b>	<b>639</b>	<b>314</b>	<b>1091</b>	<b>530</b>

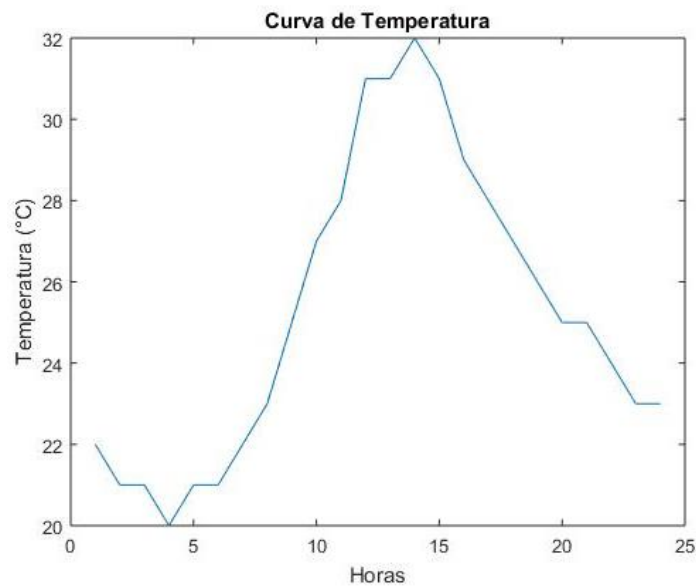
El comportamiento de las cargas está definido por la curva default que contiene el software Véase la siguiente Gráfica 5.1



Gráfica 5.1 Curva Loadshape default de OpenDSS.

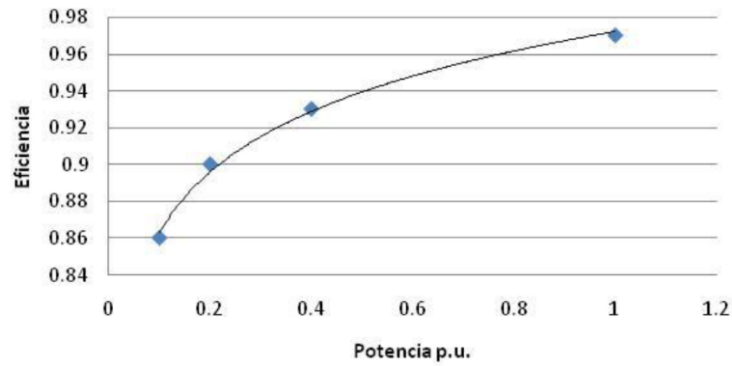
Las características climatológicas que afectan a los sistemas fotovoltaicos se muestran en las siguientes gráficas:

Las temperaturas consideradas son temperaturas del 10 de agosto de 2018, en Los Ángeles California.



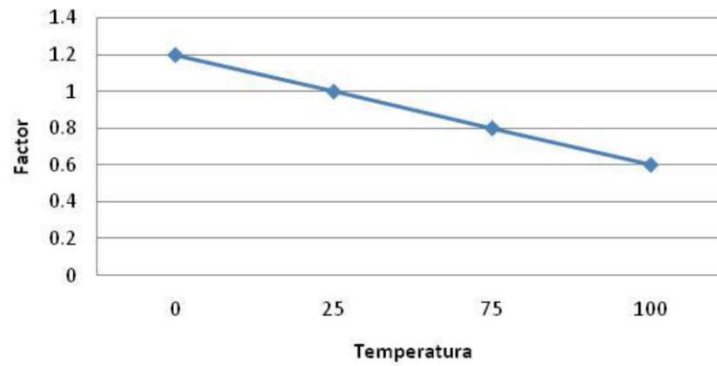
Gráfica 5.2 Comportamiento de la temperatura a lo largo del día.

### Curva de eficiencia

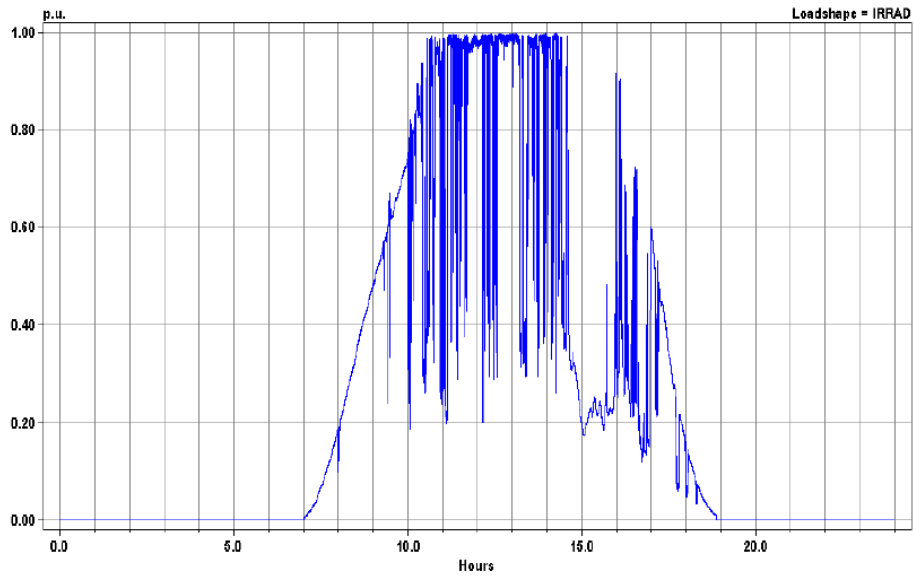


Gráfica 5.3 Curva de eficiencia de los inversores de los SFV.

### PvsT



Gráfica 5.4 Curva potencia vs Temperatura.



Gráfica 5.5 Curva de irradiación Solar.

## 5.5.2 Comportamiento instantáneo en estado estable

- **Condiciones**

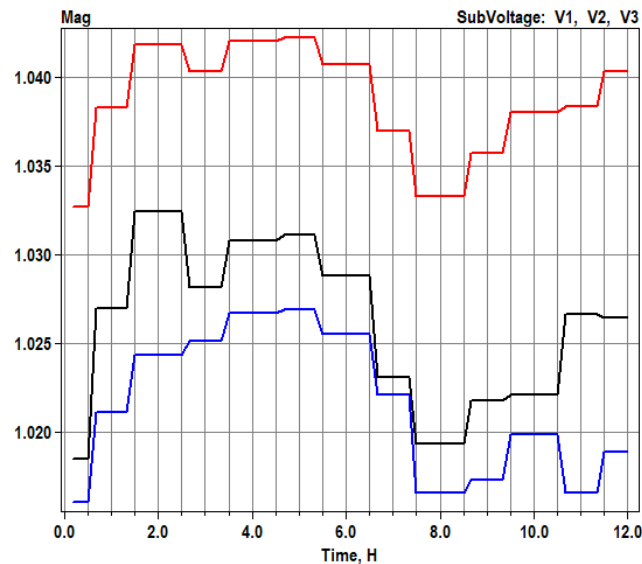
Primeramente, se analiza el comportamiento del alimentador bajo las siguientes condiciones:

- Hora de realización del estudio: 12 PM
- % de carga conectada: 98%
- No se interconectan SFV

- **Resultados**

- Tensión máxima presente en el alimentador: 1.0398 p.u. (Fase B, del secundario del transformador)
- Tensión mínima presente en el alimentador: 0.90926 p.u. (Fase A, del secundario del transformador).
- Pérdidas instantáneas: 148.5 kW (5.753%)
- Pérdidas acumulables: 990 kWh
- Potencia total entregada por la fuente: 3020.3 kVA.
- Se ejecutaron 24 cambios de TAPs, 23 positivos (+0.00625 p.u.) y un negativo (-0.00625 p.u.).

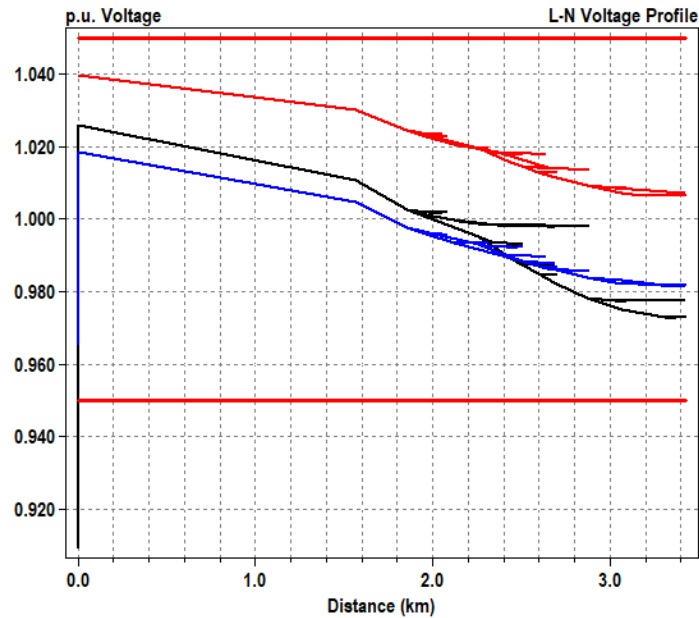
La Gráfica 5.6 muestra el comportamiento del voltaje a través del tiempo en el bus 799, es decir, el bus que corresponde a la salida del regulador.



Gráfica 5.6 Comportamiento de la tensión al inicio del alimentador.

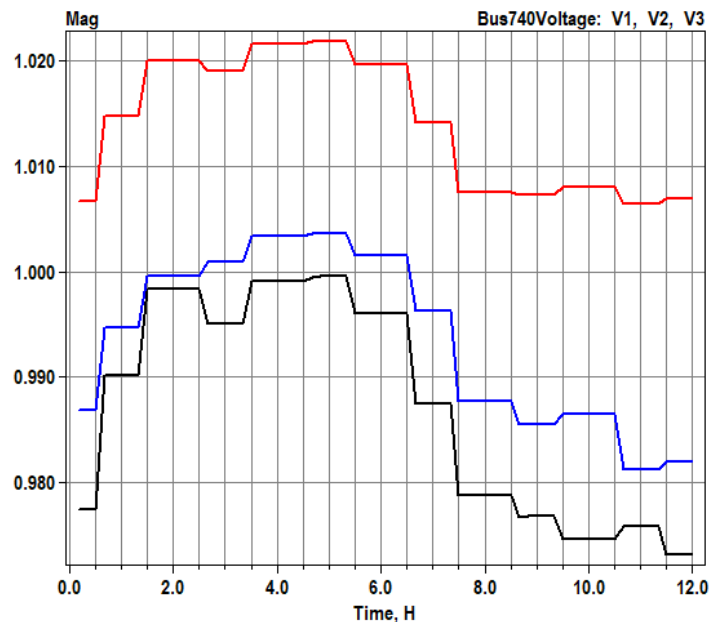


Del perfil de tensión de a Gráfica 5.7, observamos que la tensión más baja, a lo largo del alimentador y sin contar al bus anterior al regulador, es de aproximadamente 0.974 p.u.



Gráfica 5.7 Perfil de tensión.

La Gráfica 5.8 muestra el comportamiento de la tensión en el bus 740, uno de los buses más alejados del alimentador.



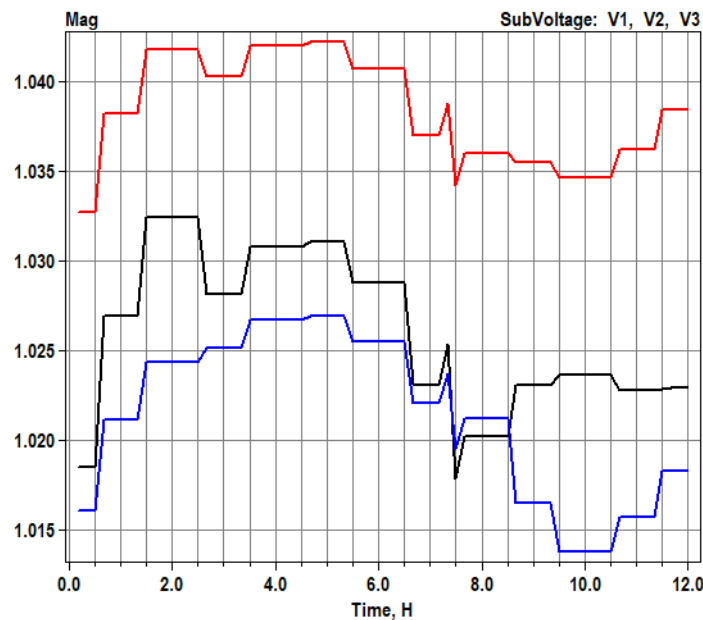
Gráfica 5.8 Comportamiento de tensión, bus 740.

### 5.5.3 Comportamiento instantáneo en estado estable con SFV

Se agregaron cuatro SFV, como prueba, en los nodos 736, 732, 725, 711. Todos ellos con 100 KVA de capacidad, factor de potencia unitario y con las curvas de las Gráficas Gráfica 5.2 a Gráfica 5.6.

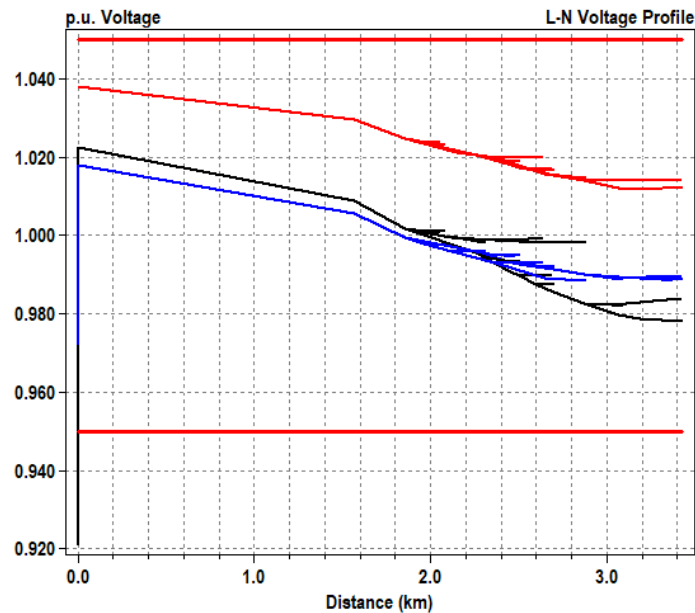
- **Resultados**

- Tensión máxima presente en el alimentador: 1.0379
- Tensión mínima presente en el alimentado: 0.92106 p.u.
- Pérdidas instantáneas: 109.14 kW
- Pérdidas acumulables: 834 kWh
- Potencia total entregada por la fuente: 2602.2 kVA.
- Se ejecutaron 21 cambios en los TAPs, 20 positivos y un negativo.

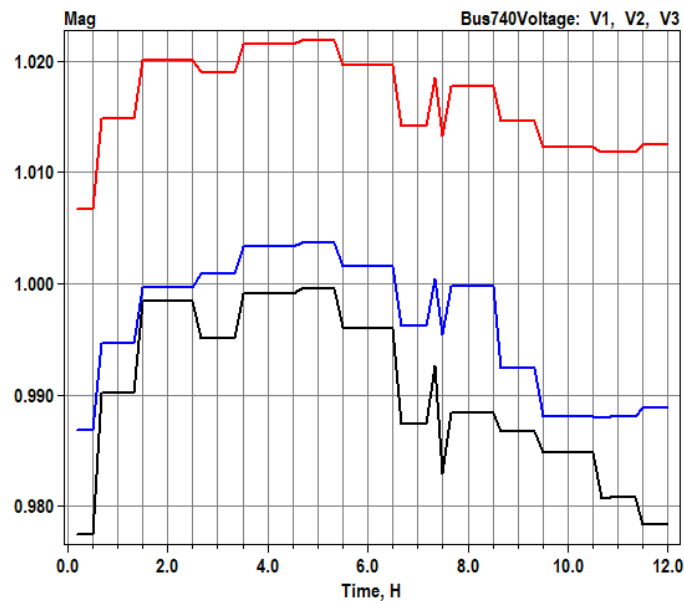


Gráfica 5.9 Comportamiento de la tensión al inicio del alimentador con SFV.

En el perfil de tensión de la Gráfica 5.10, notamos que el valor de tensión menor corresponde esta vez a 0.979 aproximadamente. El valor mínimo del perfil sin SFV es de 0.974. Es decir, los SFV reducen las caídas de tensión.



Gráfica 5.10 Perfil de tensión con SFV.



Gráfica 5.11 Comportamiento de la tensión en el bus 740 con SFV.

#### 5.5.4 Aplicación del programa 1

El programa 1, consiste en un método que identifica los buses más adecuados, dentro de un sistema de distribución, para interconectar un sistema de Generación Distribuida, en función de la reducción de pérdidas eléctricas y la capacidad total posible a instalar.

El principio de funcionamiento se explica en la Figura 5.7.

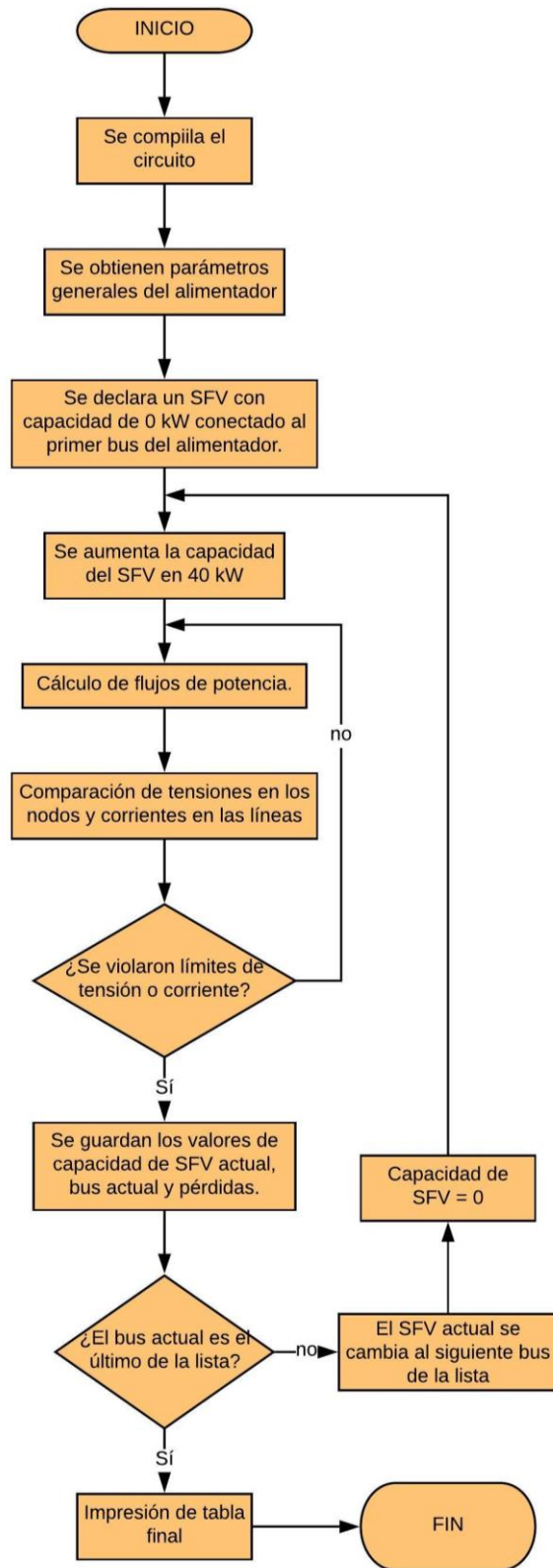


Figura 5.7. Diagrama de flujo; Programa 1.

Aplicaremos este programa al sistema de 37 buses del IEEE. Las condiciones bajo las cuales será hecho el estudio son las siguientes:

- No existe ningún SFV interconectado al sistema
- La máxima capacidad de un SFV que se puede instalar es de 1MW.
- No se tomará en consideración el bus antes de la regulación.
- Los aumentos en la capacidad de los SFV tienen una magnitud de 40 KVA
- La simulación está hecha de 12 am a 12 pm (12 hrs). La hora de finalización del estudio puede cambiarla el usuario.

A continuación, se muestran los resultados:

'799'	[ -927.9818]	[834.2013]	[1.9364e+03]
'701'	[ -927.9838]	[799.2141]	[1.8969e+03]
'702'	[ -927.9845]	[781.6621]	[1.8769e+03]
'705'	[ -927.9829]	[787.0651]	[1.8797e+03]
'713'	[ -927.9840]	[780.1195]	[1.8761e+03]
'703'	[ -927.9846]	[769.1828]	[1.8627e+03]
'727'	[ -927.9839]	[771.3389]	[1.8638e+03]
'730'	[ -927.9842]	[760.1909]	[1.8569e+03]
'704'	[ -927.9829]	[779.3756]	[1.8762e+03]
'714'	[ -927.9825]	[780.7368]	[1.8769e+03]
'720'	[ -927.9811]	[781.2809]	[1.8782e+03]
'742'	[ -927.9811]	[793.0397]	[1.8828e+03]
'712'	[ -927.9818]	[791.5791]	[1.8817e+03]
'706'	[ -927.9790]	[788.0538]	[1.8831e+03]
'725'	[ -927.9771]	[794.0470]	[1.8859e+03]
'707'	[ -927.9748]	[792.4176]	[1.8848e+03]
'724'	[ -927.9677]	[808.3215]	[1.8926e+03]
'722'	[ -927.9739]	[794.1316]	[1.8858e+03]
'708'	[ -927.9839]	[754.6006]	[1.8531e+03]
'733'	[ -927.9835]	[751.9521]	[1.8513e+03]
'732'	[ -927.9818]	[761.6313]	[1.8563e+03]
'709'	[ -927.9841]	[757.7188]	[1.8552e+03]
'731'	[ -927.9820]	[763.8891]	[1.8600e+03]
'710'	[ -927.9792]	[757.4662]	[1.8532e+03]
'735'	[ -927.9776]	[761.2389]	[1.8550e+03]
'736'	[ -927.9660]	[784.8109]	[1.8667e+03]
'711'	[ -927.9784]	[754.1158]	[1.8530e+03]
'741'	[ -927.9764]	[758.6524]	[1.8563e+03]
'740'	[ -927.9768]	[757.8863]	[1.8547e+03]
'718'	[ -927.9793]	[790.6354]	[1.8820e+03]
'744'	[ -927.9832]	[773.0353]	[1.8650e+03]
'734'	[ -927.9828]	[748.8388]	[1.8491e+03]
'737'	[ -927.9812]	[748.9002]	[1.8493e+03]
'738'	[ -927.9801]	[750.6960]	[1.8506e+03]
'728'	[ -927.9823]	[776.3696]	[1.8666e+03]
'729'	[ -927.9815]	[779.1580]	[1.8680e+03]

Figura 5.8. Resultados que arroja el programa 1.

El significado de las columnas es el siguiente: La primera columna indica el bus, la segunda indica la máxima capacidad que puede ser instalada en ese bus sin violar los límites de voltaje y corriente; la tercera columna indica las pérdidas de potencia real acumulables en kWh y la cuarta columna son las pérdidas reactivas acumulables en kWh.

Se nota que todas las capacidades de SFV son iguales, por lo que podemos instalar 930 KVA de SFV en cualquier nodo sin violar las condiciones de voltaje y corriente. A diferencia de la capacidad instalada, las pérdidas sí varían dependiendo del bus de conexión. El bus más conveniente para instalar SFV sería, por lo tanto, aquel donde al instalar SFV ofrezca las menores pérdidas. Para este caso es el nodo 734.

Ahora bien, en el ejemplo anterior se tomó en cuenta el transformador de interconexión al sistema. Volviendo a aplicar el programa, ahora considerando un transformador trifásico con capacidad mayor a 40 KVA que los arreglos fotovoltaicos tenemos lo siguiente:

'799r'	[ -927.9751]	[859.3702]	[2.0400e+03]
'799'	[ -927.9764]	[842.4560]	[1.9922e+03]
'701'	[ -927.9782]	[808.0173]	[1.9539e+03]
'702'	[ -927.9784]	[790.7673]	[1.9345e+03]
'705'	[ -927.9766]	[796.1394]	[1.9370e+03]
'713'	[ -927.9777]	[789.2774]	[1.9338e+03]
'703'	[ -927.9780]	[778.5099]	[1.9209e+03]
'727'	[ -927.9771]	[780.6609]	[1.9218e+03]
'730'	[ -927.9773]	[769.6966]	[1.9152e+03]
'704'	[ -927.9765]	[788.5883]	[1.9338e+03]
'714'	[ -927.9760]	[789.9390]	[1.9345e+03]
'720'	[ -927.9743]	[790.5301]	[1.9356e+03]
'742'	[ -927.9747]	[802.0669]	[1.9399e+03]
'712'	[ -927.9754]	[800.6126]	[1.9389e+03]
'706'	[ -927.9721]	[797.2439]	[1.9403e+03]
'725'	[ -927.9701]	[803.1823]	[1.9428e+03]
'707'	[ -927.9678]	[801.6447]	[1.9417e+03]
'724'	[ -927.9606]	[817.4065]	[1.9487e+03]
'722'	[ -927.9668]	[803.3504]	[1.9425e+03]
'708'	[ -927.9766]	[764.2223]	[1.9115e+03]
'733'	[ -927.9761]	[761.6334]	[1.9098e+03]
'732'	[ -927.9745]	[771.1861]	[1.9145e+03]
'709'	[ -927.9770]	[767.2756]	[1.9136e+03]
'731'	[ -927.9747]	[773.3977]	[1.9181e+03]
'710'	[ -927.9713]	[767.1651]	[1.9113e+03]
'735'	[ -927.9698]	[770.9036]	[1.9128e+03]
'736'	[ -927.9581]	[794.2782]	[1.9235e+03]
'711'	[ -927.9703]	[763.8896]	[1.9111e+03]
'741'	[ -927.9682]	[768.3926]	[1.9142e+03]
'740'	[ -927.9686]	[767.6311]	[1.9126e+03]
'718'	[ -927.9727]	[799.7515]	[1.9390e+03]
'744'	[ -927.9764]	[782.3498]	[1.9229e+03]
'734'	[ -927.9751]	[758.6026]	[1.9076e+03]
'737'	[ -927.9733]	[758.7026]	[1.9077e+03]
'738'	[ -927.9720]	[760.4945]	[1.9088e+03]
'728'	[ -927.9754]	[785.6558]	[1.9243e+03]
'729'	[ -927.9747]	[788.4132]	[1.9256e+03]

Figura 5.9. Resultados cuando se considera el transformador de interconexión.

Notamos que a pesar de que las pérdidas aumentaron en un promedio de 10 kWh en todos los casos, el bus que ofrece la mayor reducción de pérdidas sigue siendo el 734, por lo que podríamos decir que, para este caso en particular, el transformador no influye en los resultados que determinan el bus más adecuado para interconectar Generación Distribuida.

### 5.5.5 Aplicación del programa 2

Dentro del análisis de un sistema de distribución, resulta muy útil comparar las pérdidas durante un lapso de tiempo entre una red sin SFV y una red que contenga capacidad definida por el usuario y conectada a un nodo que también define el usuario.

Para realizar esta comparación de pérdidas, se programó otra aplicación en la que se opera OpenDSS desde Matlab. Su proceso de funcionamiento es el que se muestra en la Figura 5.10.

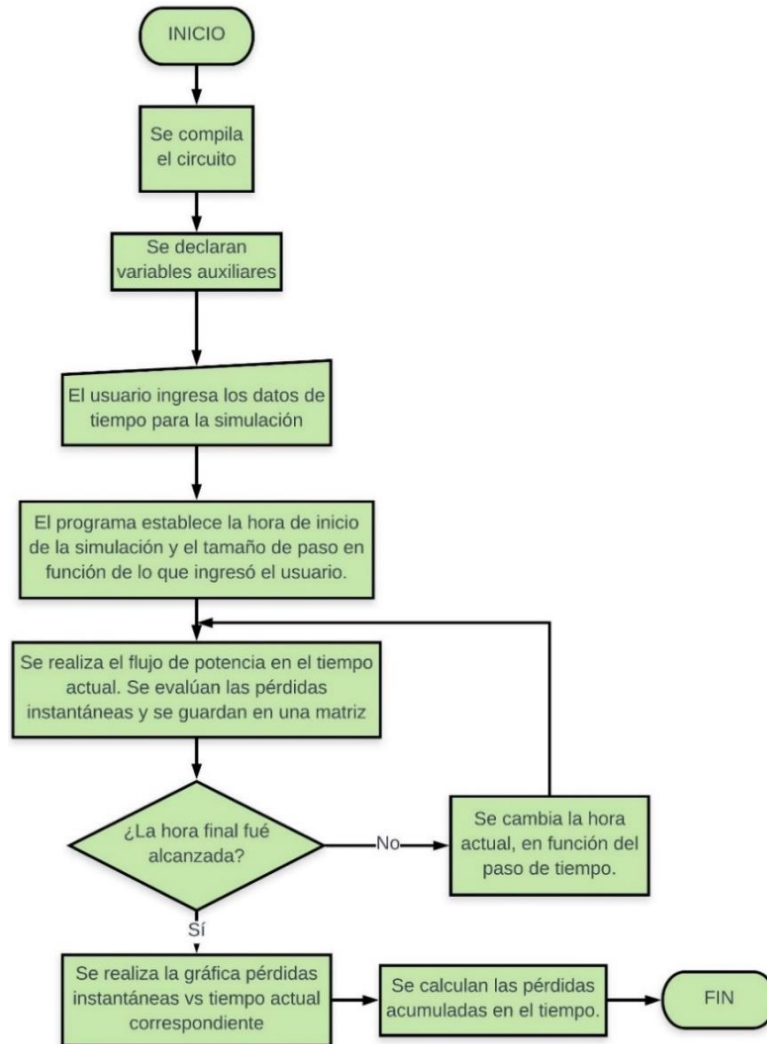
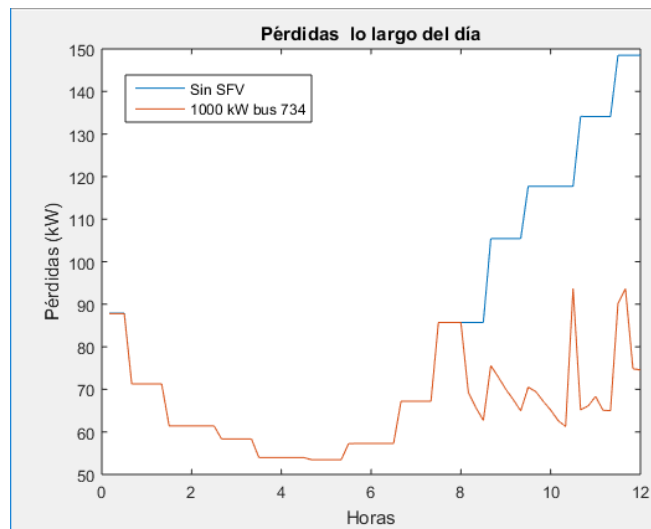


Figura 5.10. Diagrama de flujo; programa 2.

Tomando como referencia los resultados de la ejecución del programa anterior, podemos evaluar las pérdidas durante 12 horas con y sin un arreglo fotovoltaico de 1000 kW interconectado al bus 734.

- Pérdidas sin SFV: 989.95 kWh
- Pérdidas con SFV: 794.65 kWh
- Ahorro de pérdidas: 195.3 kWh
- % de ahorro de pérdidas: 19.72%

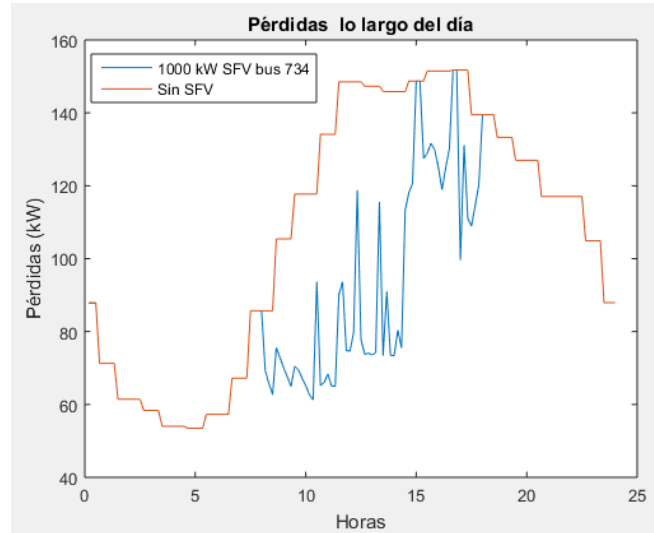


Gráfica 5.12 Pérdidas en 12 hrs.

La simulación se hace de nuevo, esta vez tomando un lapso de 24 hrs:

- Pérdidas sin SFV: 2.586 MWh
- Pérdidas con SFV: 2.162 MWh
- Reducción de pérdidas: 424 kWh
- % de reducción de pérdidas: 16.395%

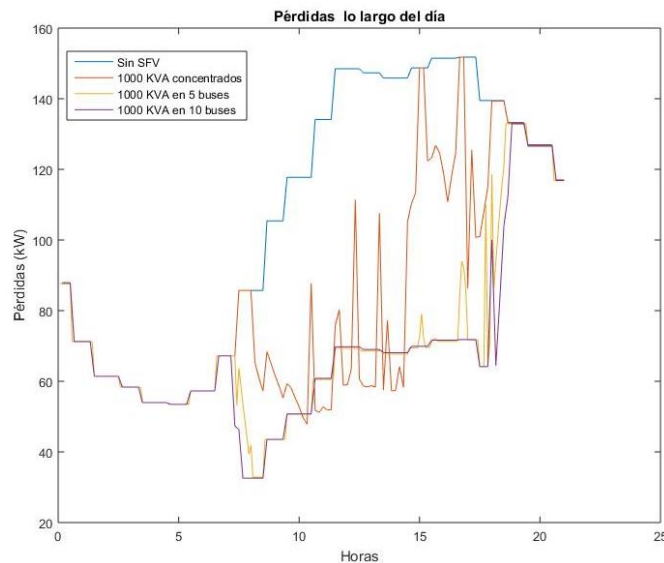




Gráfica 5.13 Pérdidas a lo largo de 24 hrs.

Podemos concluir entonces, que la interconexión de Generación Distribuida en un alimentador reduce las pérdidas técnicas para esta configuración en específico.

Adicionalmente, podemos ejecutar los estudios para distintos casos. En la Gráfica 5.14 podemos observar el efecto que tiene sobre las pérdidas el hecho de distribuir uniformemente la misma cantidad de Generación fotovoltaica. Los resultados se resumen en la Tabla 5.6.



Gráfica 5.14 Comportamiento de las pérdidas bajo diferentes escenarios.

Hay que considerar que la resolución del estudio es la misma para los cuatro casos, y que el estudio se llevó a cabo de las 00:00 a las 21:00.

*Tabla 5.6 Evaluación de pérdidas en distintos escenarios.*

Escenario	Pérdidas en kWh	Pérdidas en %
IEEE 37 BUS sin SFV	2265	5.23
IEEE 37 BUS 1000 KVA en el bus 734	1742	4
IEEE 37 BUS 1000 KVA distribuidos en 5 buses diferentes.	1497	3.45
IEEE 37 BUS 1000 KVA distribuidos en 10 buses diferentes.	1461	3.36

### 5.5.6 Aplicación del programa 3

El tercer programa consiste en un proceso que aumenta gradualmente la capacidad de SFV ya instalados en una red, y se detiene cuando alguno de los límites de tensión o corriente se sobrepasa. En la Figura 5.11 se muestra el diagrama de flujo que explica el funcionamiento del programa.

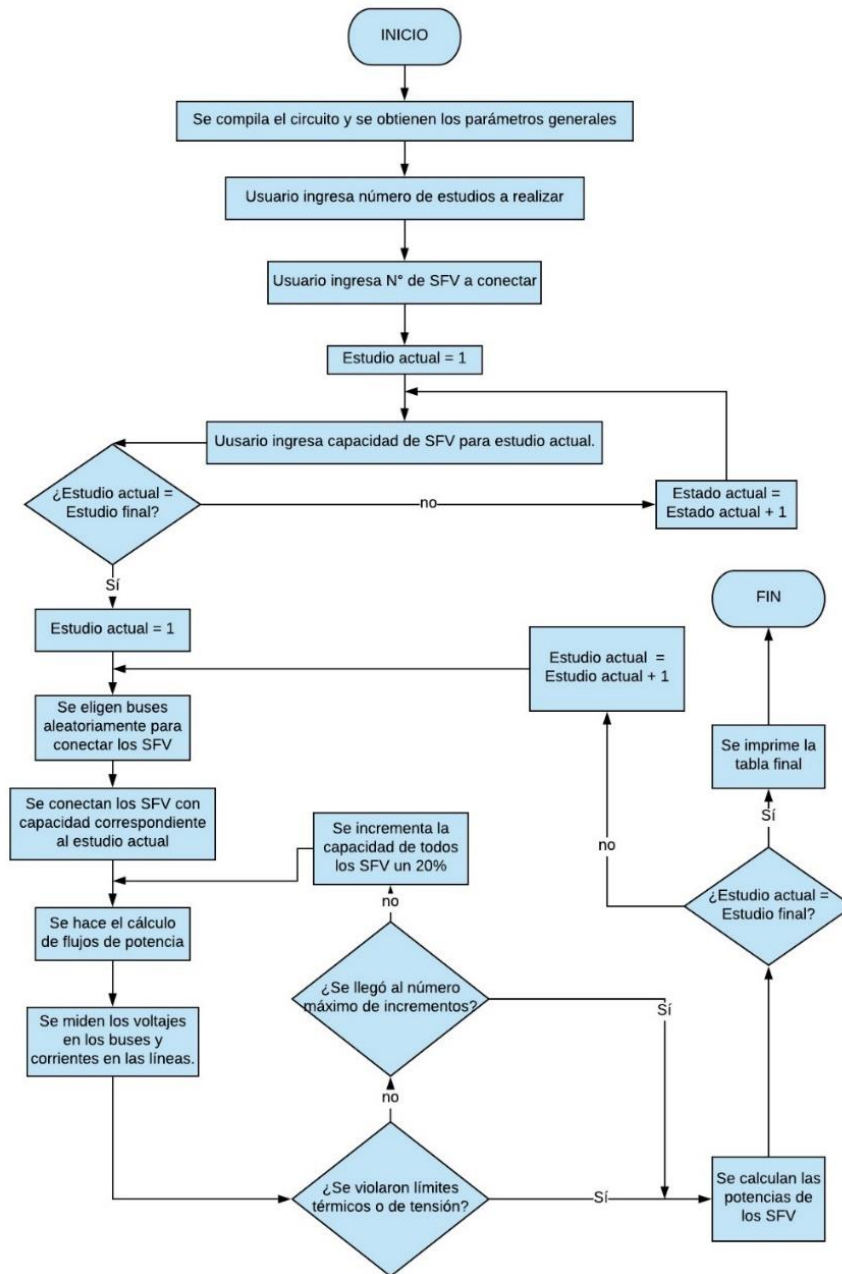


Figura 5.11. Diagrama de flujo; programa 3.

En resumen, este programa realiza una distribución aleatoria de SFV en la red de distribución, realiza un estudio de flujos de carga y comprueba si se alcanza alguna violación de voltaje o límite térmico. En caso de que no se haga, todos los SFV aumentan su capacidad un 20% sobre el valor original y se vuelve a realizar el estudio de flujos. Este proceso se repite hasta que se sobrepase alguno de los límites de voltaje o de corriente o hasta que se alcance el máximo número de incrementos (30).

Aplicaremos este programa al sistema de 37 buses del IEEE. Las condiciones bajo las cuales será hecho el estudio son las siguientes:

- No existe ningún SFV interconectado al sistema hasta antes de hacer el estudio.
- No se tomará en consideración el bus antes del transformador de alta tensión.
- Los aumentos en la capacidad de los SFV son de 20% con base al valor original.
- Todos los estudios de flujos de potencia están realizados a las 12 del día, aunque el usuario puede decidir a qué hora se realizan.
- Los datos que se ingresaron son los siguientes:

```
Ingrese el número de veces que se hará el estudio: 10
Ingrese el número de SFV a colocar: 25
Caso N°:1
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 35
Caso N°:2
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 36
Caso N°:3
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 37
Caso N°:4
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 38
Caso N°:5
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 39
Caso N°:6
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 40
Caso N°:7
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 41
Caso N°:8
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 42
Caso N°:9
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 43
Caso N°:10
Ingrese la capacidad en KVA de los SFV a colocar para el estudio indicado: 44
```

*Figura 5.12. Datos de entrada para el programa 3.*

La salida del programa es una tabla con 4 columnas; la primera indica el número de estudio correspondiente, la segunda muestra el Hosting Capacity instalado para ese caso en específico, la tercera indica los buses en los que se conectaron los SFV, y la cuarta imprime los buses o líneas que provocaron que se sobrepasara un límite de tensión o corriente respectivamente. Para los datos mostrados en la Figura 5.11, la salida del programa corresponde a los mostrados en la Figura 5.12.

Caso	Hosting Capacity	BusesSFV	Falla
1	[-6.1250e+03]	'711, 701, 744, 738, 729, 744, 740, 722, 703, 706, 705, 799, 738, 720, 714, 742, 724, 731, 799r, 744, 733, 744, 742, 707, 701'	[0]
2	[-5.9400e+03]	'703, 710, 742, 737, 705, 729, 708, 736, 729, 714, 725, 724, 741, 718, 702, 703, 712, 701, 708, 742, 703, 727, 737, 710, 724'	'736.2'
3	[-6.4750e+03]	'737, 702, 711, 711, 733, 703, 709, 720, 705, 727, 737, 701, 730, 799, 707, 799r, 737, 727, 702, 720, 707, 702, 729, 742, 720'	[0]
4	[-5.3200e+03]	'701, 720, 799, 722, 741, 731, 702, 701, 741, 737, 708, 705, 718, 742, 714, 711, 799r, 799, 710, 709, 708, 736, 736, 741, 714'	'736.2 741.2'
5	[-4.0950e+03]	'735, 733, 706, 701, 741, 742, 709, 711, 702, 705, 733, 724, 734, 740, 711, 799, 701, 702, 740, 738, 735, 705, 736, 705, 705'	'740.2'
6	[-4.2000e+03]	'731, 742, 710, 711, 732, 711, 730, 711, 728, 734, 702, 712, 712, 735, 709, 740, 712, 727, 702, 741, 727, 706, 733, 730, 731'	'711.2 741.2 740.2'
7	[-5.1250e+03]	'724, 713, 741, 702, 714, 730, 708, 702, 706, 702, 705, 740, 714, 709, 728, 707, 735, 741, 707, 710, 705, 738, 703, 704, 740'	'741.2 740.2'
8	[-6.0900e+03]	'722, 741, 706, 714, 799, 710, 725, 707, 709, 701, 720, 741, 735, 705, 705, 702, 799r, 725, 710, 736, 708, 705, 731, 705, 705'	'736.2'
9	[-6.0200e+03]	'702, 713, 703, 727, 720, 720, 730, 704, 737, 736, 733, 703, 727, 701, 737, 736, 733, 720, 703, 731, 729, 703, 704, 706, 701'	'736.2'
10	[-5.5000e+03]	'735, 706, 729, 706, 709, 713, 706, 713, 741, 734, 742, 735, 714, 708, 718, 709, 742, 720, 707, 725, 712, 733, 711, 725, 725'	'725.2'

Figura 5.13. Tabla de resultados que arroja el programa 3.

Figura 5.13, para este caso en específico, podemos concluir que el hecho de conectar más de una fuente fotovoltaica en los buses 736 y 740 es una gran limitante de la capacidad de alojamiento, ya que en los casos donde se cumplió esta condición, la potencia total instalada es visiblemente menor que en los casos donde no se cumple.

### 5.5.7 Análisis de comparativo de ubicación de FV, en cada bus y algoritmo del murciélago.

#### - Ubicación del FV en cada bus

El programa 4 (Figura 5.14), consiste en un método que identifica los buses más adecuados, dentro de un sistema de distribución, para interconectar un sistema de Generación Distribuida, en función de la reducción de pérdidas eléctricas, asignando una capacidad fija de 930 kW, máxima capacidad que puede ser instalada en los buses sin violar los límites de voltaje y corriente en el sistema de 37 buses del IEEE, obtenida del programa 1, esto con el fin de evaluar y comparar resultados con los obtenidos utilizando el algoritmo del murciélago.

El principio de funcionamiento se explica en la Figura 5.14.

Aplicaremos este programa al sistema de 37 buses del IEEE. Las condiciones bajo las cuales será hecho el estudio son las siguientes:

- No existe ningún SFV interconectado al sistema
- La máxima capacidad de un SFV que se puede instalar es de 930 kW.
- No se tomará en consideración el bus antes de la regulación.

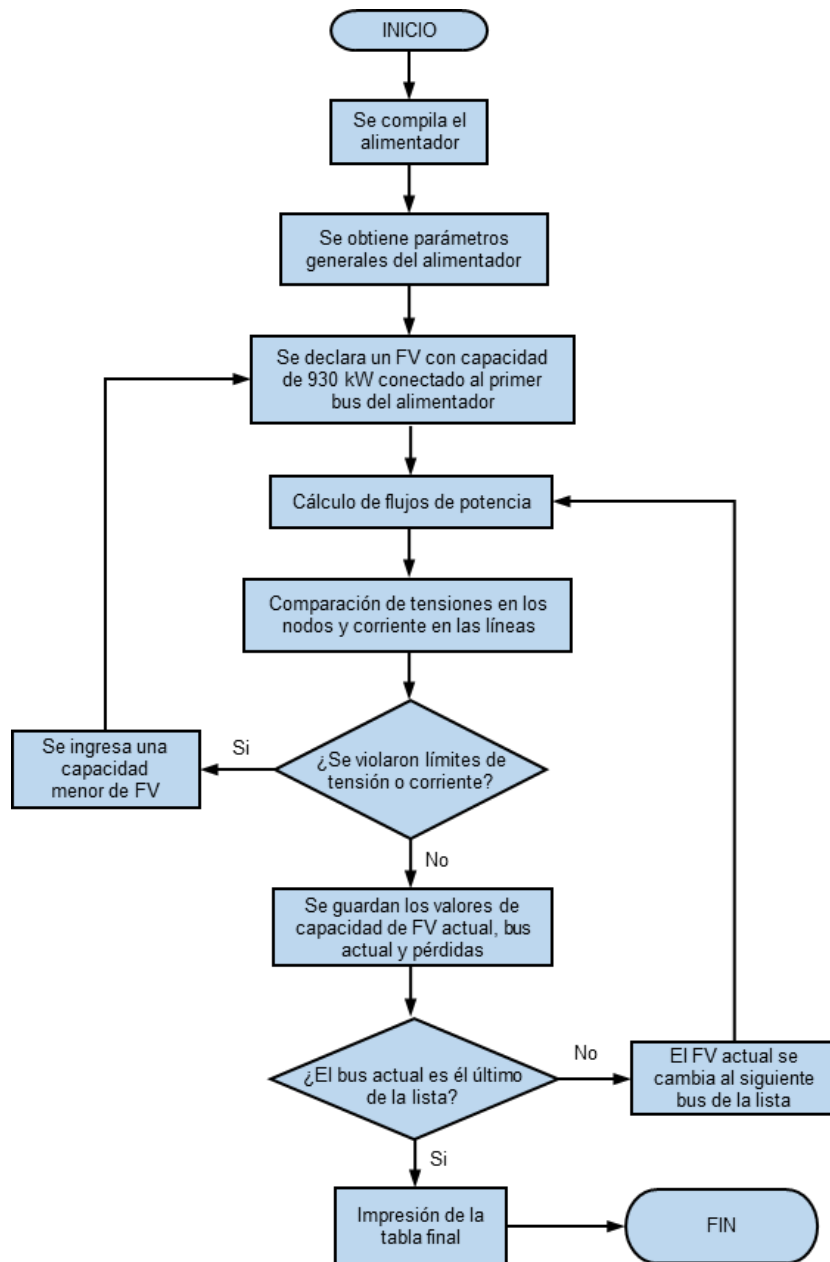


Figura 5.14. Diagrama de flujos del programa 4.

A continuación, se muestran los resultados:

'799z'	[ -930.0018]	[850.6627]	[1.9803e+03]
'799'	[ -930.0020]	[834.2389]	[1.9366e+03]
'701'	[ -930.0031]	[799.1938]	[1.8969e+03]
'702'	[ -930.0034]	[781.6355]	[1.8768e+03]
'705'	[ -930.0026]	[787.0190]	[1.8796e+03]
'713'	[ -930.0032]	[780.0844]	[1.8760e+03]
'703'	[ -930.0035]	[769.1454]	[1.8626e+03]
'727'	[ -930.0031]	[771.2898]	[1.8637e+03]
'730'	[ -930.0033]	[760.1402]	[1.8568e+03]
'704'	[ -930.0026]	[779.3280]	[1.8761e+03]
'714'	[ -930.0024]	[780.6854]	[1.8768e+03]
'720'	[ -930.0016]	[781.2140]	[1.8781e+03]
'742'	[ -930.0016]	[792.9783]	[1.8827e+03]
'712'	[ -930.0020]	[791.5213]	[1.8816e+03]
'706'	[ -930.0005]	[787.9720]	[1.8830e+03]
'725'	[ -929.9994]	[793.9522]	[1.8858e+03]
'707'	[ -929.9982]	[792.3095]	[1.8847e+03]
'724'	[ -929.9943]	[808.1808]	[1.8925e+03]
'722'	[ -929.9977]	[794.0183]	[1.8856e+03]
'708'	[ -930.0031]	[754.5379]	[1.8530e+03]
'733'	[ -930.0029]	[751.8820]	[1.8512e+03]
'732'	[ -930.0020]	[761.5531]	[1.8562e+03]
'709'	[ -930.0032]	[757.6636]	[1.8551e+03]
'731'	[ -930.0021]	[763.8188]	[1.8599e+03]
'710'	[ -930.0005]	[757.3589]	[1.8531e+03]
'735'	[ -929.9997]	[761.1225]	[1.8548e+03]
'736'	[ -929.9934]	[784.6488]	[1.8666e+03]
'711'	[ -930.0001]	[753.9983]	[1.8528e+03]
'741'	[ -929.9990]	[758.5255]	[1.8561e+03]
'740'	[ -929.9992]	[757.7598]	[1.8545e+03]
'718'	[ -930.0006]	[790.5574]	[1.8819e+03]
'744'	[ -930.0028]	[772.9792]	[1.8649e+03]
'734'	[ -930.0025]	[748.7555]	[1.8490e+03]
'737'	[ -930.0017]	[748.8017]	[1.8492e+03]
'738'	[ -930.0010]	[750.5879]	[1.8504e+03]
'728'	[ -930.0022]	[776.3037]	[1.8665e+03]
'729'	[ -930.0018]	[779.0882]	[1.8679e+03]

Figura 5.15. Resultados de ubicación por bus del FV.

El significado de las columnas Figura 5.15, es el siguiente como se menciona en el programa 1: La primera columna indica el bus, la segunda indica la máxima capacidad que puede ser instalada en ese bus sin violar los límites de voltaje y corriente (930 kW); la tercera columna indica las pérdidas de potencia real acumulables en kWh y la cuarta columna son las pérdidas reactivas acumulables en kWh.

La capacidad 930 kW asignada de SFV es iguales en todos los nodos, a diferencia de la capacidad instalada, las pérdidas sí varían dependiendo del bus de conexión. El bus más conveniente para instalar SFV sería, por lo tanto, aquel donde al instalar SFV ofrezca las menores pérdidas. Para este caso es el nodo 734.

#### - Ubicación del FV utilizando el algoritmo del murciélago

En este trabajo, se utiliza la implementación de BA para la ubicación óptima de las FV en el sistema de 37 buses del IEEE. El algoritmo propuesto mantiene la misma estructura y los

mismos pasos del algoritmo original, pero modifica algunas ecuaciones para encajar con las soluciones binarias. La estructura del algoritmo puede ser modelado como se muestra en el siguiente cuadro de pseudocódigo.

```
Inicializar población de murciélagos ( $x_i, i = 1, 2, \dots, m$ )
Inicializar  $v, f, r$  y  $A$  para cada murciélago
Evaluar la población inicial de acuerdo con  $J(x)$ 
Encuentra la mejor solución inicial
WHILE  $l \leq$  máximo número de iteraciones
    FOR  $i = 1, 2, \dots, m$ 
        Ajuste la frecuencia  $f_i$  para generar nuevas soluciones
        Actualización  $v_i$  y  $x_i$  de murciélagos
        IF  $\text{rand} > r_i$ 
            Generar una solución local alrededor del mejor actual
        END IF
        Calculo  $J(x_i)$  para la nueva solución candidata
        IF ( $J(x_i)$  nueva  $< J(x_i)$  vieja) y ( $\text{rand} < A_i$ )
            Aceptar nueva solución
            Actualización  $r_i$  y  $A_i$ 
        OTHERWISE
            Mantener solución previa
        END IF
        Actualizar  $x^*$ 
    END FOR
    Aumentar contador de iteraciones,  $l = l + 1$ 
END WHILE
Guardar resultados
```

Donde:

$x_i$  = está determinada por cinco propiedades

$x_i^t$  = una posición actual en el espacio de búsqueda

$v_i^t$  = una velocidad actual

$r_i^t$  = frecuencia de pulso

$A_i^t$  = un volumen

$f_i$  = frecuencia

$l$  = Número de iteraciones

$J$  = Pérdidas acumuladas del alimentador

Se utiliza un generador de números aleatorios y matrices distribuidos uniformemente, dependiendo de la aplicación, algunos generadores pueden ser más rápidos o devolver valores con más precisión. Todos los generadores de números pseudoaleatorios se basan en



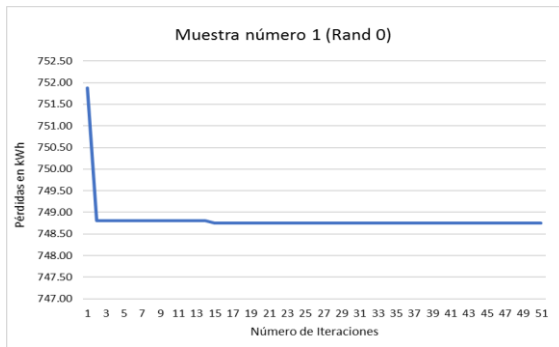
algoritmos deterministas, y todos fallarán una prueba estadística suficientemente específica para la aleatoriedad.

Aplicaremos este programa al sistema de 37 buses del IEEE. Las condiciones bajo las cuales será hecho el estudio son las siguientes:

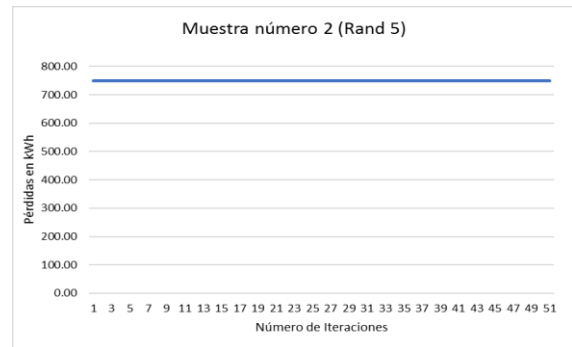
- No existe ningún SFV interconectado al sistema
- La máxima capacidad de un SFV que se puede instalar es de 930 kW
- No se tomará en consideración el bus antes de la regulación
- Se considera 5 números aleatorios (buses) para cada muestra (se analizan 10 muestras)
- Se considera 50 números de iteraciones para cada muestra

A continuación en la Tabla 5.7, se muestran los resultados de cada una de las muestras para encontrar el bus óptimo para instalar el FV:

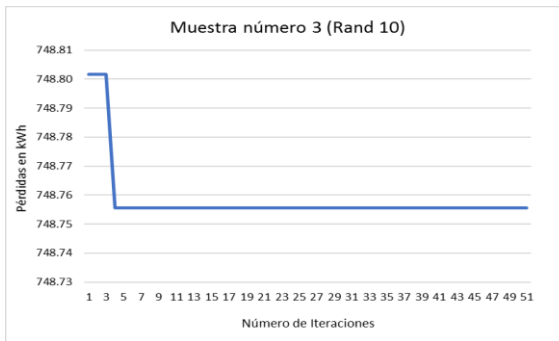




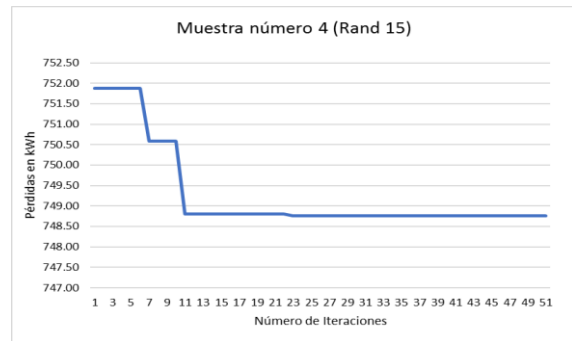
Gráfica 5.15 Muestras número 1.



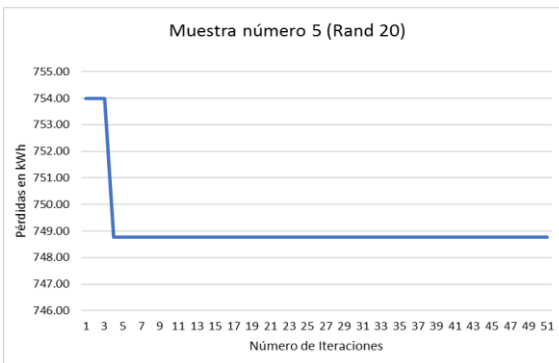
Gráfica 5.16 Muestras número 2.



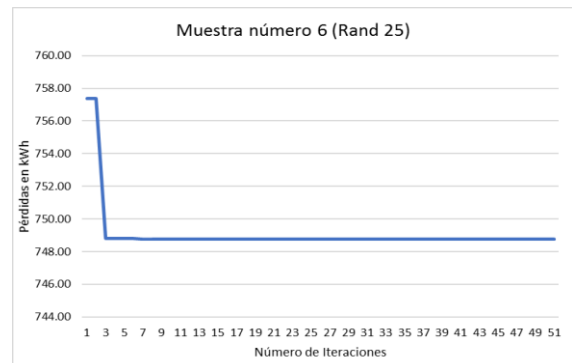
Gráfica 5.17 Muestras número 3.



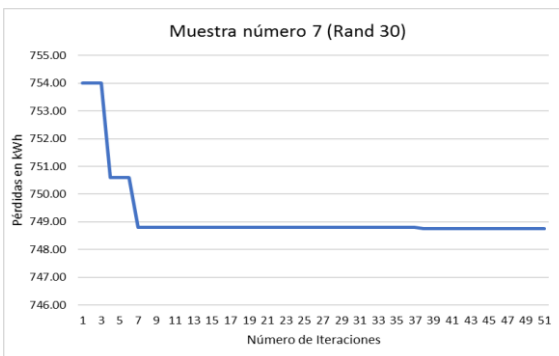
Gráfica 5.18 Muestras número 4.



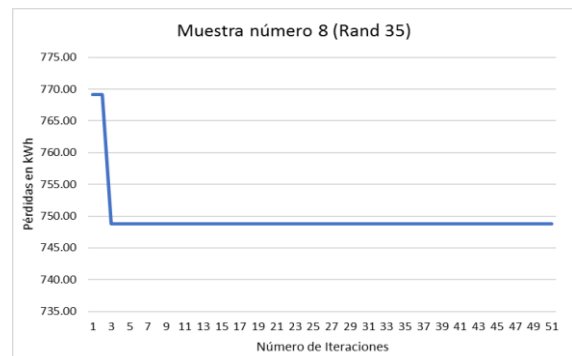
Gráfica 5.19 Muestras número 5.



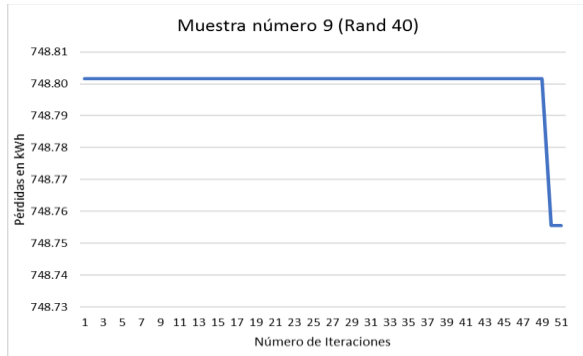
Gráfica 5.20 Muestras número 6.



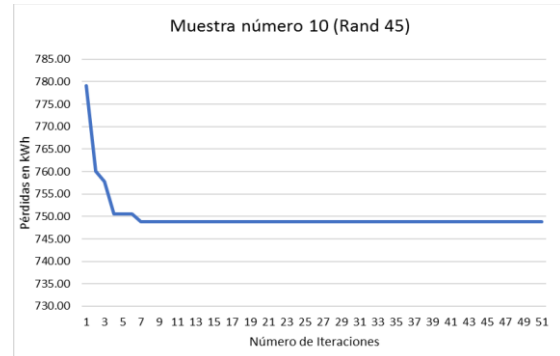
Gráfica 5.21 Muestras número 7.



Gráfica 5.22 Muestras número 8.



Gráfica 5.23 Muestras número 9.



Gráfica 5.24 Muestras número 10.



Gráfica 5.25 Promedio de las 10 muestras.

En la Gráfica 5.25, se observa que se encuentra en el punto 11 el resultado de menor pérdidas en el sistema. En la Tabla 5.8, se muestra el análisis de las variables estadísticas, donde se encuentra el en que número de iteración donde se encuentra el bus óptimo de los resultados obtenidos de pérdidas.

Tabla 5.8 Análisis de variables estadísticas.

Número de muestras	Num. de Iteraciones	Óptimo pérdida kW	Promedio	Mediana	Moda
rand 0	15	748.7555	16.2	11	4
rand 5	1				
rand 10	4				
rand 15	23				
rand 20	4				
rand 25	7				
rand 30	38				
rand 35	3				
rand 40	50				
rand 45	17				

Tabla 5.9 Resultado de cada muestra para obtener el bus óptimo.

Número de muestras	rand 0	rand 5	rand 10	rand 15	rand 20	rand 25	rand 30	rand 35	rand 40	rand 45
1er número aleatorio	37 776.3037	33 772.9792	18 792.3095	21 754.5379	27 761.1225	33 772.9792	26 757.3589	14 792.9783	25 763.8188	17 793.9522
2do número aleatorio	9 771.2898	34 748.7555	8 769.1454	12 780.6854	20 794.0183	20 794.0183	1 940.4696	37 776.3037	37 776.3037	20 794.0183
3er número aleatorio	22 751.8820	8 769.1454	35 748.8017	22 751.8820	8 769.1454	26 757.3589	6 787.0671	7 780.0844	18 792.3095	5 781.6355
4to número aleatorio	18 792.3095	31 757.7598	3 834.1896	9 771.2898	13 781.2140	16 787.9720	21 754.5379	8 769.1454	4 799.1938	3 834.1896
5to número aleatorio	31 757.7598	28 784.6488	1 940.4696	28 784.6488	29 753.9983	2 850.6146	29 753.9983	19 808.1808	35 748.8017	38 779.0882
Bus óptimo	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Pérdida en el bus óptimo	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555	748.7555

Para comparar los resultados obtenidos en ambos casos, se muestra la Tabla 5.10, donde podemos observar los resultados de: a) ubicar el FV en cada uno de los buses del alimentador de 37 buses de la IEEE y b) utilizando el algoritmo del murciélago. Se considera los buses 799 de línea y 799r del restaurador, dando un total de 38 buses, en ambos casos el resultado obtenido para ubicar el FV es el bus 734 (34), en cual se encuentra el menor valor de pérdidas de potencia acumuladas en el sistema (748.755 kWh).

Al utilizar la primera opción donde se ubica el FV por bus, el tiempo que se tarda para entregar los resultados de las pérdidas de potencia acumuladas en cada bus es de 4 segundos, mientras que el algoritmo del murciélago oscila de entre 8 a 20 segundos para encontrar el bus óptimo para instalar el FV. Esto, es debido a que el número de buses en el sistema es de 37 y el recorrido por bus para obtener los resultados de pérdidas en cada bus es relativamente rápido. Cuando se realice el ejercicio con un alimentador de 1200 buses, realizando supuestos razonables se tardaría más que el algoritmo del murciélago, debido a que, en este último, se define la cantidad de muestras de números aleatorios que deseamos para determinar la ubicación óptima del FV. No obstante, en la tabla 5.8, se observa que en la iteración 11 sería la mediana donde se encuentra el bus óptimo con un tiempo de 2 a 4 segundos, utilizando la variable moda, en la iteración 4 se encontraría el valor cercano al bus óptimo del alimentador, oscilando en 1 a 3 segundos. Con esto podemos concluir que, en una búsqueda del bus óptimo donde se registra la menor pérdida del sistema con el método del murciélago, se emplearía un menor tiempo.

Tabla 5.10 Comparativa de resultados.

Tabla Final (ubicación FV)							
En cada bus					Murcielago		
1	sourcebus'	[-1.7780e+06]	[940.4696]	[2.3389e+03]	1	'sourcebus'	
2	799r'	[-930.0018]	[850.6627]	[1.9803e+03]	2	'799r'	
3	799'	[-930.0020]	[834.2389]	[1.9366e+03]	3	'799'	
4	701'	[-930.0031]	[799.1938]	[1.8969e+03]	4	'701'	
5	702'	[-930.0034]	[781.6355]	[1.8768e+03]	5	'702'	
6	705'	[-930.0026]	[787.0190]	[1.8796e+03]	6	'705'	
7	713'	[-930.0032]	[780.0844]	[1.8760e+03]	7	'713'	
8	703'	[-930.0035]	[769.1454]	[1.8626e+03]	8	'703'	
9	727'	[-930.0031]	[771.2898]	[1.8637e+03]	9	'727'	
10	730'	[-930.0033]	[760.1402]	[1.8568e+03]	10	'730'	
11	704'	[-930.0026]	[779.3280]	[1.8761e+03]	11	'704'	
12	714'	[-930.0024]	[780.6854]	[1.8768e+03]	12	'714'	
13	720'	[-930.0016]	[781.2140]	[1.8781e+03]	13	'720'	
14	742'	[-930.0016]	[792.9783]	[1.8827e+03]	14	'742'	
15	712'	[-930.0020]	[791.5213]	[1.8816e+03]	15	'712'	
16	706'	[-930.0005]	[787.9720]	[1.8830e+03]	16	'706'	
17	725'	[-929.9994]	[793.9522]	[1.8858e+03]	17	'725'	
18	707'	[-929.9982]	[792.3095]	[1.8847e+03]	18	'707'	
19	724'	[-929.9943]	[808.1808]	[1.8925e+03]	19	'724'	
20	722'	[-929.9977]	[794.0183]	[1.8856e+03]	20	'722'	
21	708'	[-930.0031]	[754.5379]	[1.8530e+03]	21	'708'	
22	733'	[-930.0029]	[751.8820]	[1.8512e+03]	22	'733'	
23	732'	[-930.0020]	[761.5531]	[1.8562e+03]	23	'732'	
24	709'	[-930.0032]	[757.6636]	[1.8551e+03]	24	'709'	
25	731'	[-930.0021]	[763.8188]	[1.8599e+03]	25	'731'	
26	710'	[-930.0005]	[757.3589]	[1.8531e+03]	26	'710'	
27	735'	[-929.9997]	[761.1225]	[1.8548e+03]	27	'735'	
28	736'	[-929.9934]	[784.6488]	[1.8666e+03]	28	'736'	
29	711'	[-930.0001]	[753.9983]	[1.8528e+03]	29	'711'	
30	741'	[-929.9990]	[758.5255]	[1.8561e+03]	30	'741'	
31	740'	[-929.9992]	[757.7598]	[1.8545e+03]	31	'740'	
32	718'	[-930.0006]	[790.5574]	[1.8819e+03]	32	'718'	
33	744'	[-930.0028]	[772.9792]	[1.8649e+03]	33	'744'	
34	734'	[-930.0025]	[748.7555]	[1.8490e+03]	34	'734'	748.7555
35	737'	[-930.0017]	[748.8017]	[1.8492e+03]	35	'737'	
36	738'	[-930.0010]	[750.5879]	[1.8504e+03]	36	'738'	
37	728'	[-930.0022]	[776.3037]	[1.8665e+03]	37	'728'	
38	729'	[-930.0018]	[779.0882]	[1.8679e+03]	38	'729'	

## Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 6.1 Conclusiones

El trabajo de tesis, considera en la planeación de las redes generales de distribución (RGD) la integración de la generación distribuida (GD), actualmente en las RGD ya existen interconectadas GD Fotovoltaica. Se obtiene una metodología de planeación donde se considera un estudio para determinar la disponibilidad de alojamiento en los alimentadores de la GD en las RGD, así mismo se hace un estudio del crecimiento que se ha tenido en la GD FV a nivel nacional. Se complementa el desarrollo de la tesis con el agregado de realizar la ubicación óptimo del a GDFV en la RGD utilizando el algoritmo del murciélago con el objetivo de minimizar pérdidas, este análisis fue implementado con éxito en un sistema de 37 buses y muestra que se puede obtener una reducción considerable en las pérdidas del sistema gracias a una ubicación apropiada de la GD.

Este proyecto de tesis contribuirá a que los ingenieros analistas tengan una metodología para realizar los estudios de planeación de las RGD. Además, una buena planeación, evitará incurrir en costos excesivos relacionados con la construcción de infraestructura en la RGD a un corto y mediano plazo y, tomar acciones de expansión o construcción de circuitos o subestaciones a largo plazo. El objetivo de esta metodología es aportar en asegurar la confiabilidad y operación eficiente de una red de distribución, considerando el crecimiento de la demanda y la ubicación óptima de la generación distribuida, cumpliendo con la ley de la industria eléctrica, políticas públicas y estándares nacionales e internacionales.

La implementación de la Generación Distribuida Fotovoltaica va en aumento con el paso del tiempo, por lo que se hace inminente contar con herramientas computacionales y metodologías bien definidas para la evaluación de su impacto a las Redes de Distribución.

Los estudios determinísticos se han vuelto insuficientes para explicar el comportamiento de las Redes de Distribución a medida que aumenta la Generación Distribuida.

La GD dentro de la planeación de las RGD, un tema importante para las redes de distribución debido a la reducción de las pérdidas de energía, pero la ubicación y el tamaño de generadores puede ser una tarea difícil para las técnicas de solución exactas.

Al utilizar los algoritmos de optimización, en alimentadores con grandes cantidades de buses, son una opción para poder realizar los análisis de la incorporación de la GD en las RGD.

## 6.2 Trabajos futuros

- Utilizar el OpenDSS, debido a que es un software que puede ser fácilmente utilizado e implementado en los programas de Modelado de Sistemas Eléctricos de Potencia, Redes de Distribución y Calidad de la Energía.
- Utilizar en el INEEL, los algoritmos de ubicación óptima de las fuentes fotovoltaicas utilizando Python y OpenDSS, estos Software son libres y no se requiere tener licencia.
- Se realizará una propuesta para la empresa suministradora de energía eléctrica en México, donde se proponga utilizar synerGEE y Python como herramientas para la Ubicación óptimas de estas fuentes.
- Evaluar el algoritmo de murciélago en alimentadores con 1200 nodos o más, en México los alimentadores de media de tensión oscilan en ese promedio.
- Evaluar los siguientes algoritmos: Optimización por enjambre de partículas (PSO), algoritmo de luciérnaga (FA), algoritmo búsqueda de cuco (CS), algoritmo genético (GA), optimización de colonia de hormigas (ACO), algoritmo artificial colonia de abejas (BCA), y sistema artificial inmune, para evaluar su comportamiento en alimentadores con más de 1200 nodos.



## ANEXOS

### **Anexo 1. Criterios de la herramienta DRIVE para evaluar la Capacidad de Alojamiento de GD.**

La herramienta DRIVE 1.1 evalúa la capacidad de alojamiento de GD de los circuitos de distribución con base en una serie de criterios, los cuales reflejan los modos de operación y las reglas de cada empresa eléctrica. Los criterios disponibles por la herramienta son los siguientes:

*Primary Over-Voltage:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución. El criterio se incluye con la finalidad de evitar que las centrales de GD produzcan sobretensiones por arriba de los niveles establecidos en el Código de Red, esto es tensiones mayores al 105% de la tensión nominal.

*Primary Under-Voltage for Load:* Este criterio no se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento ya que aplica para recursos de energía distribuidos (DER's, del inglés Distributed Energy Resources) del tipo carga, tal como almacenamiento de energía.

*Primary Under-Voltage for Gen:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución. Mediante este criterio se limitarán las condiciones de operación por debajo del límite establecido en el Código de Red, esto es un límite de tensión de 93%.

*Primary Voltage Deviation:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución. Mediante este criterio se limitarán los cambios rápidos de tensión que pueden producir las plantas de generación. Estos cambios afectan la calidad de la potencia de los usuarios cercanos a dichas plantas. Considerar este valor con base en el estándar IEEE 1453-2015, "IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems".

*Regulator Voltage Deviation:* Se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento. Mediante este criterio se incluye el efecto de los reguladores de tensión en el circuito bajo estudio (cuando existen).

*Thermal for Load:* Este criterio no se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento ya que aplica para recursos de energía distribuidos del tipo carga, tal como almacenamiento de energía.

*Thermal for Gen:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento del circuito. Mediante este criterio se limita la corriente que fluye por una sección del circuito a la propia ampacidad del conductor. El valor se encuentra como la capacidad térmica del conductor, más la carga del nodo en estudio, menos la generación en dicho nodo.

*Reverse Power Flow:* No se considera en la evaluación, se propone limitar la capacidad de alojamiento al nivel de la demanda mínima en el horario de la generación solar.

*Additional Element Fault Current:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución. Este criterio toma en cuenta el aumento en el nivel de corriente de corto circuito por la presencia de la generación distribuida. La aportación a la corriente de corto circuito de 120%, propuesto por el DRIVE, es razonable.

*Breaker Relay Reduction of Reach:* Este criterio se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución. Este criterio toma en cuenta la reducción en la corriente de falla que fluye por el dispositivo de protección, ocasionada por la presencia de las centrales de GD.

*Sympathetic Breaker Relay Tripping:* Este criterio no se considera en la evaluación de la capacidad de alojamiento. En este criterio se toma en cuenta la posibilidad de disparo indebido del relevador del alimentador por falla monofásica en un punto externo al circuito bajo estudio.

- La conexión de los transformadores de distribución es, generalmente, delta-estrella aterrizada. Esta conexión filtra la aportación de la secuencia cero de la GD instalada en el secundario de los transformadores.
- El tiempo de aportación de los inversores a la corriente de falla es, de acuerdo a la literatura, mucho menor de 1 seg. Con este tiempo de aportación a la corriente de falla no se disparará la protección de falla a tierra de la subestación que generalmente tiene curva del tipo inverso.

*Unintentional Islanding:* No se considera en la evaluación debido a que los inversores utilizados en la GD cuentan con las protecciones para evitar la formación de islas no intencionales. Se debe buscar que los inversores estén certificados bajo alguna norma internacional o americana (UL).

## Anexo 2. Modelado del circuito IEEE 37 Bus en OpenDSS

### CÓDIGO MAESTRO

Clear

set DefaultBaseFreq=60

!Se declara el punto de interconexión con el sistema de transmisión

New object=circuit.ieee3 basekv=230 pu=1 MVAsc3=110000 MVAsc1=110000

!Comandos que importan los elementos del circuito

Redirect ieee37XF.dss !Transformadores

Redirect ieee37reg.dss !Reguladores

Redirect IEEELineCodes.dss !Códigos de línea

Redirect ieee37lines.dss !Lineas

Redirect ieee37loaddaily.dss !Cargas

Redirect IEEEESFV !Sistemas fotovoltaicos

!Definición y cálculo de los voltajes de base del sistema

Set VoltageBases = "230,4.8,0.48"

CalcVoltageBases

!Definición de un medidor de energía y medidores al inicio del alimentador

New energymeter.EM2 element=transformer.SubXF terminal=1

New monitor.SubVoltage element=Line.L35 terminal=1 mode=0

New monitor.SubPower element=Line.L35 terminal=1 mode=1 PPolar=no

New monitor.TapsBC element=transformer.reg1c terminal=2 mode=2

!Definición de onitores en el circuito

New monitor.Bus740Voltage element=Line.L21 terminal=2 mode=0

New monitor.Bus740Power element=Line.L21 terminal=1 mode=1 PPolar=no

!Comando para indicar el archivo que contiene las coordenadas del circuito.

BusCoords IEEE37\_BusXY.csv

!Comandos para mostrar elementos en el gráfico del circuito

Set Marktransformers=yes

Set Markregulators=yes

!Comandos para la ejecución de análisis de simulación diaria.

Set mode=daily stepsize=1h number=12

Set overloadreport=true

Set voltexcept=true

```
set demand=true
set DIVERbose=true
Set hour=0 sec=0
set maxControllter = 50
Solve mode=daily stepsize=10m number=72
```

```
!Comandos que muestran distintos tipos de resultados.
!Plot monitor object=SubVoltage channels=(1 3 5) bases=(2770 2770 2770)
!Plot monitor object=Bus740Voltage channels=(1 3 5) bases=(2770 2770 2770)
!show Meters
!Show power elements
!Show voltages LN Nodes
!Show Current Elements
!show eventlog
show meters
```

CÓDIGO ieee37XF.dss (Definición del Transformador)

```
!Transformador de la subestación de distribución
New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=8
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=230 kva=2500 %r=1
~ wdg=2 bus=799r conn=Delta kv=5.0 kva=2500 %r=1
```

CÓDIGO ieee37reg.dss (Definición del regulador)

```
!Regulador al inicio del alimentador con C en adelanto y A en retraso, configuración para LDC de 1.5 + j3
!Los reguladores son objetos de control que necesitan ser asignados a transformadores
!Debido a esta configuración los valores de LDC se deben rotar 30° hacia adelante y hacia atrás
new transformer.reg1a phases=1 windings=2 buses=(799r.1.2 799r.1.2) conns='delta delta' kvs="4.8 4.8"
kvas="2000 2000" XHL=1
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=40 ctprim=350 R=-0.201 X=3.348
new transformer.reg1c phases=1 windings=2 buses=(799r.3.2 799r.3.2) conns='delta delta' kvs="4.8 4.8"
kvas="2000 2000" XHL=1
new regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=40 ctprim=350 R=2.799 X=1.848
New Line.Jumper Phases=1 Bus1=799r.2 Bus2=799r.2 r0=1e-3 r1=1e-3 x0=0 x1=0 c0=0 c1=0
```

CÓDIGO ieee37Linecodes (Definición de los códigos de línea)

```
!Matrices de resistencia reactancia y capacitancia de las líneas de distribución del alimentador
!Todas las configuraciones corresponden a líneas subterráneas
```

```
New linecode.721 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.055416667 | 0.012746212 0.050113636 | 0.006382576 0.012746212 0.055416667]
~ xmatrix = [0.037367424 | -0.006969697 0.035984848 | -0.007897727 -0.006969697 0.037367424]
```

```

~ cmatrix = [80.27484728 | 0 80.27484728      | 0 0 80.27484728]
New linecode.722 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.089981061 | 0.030852273  0.085      | 0.023371212  0.030852273  0.089981061]
~ xmatrix = [0.056306818 | -0.006174242  0.050719697 | -0.011496212 -0.006174242  0.056306818]
~ cmatrix = [64.2184109 | 0 64.2184109      | 0 0 64.2184109]
New linecode.723 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.245 | 0.092253788  0.246628788 | 0.086837121  0.092253788  0.245]
~ xmatrix = [0.127140152 | 0.039981061  0.119810606 | 0.028806818  0.039981061  0.127140152]
~ cmatrix = [37.5977112 | 0 37.5977112 | 0 0 37.5977112]
New linecode.724 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.396818182 | 0.098560606  0.399015152 | 0.093295455  0.098560606  0.396818182]
~ xmatrix = [0.146931818 | 0.051856061  0.140113636 | 0.040208333  0.051856061  0.146931818]
~ cmatrix = [30.26701029 | 0 30.26701029 | 0 0 30.26701029]

```

#### CÓDIGO ieee37lines.dss (Definición de las líneas)

!!Líneas de distribución del circuito

```

New Line.L1  Phases=3 Bus1=701.1.2.3 Bus2=702.1.2.3 LineCode=722 normamps=664 Length=0.96 units=kft
New Line.L2  Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=705.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.4 units=kft
New Line.L3  Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=713.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.36 units=kft
New Line.L4  Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=703.1.2.3 LineCode=722 normamps=664 Length=1.32 units=kft
New Line.L5  Phases=3 Bus1=703.1.2.3 Bus2=727.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.24 units=kft
New Line.L6  Phases=3 Bus1=703.1.2.3 Bus2=730.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.6 units=kft
New Line.L7  Phases=3 Bus1=704.1.2.3 Bus2=714.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.08 units=kft
New Line.L8  Phases=3 Bus1=704.1.2.3 Bus2=720.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.8 units=kft
New Line.L9  Phases=3 Bus1=705.1.2.3 Bus2=742.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.32 units=kft
New Line.L10 Phases=3 Bus1=705.1.2.3 Bus2=712.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.24 units=kft
New Line.L11 Phases=3 Bus1=706.1.2.3 Bus2=725.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.28 units=kft
New Line.L12 Phases=3 Bus1=707.1.2.3 Bus2=724.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.76 units=kft
New Line.L13 Phases=3 Bus1=707.1.2.3 Bus2=722.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.12 units=kft
New Line.L14 Phases=3 Bus1=708.1.2.3 Bus2=733.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.32 units=kft
New Line.L15 Phases=3 Bus1=708.1.2.3 Bus2=732.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.32 units=kft
New Line.L16 Phases=3 Bus1=709.1.2.3 Bus2=731.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.6 units=kft
New Line.L17 Phases=3 Bus1=709.1.2.3 Bus2=708.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.32 units=kft
New Line.L18 Phases=3 Bus1=710.1.2.3 Bus2=735.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.2 units=kft
New Line.L19 Phases=3 Bus1=710.1.2.3 Bus2=736.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=1.28 units=kft
New Line.L20 Phases=3 Bus1=711.1.2.3 Bus2=741.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.4 units=kft
New Line.L21 Phases=3 Bus1=711.1.2.3 Bus2=740.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.2 units=kft
New Line.L22 Phases=3 Bus1=713.1.2.3 Bus2=704.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.52 units=kft
New Line.L23 Phases=3 Bus1=714.1.2.3 Bus2=718.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.52 units=kft
New Line.L24 Phases=3 Bus1=720.1.2.3 Bus2=707.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.92 units=kft
New Line.L25 Phases=3 Bus1=720.1.2.3 Bus2=706.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.6 units=kft

```

New Line.L26 Phases=3 Bus1=727.1.2.3 Bus2=744.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.28 units=kft  
 New Line.L27 Phases=3 Bus1=730.1.2.3 Bus2=709.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.2 units=kft  
 New Line.L28 Phases=3 Bus1=733.1.2.3 Bus2=734.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.56 units=kft  
 New Line.L29 Phases=3 Bus1=734.1.2.3 Bus2=737.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.64 units=kft  
 New Line.L30 Phases=3 Bus1=734.1.2.3 Bus2=710.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.52 units=kft  
 New Line.L31 Phases=3 Bus1=737.1.2.3 Bus2=738.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.4 units=kft  
 New Line.L32 Phases=3 Bus1=738.1.2.3 Bus2=711.1.2.3 LineCode=723 normamps=282 Length=0.4 units=kft  
 New Line.L33 Phases=3 Bus1=744.1.2.3 Bus2=728.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.2 units=kft  
 New Line.L34 Phases=3 Bus1=744.1.2.3 Bus2=729.1.2.3 LineCode=724 normamps=180 Length=0.28 units=kft  
 New Line.L35 Phases=3 Bus1=799.1.2.3 Bus2=701.1.2.3 LineCode=721 normamps=1030 Length=1.85 units=kft

CÓDIGO ieeeloadaily.dss (Definición de cargas)

!Cargas con curva de demanda predeterminada por el software para una simulación diaria

!Intervalos desde 15 minutos hasta una hora

New Load.S701a Bus1=701.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 kVAR= 70.0  
 daily=default  
 New Load.S701b Bus1=701.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 kVAR= 70.0  
 daily=default  
 New Load.S701c Bus1=701.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 350.0 kVAR= 175.0  
 daily=default  
 New Load.S712c Bus1=712.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S713c Bus1=713.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S714a Bus1=714.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 17.0 kVAR= 8.0 daily=default  
 New Load.S714b Bus1=714.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 21.0 kVAR= 10.0 daily=default  
 New Load.S718a Bus1=718.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S720c Bus1=720.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.8 kW= 85 kVAR= 40  
 !spectrum=Espectro1  
 New Load.S722b Bus1=722.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 140.0 kVAR= 70.0  
 daily=default  
 New Load.S722c Bus1=722.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 21.0 kVAR= 10.0 daily=default  
 New Load.S724b Bus1=724.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S725b Bus1=725.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S727c Bus1=727.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S728 Bus1=728 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 126.0 kVAR= 63.0 daily=default  
 New Load.S729a Bus1=729.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S730c Bus1=730.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S731b Bus1=731.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.8 kW= 85 kVAR= 40  
 !spectrum=Espectro2  
 New Load.S732c Bus1=732.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S733a Bus1=733.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S734c Bus1=734.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default

New Load.S735c Bus1=735.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S736b Bus1=736.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S737a Bus1=737.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 140.0 kVAR= 70.0  
 daily=default  
 New Load.S738a Bus1=738.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 126 kVAR= 62 daily=default  
 New Load.S740c Bus1=740.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S741c Bus1=741.1.3 Phases=1 Conn=Delta Model=4 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default  
 New Load.S742a Bus1=742.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 8.0 kVAR= 4.0 daily=default  
 New Load.S742b Bus1=742.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 4.800 kW= 85.0 kVAR= 40.0 daily=default  
 New Load.S744a Bus1=744.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 kVAR= 21.0 daily=default

CÓDIGO ieeeSFV,dss (Definición de los SFV)

NOTA: Los SFV se desactivarán o activarán dependiendo de cada estudio.

!DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

New XYCurve.PvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

New Tshape.Temp npts=24 interval=1 temp=[22 21 21 20 21 21 22 23 25 27 28 31 31 32 31 29 28 27 26 25 25 24  
 23 23]

New loadshape.Irrad npts=86400 sinterval=1 csvfile=1-day-1s-Solar-1.csv action=normalize

!New PVsystem.PVPrueba1 phases=3 conn=delta bus1=734 kv=4.8 KVA=1000 Pmpp=1000 pf=1 Daily=Irrad  
 effcurve=Eff P-TCurve=PvsT Tdaily=Temp

!New PVsystem.PVPrueba2 phases=3 conn=delta bus1=732 kv=4.8 KVA=100 Pmpp=1000 pf=1 Daily=Irrad  
 effcurve=Eff P-TCurve=PvsT Tdaily=Temp

!New PVsystem.PVPrueba3 phases=3 conn=delta bus1=725 kv=4.8 KVA=100 Pmpp=1000 pf=1 Daily=Irrad  
 effcurve=Eff P-TCurve=PvsT Tdaily=Temp

!New PVsystem.PVPrueba4 phases=3 conn=delta bus1=711 kv=4.8 KVA=100 Pmpp=1000 pf=1 Daily=Irrad  
 effcurve=Eff P-TCurve=PvsT Tdaily=Temp

=delta bus1=711 kv=4.8 KVA=100 Pmpp=1000 pf=1 Daily=Irrad effcurve=Eff P-TCurve=PvsT Tdaily=Temp

## Referencias

- [1] Diario Oficial de la Federación, DOF: 15/12/2016, publicado 11 de enero de 2017: Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.
- [2] S. Toune et al., Jan. 2002, "Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, pp. 173–181.
- [3] M. S. Mahmoud y F. M. AL-Sunni, 2015, Control and Optimization of Distributed Generation Systems..
- [4] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Söder, pp. 195–204, 2001 "Distributed generation: A definition", Electr. Power Syst. Res., vol. 57, número 3.
- [5] R. Li y F. Zhou, 2015 Microgrid Technology and Engineering Application. Elsevier Science & Technology Books.
- [6] Energías renovables 2016 reporte de la situación mundial, REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- [7] [https://es.wikipedia.org/wiki/Crecimiento\\_de\\_la\\_energía\\_solar\\_fotovoltaica](https://es.wikipedia.org/wiki/Crecimiento_de_la_energía_solar_fotovoltaica).
- [8] Ricardo Marquez SolAspec, Overview of Solar-Forecasting Methods and a Metric for Accuracy Evaluation Carlos F.M. Coimbra and Jan Kleissl Center for Renewable Resources and Integration, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, University of California, San Diego.
- [9] 31 de mayo de 2016, EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018.
- [10] 22 de enero de 2017, PVMA figures show 75 GW of solar PV was installed in 2016.
- [11] Diciembre de 2012, Procedimiento para la elaboración del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución (DMED). Procedimiento PE-D1300-002. Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Distribución.
- [12] Lineamientos para la atención de solicitudes de interconexión de centrales de generación con capacidad de menor a 0.5 MW (generación distribuida). CFE Distribución. Dirección General de CFE Distribución Coordinación de Distribución.
- [13] M.I. Luis Eleazar Matías Pérez, enero-2018, Reporte de nuevos modelos de Planeación de la Redes Generales de Distribución – INEEL.
- [14] A EURELECTRIC paper, February 2013, Active Distribution System Management. A key tool for the smooth integration of distributed generation. Full discussion paper.
- [15] C. D'Adamo, S.C.E. Jupe and C. Abbey, June 2009, "Global survey on planning and operation of active distribution networks – update of CIGRE C6.11 working group activities", 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, CZ.



- [16] Smart Grid White Paper, December 2009, The Home Appliance Industry's Principles & Requirements for Achieving a Widely Accepted Smart Grid. Association of Home Appliance Manufacturers.
- [17] Cigré, Working Group. Convenor: Fabrizio Pilo (Italy), Secretary: Samuel Jupe (UK), Federico Silvestro (Italy), Active Members: Chad Abbey (Canada), Alex Baitch (Australia), Birgitte Bak-Jensen (Danish), Clinton Carter-Brown (South Africa), Gianni Celli(Italy), Khalil El Bakari (The Netherlands), Mingtian Fan (China), Pavlos Georgilakis (Greece), Tony Hearne(Ireland), Luis Nando Ochoa (UK), Giacomo Petretto (Italy), Jason Taylor (USA), August 2014: 591 Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems, Working Group C6.19.
- [18] A. Afuso, Tesis Doctoral, UNAM 1984, "Hacia una metodología para la planeación integral de los sistemas de distribución de energía".
- [19] Cobian, J.M y A.Afuso, 1978, "Planeación Integrada de Redes de Distribución", Reporte Interno, Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- [20] 31 May 2012, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices - Redline," in IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) - Redline, vol., no., pp.1-92.
- [21] Dra. Ma. de Lourdes Gallegos Grajales, Ing. Elidé Medina Arévalo, Ing. Francisco Martínez Lendech, Metodología de segmentación para mejorar la confiabilidad y reducir pérdidas en el sistema de distribución. Gerencia de Transmisión y Distribución – División de Sistemas Eléctricos, Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Av. Reforma 113, Col. Palmira, CP 62490, Temixco, Mor., México.
- [22] Pavlos S. Georgilakis, Nikos D. Hatzargyriou, School of Electrical and Computer Engineering, National Technical University of Athens (NTUA), GR 15780 Athens, Greece, Electric Power Systems Research 121 (2015) 89–100. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. journal homepage: [www.elsevier.com/locate/epsr](http://www.elsevier.com/locate/epsr).
- [23] Carlos Ponce Corral, Raúl Ñeco Caberta, Carlos Flípe Ramírez Espinoza, Luz Angélica García Villalba, María Magdalena Hernández Ramos, Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, Integración de energías renovables en redes de distribución.
- [24] Adriana Marcela Ariza Ramírez, Universidad Tecnológica de Pereira. 2014, Tesis "Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistema de Distribución".
- [25] Hossein Seifi, Mohammad Sadegh Sepasian, 2011, Electric Power System Planning, Issues, Algorithms and Solutions.
- [26] Fabrizio PILO, Samuel JUPE, Federico SILVESTRO, CIRED Workshop-Lisbon 29-30 May 2012, Planning and optimization of active distribution systems - An overview of cigre working group c6.19 activities.
- [27] Cigré, August 2014: 591 Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems, Working Group C6.19.

- [28] Carlos Ponce Corral, Raúl Ñeco Caberta, Luz Angélica García Villalba, Rene Alberto Valenzuela, Elsa Aranda Pastrana, Antonio Guerra Jaime. CULCyT//Septiembre-Diciembre, 2015, Año 12, No 57, Especial No 2, Modelo óptimo estocástico de redes de distribución con generación distribuida.
- [29] ENRÍQUEZ, Gilberto, 2004, El ABC Del Alumbrado y Las Instalaciones Eléctricas En Baja Tensión. 2 ed. México, Limusa.
- [30] Dra. Ma. De Lourdes Gallegos Grajales, 2007, Notas técnicas en sistemas de distribución: Etapa I “Evaluación de condiciones eléctricas en los sistemas de distribución”.
- [31] Oscullo José 1; Haro Lenin, Pronóstico de la Demanda Diaria del Sistema Nacional Interconectado Utilizando Redes Neuronales.
- [32] Pablo H. Ibargüengoytia, Alberto Reyes, Inés Romero-Leon, David Pech, Uriel A. García, Luis Enrique Sucar, and Eduardo F. Morales, 2014. Wind Power Forecasting Using Dynamic Bayesian Models Springer International Publishing Switzerland.
- [33] Pablo H. Ibargüengoytia, Alberto Reyes, Inés Romero, David Pech, Uriel A. García, and Mónica Borunda, 2015, A Tool for Learning Dynamic Bayesian Networks for Forecasting, Springer International Publishing Switzerland.
- [34] WILLIS, H. Lee, 2002, Spatial electric Load forecasting. 2 ed. North Carolina: Marcel Dekker.
- [35] S. S. Rao, Hoboken, NJ. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc., 2009, Engineering Optimization: Theory and Practice (4ta. Ed.).
- [36] B. Singh et al., 2015, “A survey on impact assessment of DG and FACTS controllers in power systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 42, pp. 846-882, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.057>.
- [37] S. Porkar et al., 2011, “Optimal allocation of distributed generation using a two-stage multi-objective mixed-integer-nonlinear programming,” European Transactions on Electrical Power, vol. 21, pp. 1072- 1087, <https://doi.org/10.1002/etep.497>.
- [38] N. Khalesi et al., 2011, “DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 33, pp. 288-295, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.08.024>.
- [39] Obando Paredes Edgar Darío. edgar.obandop@campusucc.edu.co, Algoritmos genéticos y PSO aplicados a un problema de generación distribuida. Grupo de Investigación ESLINGA Universidad Cooperativa de Colombia-Sede Pasto.
- [40] Miguel Ángel Zarzosa Gómez, Tutorizado por Hipólito Hernández Pérez. Grado en Biología. Septiembre 2017, Trabajo de fin de grado, Descripción de comportamientos animales que se utilizan para algoritmos de optimización e inteligencia artificial.
- [41] Payne, R.B., Sorenson, M.D. y Klitz, K. 2005. The Cuckoos, Oxford University Press, Oxford.

- [42] Yang, X.S. y Deb., S. 2009. Cuckoo search via Lévy flights. World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC 2009). IEEE Publications. World Congress on, pp. 210–21.
- [43] Colin, T. 2000. The Variety of Life. Oxford University Press
- [44] Thomas, J.A., Moss C.F. y Vater, M. 2002. Echolocation in bats and dolphins. University of Chicago Press, Chicago.
- [45] Sara Sabba\* and Salim Chikhi, Int. J. Bio-Inspired Computation, Vol. 6, No. 2, 2014, A discrete binary version of bat algorithm for multidimensional knapsack problema.
- [46] Yang, X.S. (2010) 'A new metaheuristic bat-inspired algorithm', in Nature Inspired Cooperative Strategies for Optimization (NICSO 2010), Studies in Computational Intelligence, Vol. 284, pp.65–74, Springer, Berlin.
- [47] Kennedy, J. and Eberhart, R.C. (1997) 'A discrete binary version of the particle swarm algorithm', Proceedings of the World Multiconference on Systemics, Cybernetics and Informatics, Piscataway, NJ, pp.4104–4109.
- [48] Yang, X.S. and Gandomi, A.H. (2012) 'Bat algorithm: a novel approach for global engineering optimization', Engineering Computations, Vol. 29, No. 5, pp.464–483.
- [49] Reporte Final - Marco Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente (REI) en México, Para la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- [50] Guía para evaluar la capacidad de alojamiento de GD en los circuitos de distribución, Elaborada en el CFE\_INEEL.
- [51] Roger C. Dugan, Davis Montenegro, Electric Power Research Institute, Inc. March 2018, Other Contributors: Andrea Ballanti (2016), Reference Guide: The Open Distribution System Simulator(OpenDSS).
- [52] IEEE PES (2013, Agosto 5). Distribution Test Feeders. Recuperado de: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.
- [53] IEEE PES (2013, Agosto 5). Distribution Test Feeders. Recuperado de: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.