



**BUAP**

# BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“Análisis de la Generación Distribuida Fotovoltaica de  
Pequeña Escala en los Sistemas Eléctricos de  
Distribución de México”**

**TESIS**

Que para obtener el grado de

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

Presenta:

**JACOB ELEAZAR TORRES PÉREZ**

Asesor de tesis:

M.C. Carlos Morán Ramírez

Puebla, Pue.

25 de Octubre del 2021

## Índice

Índice.....	2
Índice de figuras .....	5
Resumen .....	7
Abstract.....	8
CAPÍTULO I.....	10
1. Introducción .....	10
1.1. Planteamiento del Problema de investigación .....	11
1.2. Justificación .....	12
1.3. Objetivos .....	13
<i>Objetivo General</i> .....	13
<i>Objetivos Específicos</i> .....	13
1.4. Hipótesis .....	14
1.5. Variables de estudio .....	14
<i>Variables Independientes</i> .....	14
<i>Variables Dependientes</i> .....	14
1.6. Estado del Arte .....	15
CAPÍTULO II.....	20
2. Marco teórico .....	20
2.1. Sistema de distribución.....	20
<i>Topología de los sistemas de distribución en México</i> .....	21
<i>Generación distribuida</i> .....	22
2.2. Estadísticas en México .....	23
<i>Tarifas y subsidios</i> .....	25
<i>Oferta y demanda de paneles solares</i> .....	28

2.3. Marco legal en México.....	30
<i>Contratos de interconexión</i> .....	31
2.4. Métodos de cálculo de flujo de potencia para redes de distribución .....	32
<i>Métodos tradicionales</i> .....	33
<i>Métodos para sistemas de distribución radial</i> .....	34
<i>Método iterativo de barrido, desarrollado por D. Shirmohammadi</i> .....	35
<i>Método iterativo de barrido de suma de corrientes</i> .....	35
<i>Método de solución por software</i> .....	38
CAPÍTULO III.....	40
3. Marco Metodológico. ....	40
<i>Bases del diseño</i> .....	40
<i>Impacto en las pérdidas</i> .....	42
<i>Impacto en la regulación de voltaje</i> .....	43
<i>Impacto en el nivel de cortocircuito</i> .....	43
<i>Impacto en los armónicos</i> .....	44
<i>Demanda base</i> .....	45
<i>Generación base</i> .....	46
CAPÍTULO IV .....	50
4. Estudio y resultados .....	50
Escenario base.....	51
<i>Pérdidas de potencia</i> .....	58
Regulación de Tensión.....	61
Nivel de cortocircuito .....	65
Armónicos .....	66
CAPÍTULO V .....	69

5. Conclusiones .....	69
Líneas de investigación futuras .....	70
Referencias.....	71

## Índice de figuras

Figura 1-1 . Mapa de la irradiación normal directa en México. ....	15
Figura 2-1 . Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia. [17].....	20
Figura 2-2 . Contratos de interconexión en pequeña y mediana escala. 2017 [20]. ....	23
Figura 2-3 . Clasificación de las centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. 23	
Figura 2-4 . Participación de usuarios por sector, 2016. [21]. ....	24
Figura 2-5 . Tasa de crecimiento en millones de usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). [22]......	24
Figura 2-6 . Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario [23]. (Pesos-kWh).....	25
Figura 2-7 . Evolución de los subsidios al consumo de electricidad en México (Millones de pesos corrientes). [22]......	26
Figura 2-8 . Evolución de las inversiones en el sector eléctrico y de los subsidios a usuarios residenciales en México. [22]......	28
Figura 2-9 . Precios acumulados globales de desarrollo y capacidad instalada de paneles fotovoltaicos [24]. ....	29
Figura 2-10 . Tendencias del costo de la energía solar comparada con otras fuentes [22]. .....	29
Figura 2-11 . Crecimiento en contratos y capacidad instalada de interconexión en pequeña y mediana escala. [20]. ....	31
Figura 2-12 . Cifras acumuladas de proyectos fotovoltaicos 2013-2015. [25]......	32
Figura 2-13 . Numeración de nodos y niveles para un sistema de 57 nodos [14]. ....	36
Figura 3-1 . Curva típica de demanda (p.u.) de usuarios en tarifa doméstica de consumo durante un día.....	45
Figura 3-2 . Curva de generación fotovoltaica base en p.u.. ....	46
Figura 3-3 .Horas de sol pico por día para la República Mexicana.....	47
Figura 3-4 . Curvas de demanda y generación fotovoltaica superpuestas, expresadas en p.u.. ....	48
Figura 4-1 . Red de distribución secundaria de prueba con 57 usuarios en Tarifa doméstica 1. ....	50

Figura 4-2 . Curva de demanda base dada en KW. Consumo de 8.3 kW/h por día. ....	51
Figura 4-3 . Curva de demanda base y curva de generación fotovoltaica de los escenarios simulados. ....	52
Figura 4-4 . Gráficas de la potencia resultante de la demanda de energía y la generación fotovoltaica en los escenarios simulados. ....	54
Figura 4-5 . Gráficas de la potencia resultante de la demanda de energía y la generación fotovoltaica en los escenarios simulados, considerando a la generación como un flujo negativo. ....	55
Figura 4-6 . Tabla comparativa de los resultados de los flujos de potencia y consumo por usuario.....	56
Figura 4-7 . Gráfica de los flujo de potencia y consumo por usuario. ....	57
Figura 4-8 . Tabla y gráfica del factor de utilización del transformador en cada escenario simulado .....	58
Figura 4-9 . Tabla de pérdidas técnicas en el sistema. ....	59
Figura 4-10 . Gráfica de las pérdidas totales en el sistema .....	60
Figura 4-11 . Tabla comparativa de las pérdidas técnicas con respecto al escenario base. ....	60
Figura 4-12 . Gráfica comparativa de las pérdidas técnicas con respecto al escenario base (E_0). ....	61
Figura 4-13 . Perfil de la regulación de tensión de fase en cada nodo de la red.....	62
Figura 4-14 .Gráfica comparativa de los niveles de tensión máxima por fase en cada escenario. ....	63
Figura 4-15 . Cuadro de referencia para interpretar el rango de operación de la red. ..	63
Figura 4-16 . Diagramas unifilares de la red de prueba en los seis escenarios simulados. ....	64
Figura 4-17 . Gráfica de los niveles de corriente de cortocircuito en las 57 terminales de la red de prueba.....	65
Figura 4-18 . Porcentaje de distorsión armónica en la Terminal BT y Terminal 57 .....	66
Figura 4-19 . Forma de onda de voltaje de fase en la Terminal BT y Terminal 57.....	67

## Resumen

En este proyecto de tesis se analiza el impacto que tienen los flujos de potencia activa y reactiva, en los sistemas de distribución en baja tensión con topología típica radial en México, al presentar un panorama diferente y complejo para las actividades de operación, expansión y mantenimiento por la alta penetración aleatoria de generación distribuida fotovoltaica. Usualmente los sistemas de distribución en baja tensión han sido considerados como sistemas pasivos con flujos de potencia unidireccionales, sin embargo, con la introducción e incremento de generación distribuida fotovoltaica se torna el sistema a un sistema activo con flujos inversos de potencia, cambiando las variables y afectando todo el sistema eléctrico, de tal forma que para determinar la factibilidad de la conexión de nuevas fuentes de generación o la adecuada operación del propio sistema es necesario el uso de herramientas de apoyo que permitan conocer las variables de estado del sistema bajo cualquier escenario, ayudando a enfrentar la incertidumbre en la generación y la diversidad de la carga, además de prever mejoras en los sistemas de distribución en baja y media tensión compatibles con la topología típica de las redes eléctricas en México. Debido a todo esto DIGSILENT Power Factory se convierte en una herramienta suficientemente útil para el diseño y operación confiable de los sistemas de distribución con generación distribuida fotovoltaica, así como para cualquier innovación o mejora en el sistema de distribución, contribuyendo en forma positiva en las inversiones de la red eléctrica.

## **Abstract**

This thesis project analyzes the impact of active and reactive power flows in low voltage distribution systems with typical radial topology in Mexico, presenting a different and complex panorama for operation, expansion and maintenance activities due to the high random penetration of photovoltaic distributed generation. Low voltage distribution systems have usually been treated as passive systems with unidirectional power flows, however, with the introduction and increase of photovoltaic distributed generation the system becomes an active system with reverse power flows, changing the variables and affecting the entire electrical system, in such a way that to determine the feasibility of connecting new generation sources or the proper operation of the system itself, it is necessary to use support tools that know the state variables of the system under any scenario, helping to face the uncertainty in the generation and the diversity of the load, in addition to previous improvements in the distribution systems in low and medium voltage compatible with the typical topology of the electrical networks in Mexico. Due to all this, DIgSILENT Power Factory becomes a sufficiently useful tool for the design and reliable operation of photovoltaic distributed generation systems, as well as for any innovation or improvement in the distribution system, contributing positively to electric network investments.

# *CAPÍTULO I*

## CAPÍTULO I

### 1. Introducción

En México, la mayor parte de la generación de energía eléctrica se realiza mediante plantas generadoras centralizadas, ubicadas normalmente en lugares alejados del punto de consumo y transportada a través de líneas de transmisión, para después transformarla y distribuirla a los usuarios, generando pérdidas por efecto joule.

La distribución de energía debe realizarse de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión adecuado que le permita operar sus aparatos eficientemente, y que la forma de onda senoidal sea pura, es decir que esté libre de armónicos [1] y [2].

La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con sistemas bien diseñados que soporten el crecimiento propio de la carga, y además la introducción o el incremento aleatorio de generación distribuida fotovoltaica. Las redes eléctricas deben ser proyectadas y construidas de manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente con cambios mínimos en las construcciones existentes, y así asegurar un servicio adecuado en las condiciones presentes y futuras al mínimo costo de operación [2].

El Sistema Eléctrico de Distribución es el “eslabón final” entre el sistema de potencia y los usuarios. En el Sistema Eléctrico de Distribución es donde se presentan la mayor parte de las pérdidas, con mayor frecuencia las interrupciones de suministro, además de tener un mayor número de componentes y mayor capacidad instalada; por consiguiente, la Red General de Distribución forma la parte más importante del Sistema Eléctrico Nacional y por lo tanto es el más difícil de diseñar [3]. Y como se concluye en [1], cualquier mejora en el sistema eléctrico de distribución se ve reflejada directamente en los costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica

Debido a los altos índices de radiación solar, a la constante reducción de los precios de los sistemas fotovoltaicos y al aumento a las tarifas de energía eléctrica, en los últimos años ha aumentado considerablemente la generación fotovoltaica de pequeña escala; aunado a esto, el continuo desarrollo tecnológico ha permitido que los usuarios puedan generar parte de la energía que consumen y en su caso enviar a la red del suministrador algún excedente de potencia activa o reactiva [4] [5]. Con este tipo de sistemas de generación de energía surge el concepto de generación distribuida.

### **1.1. Planteamiento del Problema de investigación**

En los últimos años ha aumentado considerablemente la generación distribuida fotovoltaica de pequeña escala, la integración aleatoria de generación distribuida fotovoltaica puede impactar de forma significativa en los flujos de potencia<sup>i</sup> y en los niveles de tensión que reciben los consumidores, dando lugar a importantes problemas técnicos; aunado a esto, el continuo desarrollo tecnológico y el uso cada vez mayor de la energía eléctrica ha derivado en la acentuación de fenómenos eléctricos que producen efectos nocivos que alteran directamente a la instalación eléctrica que los origina, además de propagarse por la red eléctrica.

Las nuevas variables involucradas en el sistema eléctrico de distribución exponen un panorama diferente y complejo para las actividades de operación, expansión y mantenimiento en los todos los niveles de tensión, así como en los esquemas de mercado, esto puede generar un efecto positivo produciendo una reducción de los altos costos de la energía eléctrica, así como la posibilidad de retirar del subsidio eléctrico, que tiene un efecto negativo en la economía del país. Además con el uso de este tipo de generación se contribuye con la reducción de los gases de invernadero que aquejan al planeta. Lo anterior pone en juicio si los sistemas eléctricos de distribución de México están preparados para la alta penetración aleatoria de generación distribuida fotovoltaica, enfrentando la incertidumbre en la generación y la diversidad de la carga.

<sup>i</sup> Flujos de potencia: Cuantificación de la magnitud y sentido de la potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico.

## 1.2. Justificación

Para cualquier compañía suministradora de energía eléctrica el nivel de baja tensión representa el sector más importante sobre el total de las inversiones en sistemas de distribución. En la mayoría de las aplicaciones la utilización es en tensiones inferiores a 1kV, por consiguiente cualquier innovación o mejora en el sistema de distribución de baja tensión tendrá una influencia positiva sobre las inversiones de toda la red eléctrica [1].

Tradicionalmente, los sistemas de distribución en baja tensión han sido considerados como sistemas pasivos con flujos de potencia unidireccionales. Sin embargo, con la introducción e incremento de generación distribuida fotovoltaica en pequeña escala torna al sistema activo con flujos inversos de potencia, por consiguiente las variables cambian radicalmente afectando a todo el sistema eléctrico. Entonces, para determinar la factibilidad de la conexión de nuevas fuentes de generación o la adecuada operación del propio sistema, se hace necesario el uso de herramientas de apoyo que permitan conocer las variables de estado del sistema bajo cualquier escenario.

Debido a la topología típica de los sistemas eléctricos de distribución en baja tensión de México y considerando las variables estocásticas<sup>ii</sup> del sistema dada la incertidumbre inherente a la carga y a la generación fotovoltaica, se requiere del apoyo de software especializado como DlgSILENT Power Factory para el diseño y operación confiable de los sistemas de distribución en baja tensión con generación distribuida fotovoltaica.

<sup>ii</sup> Estocástico: No determinista. Indica que en las variables existe una secuencia cambiante de eventos con respecto al tiempo. Donde el subsiguiente estado del sistema está determinado tanto por las acciones predecibles del proceso como por elementos aleatorios.

### **1.3. Objetivos**

#### ***Objetivo General***

Analizar el impacto que tienen los flujos de potencia en los sistemas de distribución con topología típica radial en México con el uso generalizado de generación distribuida fotovoltaica de pequeña escala.

#### ***Objetivos Específicos***

- Realizar un análisis de las estadísticas del incremento de generación distribuida fotovoltaica en baja tensión en México, mediante la revisión de los datos reportados por las autoridades e instituciones partícipes.
- Modelar una red de distribución de prueba en DIgSILENT Power Factory para simular distintos escenarios y condiciones de operación.
- Analizar el impacto que podría tener el uso generalizado de generación distribuida fotovoltaica por usuarios conectados en baja tensión, mediante el estudio de los resultados obtenidos en el ensayo.
- Proponer mejoras en la red de distribución, compatibles con la topología típica de los sistemas de distribución de energía eléctrica de México.
- Analizar las posibles ventajas que tendría la eliminación del subsidio a las tarifas de la energía eléctrica, impulsando la generalización del uso de generación distribuida fotovoltaica en el nivel de baja tensión.

#### **1.4. Hipótesis**

El estudio de los datos obtenidos a partir de mediciones y estadísticas servirá de base para determinar el comportamiento y efecto que tendrán los flujos de potencia activa y reactiva en los sistemas eléctricos de distribución en baja tensión, con la integración y el incremento de generación distribuida fotovoltaica hasta el 100% de penetración, teniendo en cuenta el comportamiento estocástico de las variables. Una vez modelado el sistema en distintos escenarios, será posible tomar decisiones más certeras en los trabajos de diseño y operación de los sistemas eléctricos de distribución en baja tensión con generación distribuida; afectando positivamente en la confiabilidad y estabilidad del sistema, a la vez que se reducen los costos de operación y mantenimiento.

#### **1.5. Variables de estudio**

##### ***Variables Independientes***

Para el desarrollo de la presente tesis las variables independientes son los parámetros eléctricos típicos de tensión, corriente y potencia eléctrica.

##### ***Variables Dependientes***

Las variables dependientes son las pérdidas de potencia eléctrica, caída de tensión, factor de potencia, flujos de potencia, cargabilidad de línea, nivel de penetración, nivel de distribución y la vida útil del equipo eléctrico involucrado.

## 1.6. Estado del Arte

La generación distribuida fotovoltaica es de especial importancia en México debido a la gran cantidad de recurso disponible; con promedios de irradiación solar global que van de los 4.4 kWh/m<sup>2</sup> por día, en la zona centro, a los 6.3 kWh/m<sup>2</sup> por día en el norte del país [6] como se aprecia en la figura 1-1, además las políticas de la reforma energética recientemente emitidas promueven el uso masivo de este tipo de energía limpia de pequeña escala.

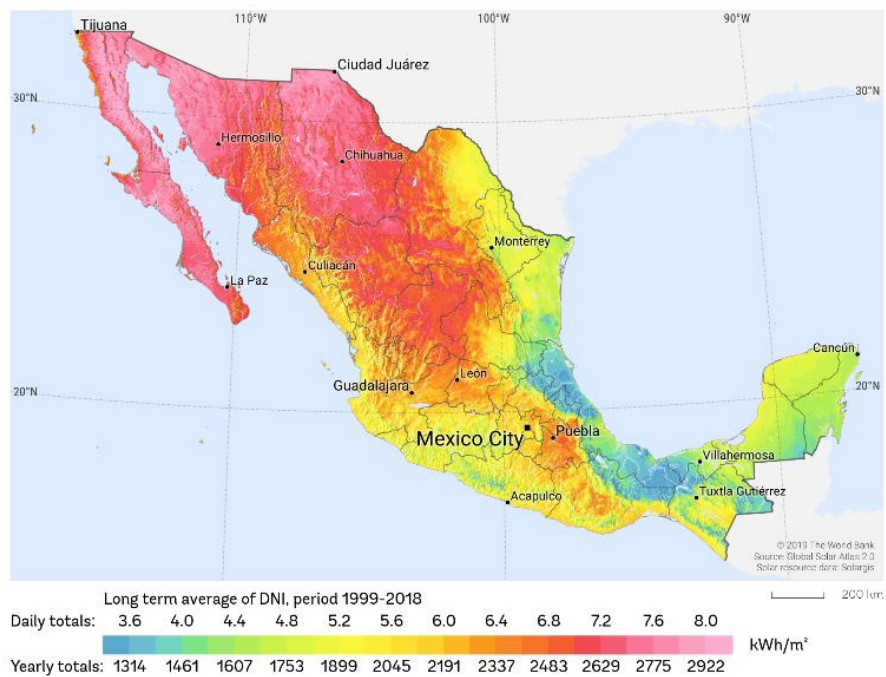


Figura 1-1. Mapa de la irradiación normal directa en México.

El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Durante los últimos 40 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción sobre el 95 % en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia [7].

Muchos países han optado por incentivar la evolución de tecnologías aplicadas a la generación distribuida en las últimas décadas, especialmente la fotovoltaica; es por eso que se ha propiciado un aumento en la relevancia de la generación distribuida fotovoltaica en el panorama mundial [8]. No obstante, la expansión de generación distribuida no debe basarse únicamente en la busca de mejores costos de producción o por la disminución de los impactos ambientales a través de fuentes renovables, también a partir de estudios que garanticen la confiabilidad, calidad y estabilidad de operación del sistema [9].

Los métodos de solución clásicos para flujos de potencia son conocidos ampliamente por los ingenieros que hacen estudios de planeación y los que operan los sistemas eléctricos, sin embargo, para analizar un sistema que tiene características poco comunes en referencia a su topología y a su carga, tal es el caso de sistemas trifásicos con ramales de dos fases o de una fase, propios de los sistemas eléctricos de distribución, se debe adecuar las técnicas y los algoritmos para obtener una solución. Por lo anterior se ve la necesidad de implementar técnicas de solución que no exijan algoritmos complicados, pero que consideren la naturaleza del sistema de distribución [10]. Los sistemas eléctricos de distribución en México tienen la característica de ser radiales y con un importante grado de desbalance, el desbalance se presenta en los parámetros de la red así como en la carga conectada.

En [10] se llevan a cabo comparaciones de diferentes algoritmos de solución de la red eléctrica, sobre el equivalente monofásico del sistema. Se compararán las metodologías de solución para redes eléctricas de distribución mediante resultados como: tiempo de ejecución, memoria de computadora empleada e iteraciones requeridas para llegar a la solución. Se experimentó con redes de prueba para mostrar que el método de Newton-Raphson es una buena opción para la solución confiable y eficiente del problema de flujos de potencia para los sistemas de distribución, obteniendo resultados favorables sobre las redes de prueba. Sin embargo para redes más grandes y complejas los métodos tradicionales son inadecuados debido a la acentuación de los factores de su naturaleza [11].

Algoritmos basados en métodos heurísticos<sup>iii</sup> han sido probados para la solución de flujos de potencia, en [12] con la intención de obtener la máxima penetración de generación distribuida en un sistema de distribución manteniendo los límites permitidos y conservar la confiabilidad, estabilidad y calidad de la energía de entrega, se empleó un método basado en la optimización de nube de partículas. Se aplicó el algoritmo propuesto con datos de una red de prueba de la IEEE de 14 barras y sobre una red de distribución del estado de Rio Grande del Norte Brasil de 32 barras; el bajo desempeño computacional y dificultades de convergencia en la aplicación de la optimización de la nube de partículas inviabilizan su integración al algoritmo de flujo de potencia óptimo destinado a determinar la máxima penetración de generación distribuida en un sistema de distribución, en tal caso se obtuvieron mejores resultados con el método tradicional de Newton-Raphson [12].

En general, los métodos para calcular flujos de potencia en sistemas de distribución se pueden clasificar en dos grandes grupos, las modificaciones de los métodos utilizados en sistemas de potencia y los métodos de barrido. Dentro de los métodos de barrido (*Backward/Forward Sweep*) se encuentran el método de la suma de corrientes, método de la suma de potencia y método de la suma de impedancias [11]. Los métodos basados en el barrido han demostrado ser una excelente opción para resolver cálculos de flujo de potencia en redes de distribución radiales [11] [13] [14] [15].

Shirmohammadi presentó en el año de 1995 un artículo en el cual se muestra un algoritmo llamado de barrido para la solución de flujos en redes radiales y débilmente malladas [13]. El barrido regresivo progresivo está basado en las leyes de corriente y voltaje de Kirchhoff, con este método se determinan los voltajes en los nodos y las corrientes en las ramas, estos valores definen la solución de flujos de potencia de las redes de distribución [15].

<sup>iii</sup> Heurísticos: Son procedimientos con la finalidad de buscar una solución de un problema específico, sin garantizar que la solución sea la más óptima.

L.A. Gallegos y colaboradores presentaron un modelo para tener una mejor idea del impacto de la generación distribuida en la red de distribución de flujo de carga trifásico desbalanceado. El modelo de flujo de potencia basado en el método de barrido regresivo progresivo fue validado utilizando el sistema de prueba IEEE de 34 barras obteniendo excelentes resultados en la aplicación del método modificado para la inclusión de generación distribuida [11].

En la actualidad existe software comercial especializado que permite predecir y generar tendencias en la carga del sistema basándose en algoritmos que también correlaciona de forma adaptativa variables de entrada como las condiciones climáticas.

## *CAPÍTULO II*

## CAPÍTULO II

### 2. Marco teórico

#### 2.1. Sistema de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario; en la figura 2-1 se muestra el diagrama unifilar general de un sistema de potencia donde se aprecia la parte que corresponde al sistema de distribución. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias en media tensión, los transformadores de distribución, las líneas secundarias en baja tensión y las acometidas [2].

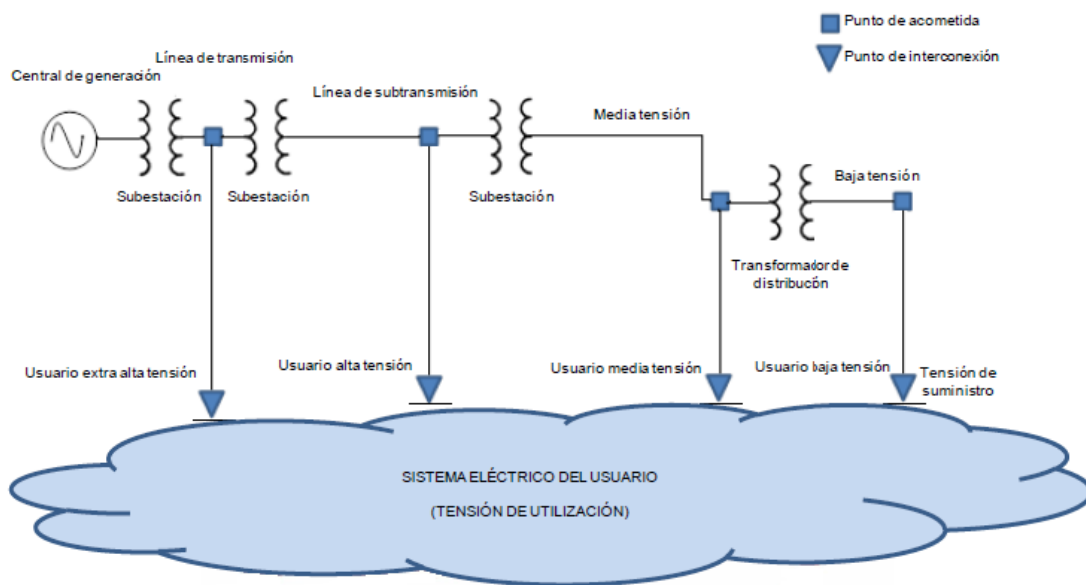


Figura 2-1. Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia. [17]

La distribución de energía debe realizarse de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión adecuado que le permita operar sus aparatos eficientemente, y que la forma de onda senoidal sea pura, es decir que esté libre de armónicas [1] y [2].

La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con sistemas bien diseñados con la flexibilidad suficiente para que soporten el crecimiento propio de la carga, y además la introducción o el incremento aleatorio de generación distribuida fotovoltaica. Las redes eléctricas de distribución deben ser proyectadas y construidas de manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente con cambios mínimos en las construcciones existentes, y así asegurar un servicio adecuado en las condiciones presentes y futuras al mínimo costo de operación [2].

El sistema eléctrico de distribución es el eslabón final entre el sistema de potencia y los usuarios. Es donde se presentan la mayor parte de las pérdidas, donde ocurren con mayor frecuencia las interrupciones de suministro, además de tener un mayor número de componentes y mayor capacidad instalada; por consiguiente, la Red General de Distribución forma la parte más importante del Sistema Eléctrico Nacional y por lo tanto es el más difícil de diseñar [3]. Y como se concluye en [1], cualquier mejora en el sistema eléctrico de distribución se ve reflejado directamente en los costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica.

### ***Topología de los sistemas de distribución en México***

En la Red General de Distribución de México prevalece la topología radial, en media y baja tensión, es decir que el sistema consta de una sola fuente de alimentación para toda la rama; salvo algunas excepciones donde eventualmente se modifica la topología de la red mediante la operación de seccionadores, debido a una falla o para dar mantenimiento a parte de la misma red.

Tradicionalmente en un Sistema de Distribución tipo radial el flujo de potencia tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga, de tal manera que una falla ocasiona la interrupción del servicio en todo el sistema o gran parte de él [1]. Las Redes de Distribución en México fueron diseñadas y construidas para operar con flujos de potencia unidireccionales, sin embargo las nuevas variables expuestas con la introducción de Generación Distribuida exigen la adaptación de la Red para incorporar tanto grandes

como pequeños generadores, que pueden ser centralizados o dispersos; lo que implica flujo de potencia en dos direcciones.

### ***Generación distribuida***

Una definición muy conocida es la del IEEE<sup>iv</sup>: "Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos". En esta definición no se hace ninguna referencia al margen de potencias [18].

De acuerdo a la definición de la LIE<sup>v</sup>, la Generación Distribuida se define como "la generación de energía eléctrica que se realiza por un propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que se encuentren interconectadas a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, y que no requieran ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica" [19].

Previo a la Reforma Energética, la GD solo se permitía para el autoconsumo sin la posibilidad de vender los excedentes a la red. Sin embargo, la actual regulación, permite la comercialización de la energía eléctrica mediante el esquema de GD.

La Generación Distribuida se clasifica principalmente en: 1) contratos de interconexión en pequeña escala y 2) contratos de interconexión de mediana escala. Lo anterior dependerá de la demanda de energía del usuario, medida en kW<sup>vi</sup> [20]. En la figura 2-2 se muestra un diagrama esquemático de la clasificación de GD según la demanda del usuario final.

<sup>iv</sup> IEEE: *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

<sup>v</sup> LIE: Ley de la Industria Eléctrica

<sup>vi</sup> kW:  $1 \times 10^3$  Watts.

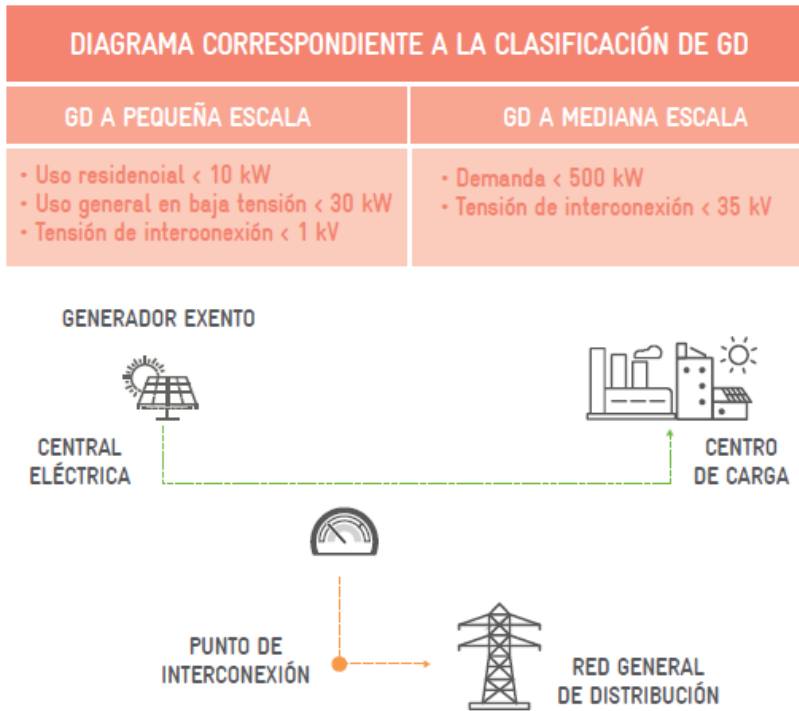


Figura 2-2. Contratos de interconexión en pequeña y mediana escala. 2017 [20].

En el Manual de interconexión de Centrales de Generación con capacidad menos a 0.5 MW, se clasifican las centrales de generación distribuida de la siguiente manera [5]:

Nivel de tensión	Capacidad de Generación (kW)		Clasificación
Baja tensión (0 ≤ 1kV)	Trifásicos	P ≤ 50	Tipo BT
	Monofásicos	P ≤ 30	
Media tensión (1kV ≤ 35kV)		P ≤ 250	Tipo MT1
		250 < P < 500	Tipo MT2

Figura 2-3. Clasificación de las centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW.

## 2.2. Estadísticas en México

En 2016 alrededor del 98.5% de la población mexicana contaba con el servicio de energía eléctrica, entre 2006 y 2016 la tasa de crecimiento de clientes para la CFE tuvo un crecimiento medio anual de más de 5.8%. En la figura 2-4 se muestra la gráfica de participación por sector al cierre del 2016, donde se observa que el sector doméstico concentró la mayor participación de usuarios por sector [21].

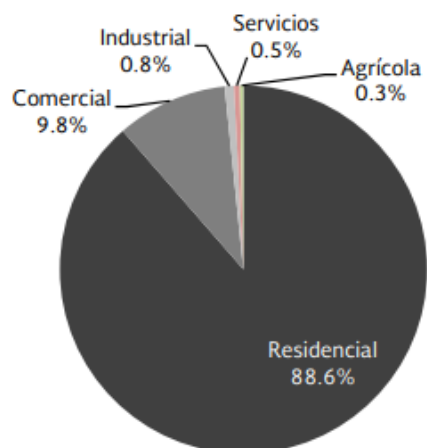


Figura 2-4. Participación de usuarios por sector, 2016. [21].

Los últimos datos oficiales indican que para el año 2016 existían en México 40.8 millones de usuarios de servicios de electricidad, la gran mayoría perteneciente al sector doméstico con alrededor de 36.1 millones de usuarios.

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Empresa mediana	Gran industria	Total
2012	32190	3625	190	124	270	0.89	36,400
2013	33135	3696	193	127	283	0.93	37,435
2014	34045	3768	197	128	296	0.97	38,435
2015	35077	3881	204	128	310	1.00	39,601
2016	36114	3988	209	129	325	1.04	40,766
2017	37182	4098	214	130	341	1.08	41,965
2018	38281	4210	220	131	357	1.12	43,200

Figura 2-5. Tasa de crecimiento en millones de usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). [22].

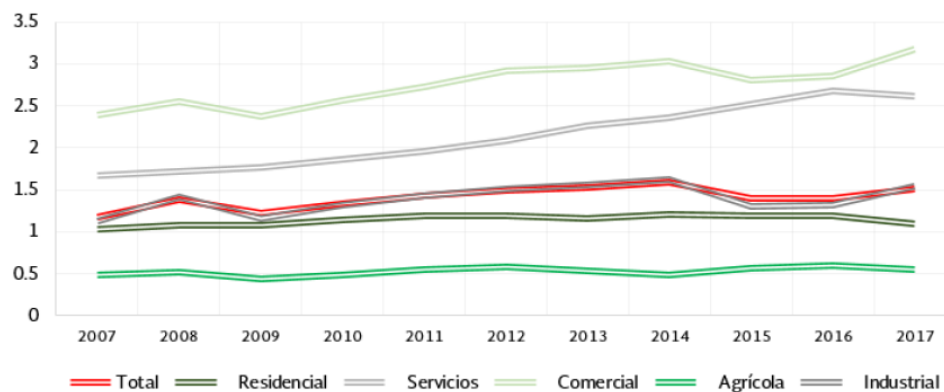
Usando las tasas de crecimiento de la figura 2-5 se puede estimar que en el año 2018 hubo poco más de 38 millones de usuarios con tarifas domésticas, de los cuales solamente 160 mil casas, que muy probablemente caen en tarifa DAC<sup>vii</sup>, tienen actualmente instalaciones de paneles solares para generar electricidad y compensar el consumo. Los usuarios de bajo consumo que tengan instalaciones similares son el

<sup>vii</sup> Los usuarios residenciales que consumen cantidades mayores de kwh mensuales que los límites establecidos por la CFE, en los siete tipos de tarifa existentes en México, caen en este tipo de tarifas. El nivel más alto de consumo está en la tarifa 1F, con 2,500 kwh mensuales. Si el promedio anual supera esta cifra el consumidor enfrentará la tarifa DAC.

mínimo ya que no tienen incentivos financieros debido al efecto del subsidio existente. En el sector comercial la relación precio a costo es de 1.15, para la gran industria es de 1.16, para la mediana industria es de 1.08 y para el sector de servicios es de 1.03; por el contrario en las tarifas domésticas solamente se paga en promedio el 39% del costo del servicio, quedando la diferencia a cargo de la caja gubernamental [22].

### **Tarifas y subsidios**

Entre los años 2007 y 2017 el precio de la energía eléctrica de los cinco sectores tarifarios creció a una tasa media anual del 2.6%, como se aprecia en la figura 2-6 la tendencia es el constante aumento de los precios en las tarifas teniendo en cuenta la inflación y los costos de los combustibles [23].



Fuente: Elaborado por SENER con información del Sistema de Información Energética (SIE).

Figura 2-6. Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario [23]. (Pesos-kWh<sup>viii</sup>)

En México los subsidios otorgados en apoyo a los particulares y empresas son de tipo directo, en la entrega de una cierta cantidad de dinero periódicamente, y el otro el subsidio indirecto, que consiste en no cobrar por los servicios o cobrar una tarifa menor al costo, como son los subsidios al consumo de agua o de energía eléctrica, entre otros [22]. En ambos casos se ven afectadas negativamente las finanzas públicas del país

<sup>viii</sup> kWh: kilo Watt-hora

como una salida de la caja gubernamental o bien una menor entrada de dinero a la misma caja.

La Cámara de Diputados de México aprueba la asignación de cierta cantidad del presupuesto para los subsidios directos, mientras que para los subsidios indirectos esto se hace después de que se ejercieron, debido a que dependen de la demanda. Una demanda mayor de energía ocasionada por factores no controlables como el clima, provocará un mayor subsidio en las tarifas domésticas, aunque no esté contemplado en el presupuesto. Es claramente notable en la gráfica de la figura 2-7 que el mayor aporte de subsidios gubernamentales lo reciben los usuarios residenciales con tarifa residencial, que además es el sector con la mayor tasa de crecimiento anual.

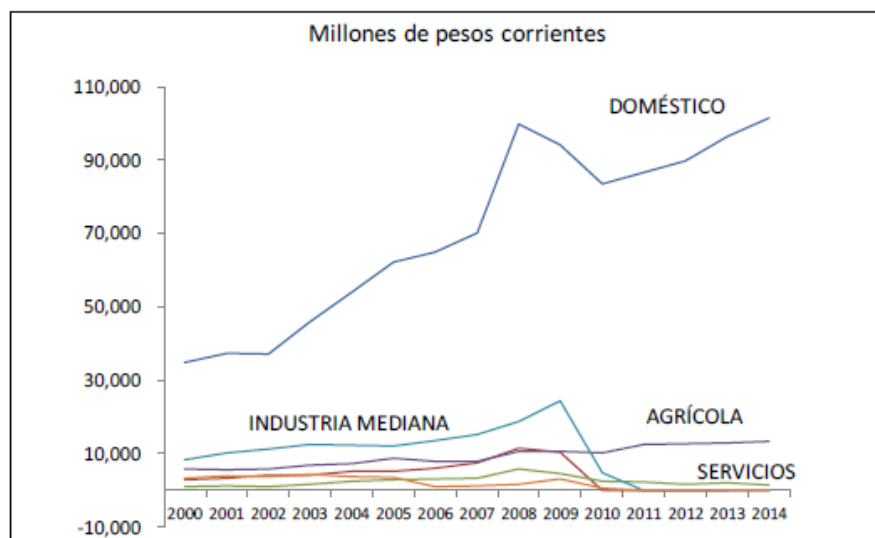


Figura 2-7. Evolución de los subsidios al consumo de electricidad en México (Millones de pesos corrientes). [22].

La estrategia gubernamental consiste en un esquema de subsidios cruzados donde los consumidores de electricidad de algunos sectores, como el industrial y el de servicios pagan tarifas superiores al costo de la energía para compensar parcialmente lo que se otorgan a la gran mayoría del sector residencial. Ya que una parte de los subsidios otorgados se compensa a través de tarifas más altas en otros sectores, las cifras reportadas en los flujos de caja de CFE no corresponden a los subsidios efectivamente

canalizados, lo que imposibilita la completa transparencia contable de lo que efectivamente se gasta en subsidios.

El sector residencial se divide en dos grupos, uno que forma alrededor del 98.8% de los usuarios para los cuales continúan las tarifas subsidiadas, y el 1.2% restante que se cataloga como usuario de alto consumo (tarifa DAC), para los cuales aplica una tarifa que supera el costo del servicio [22].

Los subsidios a las tarifas de consumo de energía eléctrica además de ser regresivos, dado que dependen del consumo y no del nivel económico de los usuarios; implican pérdidas netas de recursos nacionales, tanto por los que pagan de menos como los que pagan de más por los servicios de electricidad, en relación con la tarifa verdadera. A final de cuentas los subsidios reducen la capacidad del gobierno para combatir la pobreza o endeudan al país contrayendo deudas de manera innecesaria. Además afectan el interés por las fuentes de energías renovables y por el contrario se promueve el uso de combustibles fósiles [22].

Los subsidios a los consumidores residenciales que no están en la tarifa de alto consumo DAC generaron un monto notoriamente superior a las inversiones totales que se han hecho para aumentar la capacidad de generación, transmisión y distribución de electricidad en México, incluyendo las realizadas por CFE y el sector privado, como se puede ver en la Figura 2-8.

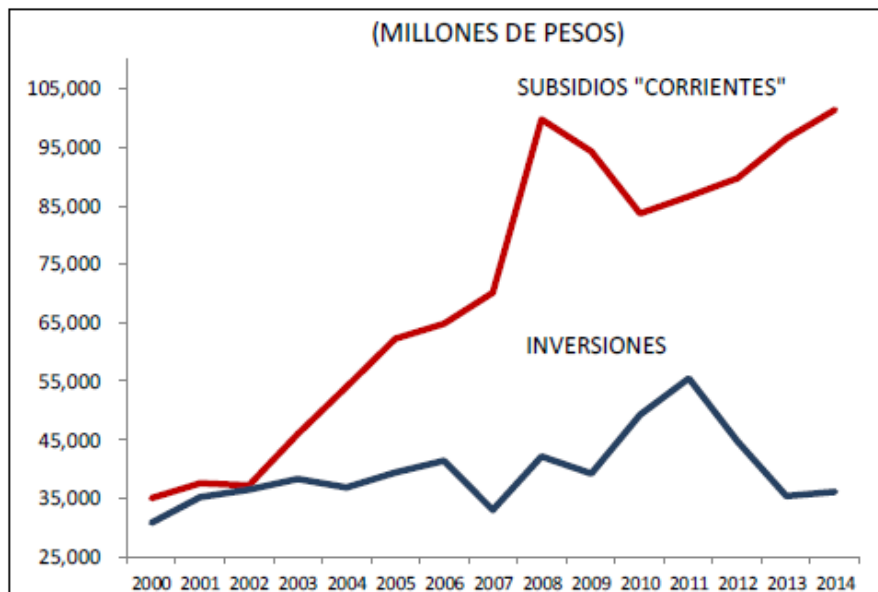


Figura 2-8. Evolución de las inversiones en el sector eléctrico y de los subsidios a usuarios residenciales en México. [22].

Los subsidios al sector doméstico entre los años 2008 y 2018 ascendieron a poco más de 1 billón 350 mil millones de pesos. Esto podría ser usado para promover un programa para instalar paneles solares sobre la propiedad de los usuarios conectados en baja tensión, a costo promedio de 21,600 pesos por unidad, con lo que se hubiera podido derogar gran parte de los subsidios al consumo de electricidad residencial actuales [22].

### **Oferta y demanda de paneles solares**

En años recientes la revolución tecnológica en la fabricación de paneles solares ha llevado a la continua reducción en los precios, el precio promedio de las celdas solares ha pasado de 76.67 dólares por watt en 1977 a solamente 0.74 dólares por watt en el 2013. Según la revista PVinsights el precio promedio de una celda solar es de 0.26 dólares por watt en julio de 2016. Los equipos modernos son capaces de producir energía para abastecer un domicilio hasta un costo de 6 centavos de dólar americano

(equivalente a 1.196 pesos por kWh) [22]. La gráfica de la figura 10 muestra la tendencia creciente de la capacidad instalada de generación mediante paneles fotovoltaicos y la baja en los precios de venta promedio del módulo.

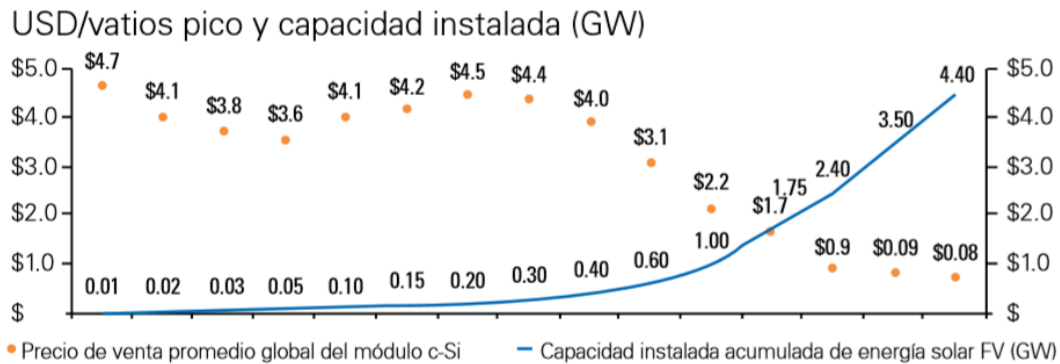


Figura 2-9. Precios acumulados globales de desarrollo y capacidad instalada de paneles fotovoltaicos [24].

Como se aprecia en la Figura 2-10, la tendencia internacional del costo de la energía solar está cerca de alcanzar al costo de mayoreo de la electricidad generada por gas natural, lo que motivaría a empresas que generan electricidad de esta manera a cambiarse también al esquema solar.

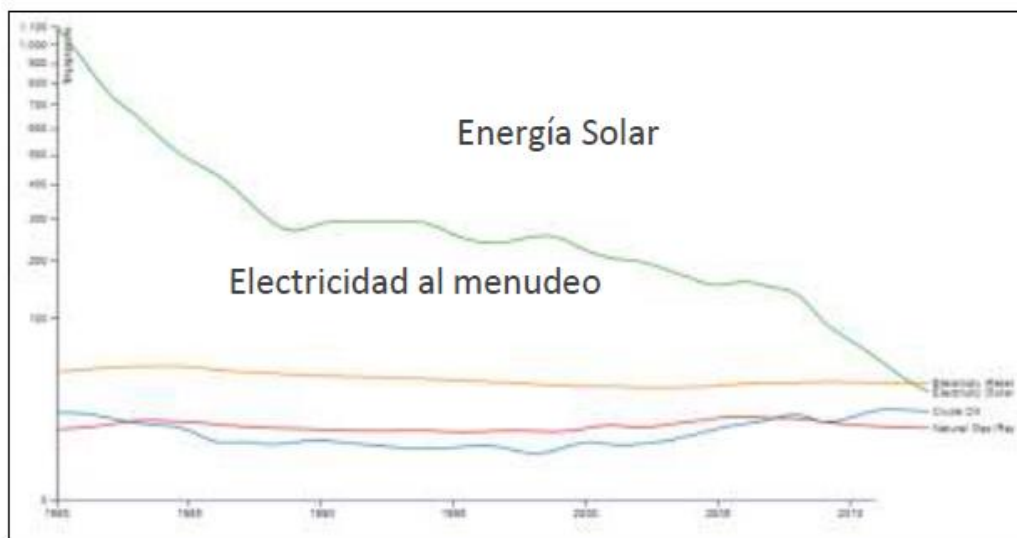


Figura 2-10. Tendencias del costo de la energía solar comparada con otras fuentes [22].

Existe una demanda potencial para la instalación de paneles solares en México, especialmente de los consumidores que pagan tarifas completas o más alta o empresas que debido a su demanda de energía se ubican en sectores donde las tarifas aplican un sobre costo consecuencia de los subsidios cruzados.

### **2.3. Marco legal en México**

Un aspecto importante es que antes de la reforma energética, la generación distribuida sólo se permitía para el autoconsumo sin la posibilidad de vender los excedentes a la compañía suministradora; actualmente la Ley de la Industria Eléctrica reconoce comercializar la energía eléctrica bajo el esquema de generación distribuida; el Artículo 16 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica señala que: “requieren permiso otorgado por la CRE, las Centrales Eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW, así como las representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista con independencia de su capacidad, salvo las destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias” [5]. Por lo anterior, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) exige que la central eléctrica generadora tenga una capacidad menor a 500kW para otorgar la consideración de Generador Exento<sup>ix</sup>, no importando la tecnología que se quiera instrumentar, por lo cual, aun aquellos proyectos de generación de energía con fuentes renovables (fotovoltaicos, eólicos y otros) que rebasen este tope tendrán que obtener el permiso correspondiente de la CRE [25].

Con la entrada en vigor del nuevo marco normativo del sector eléctrico y la industria eléctrica se amplían las posibilidades para impulsar en gran medida la productividad en empresas y colaborar en la mejora de la economía de los usuarios residenciales, incrementando el uso de generación distribuida fotovoltaica a pequeña escala.

<sup>ix</sup> Generador Exento: Propietario o poseedor de una o varias centrales eléctricas que no requieren ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de la Ley de la Industria Eléctrica

### Contratos de interconexión

En los últimos años se ha incrementado notoriamente el número de contratos de interconexión de pequeña y mediana escala, es decir de generadores exentos con capacidad de generación menor a 0.5 MW<sup>x</sup> para medianas y menos de 30kW para pequeñas.

De acuerdo con la gráfica de la figura 2-11 obtenida con datos de la CRE<sup>xi</sup>, la capacidad instalada en las centrales eléctricas de pequeña y mediana escala ha crecido de 61 MW hasta 304 MW a julio de 2017 con la firma de 40 mil contratos de interconexión en pequeña y mediana escala [20]

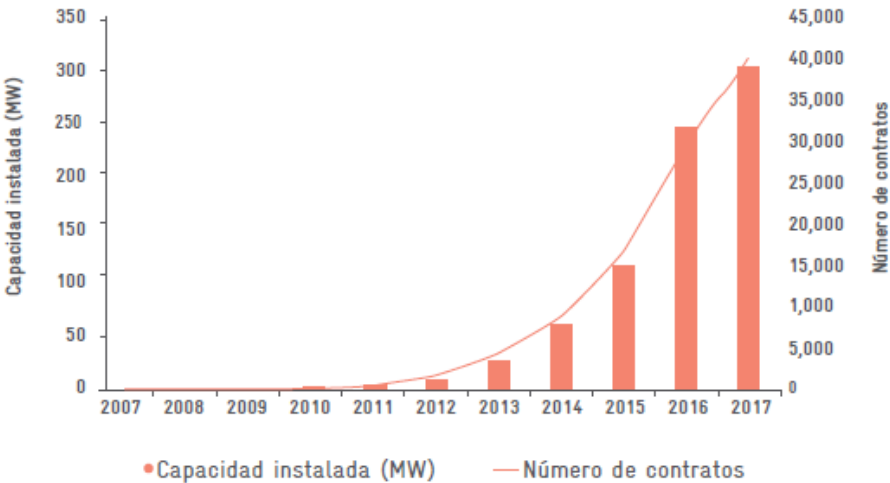


Figura 2-11. Crecimiento en contratos y capacidad instalada de interconexión en pequeña y mediana escala. [20].

Como se observa en la figura 2-12 las cifras acumuladas el periodo de 2013 a 2015 el Fideicomiso para el Ahorro de la Energía brindó apoyo a 622 proyectos fotovoltaicos de generación distribuida, con una capacidad promedio de 6kW, canalizando 134.13 millones de pesos para su financiamiento [25].

<sup>x</sup> MW:  $1 \times 10^6$  watts

<sup>xi</sup> CRE: Comisión Reguladora de Energía.



Figura 2-12. Cifras acumuladas de proyectos fotovoltaicos 2013-2015. [25]

#### 2.4. Métodos de cálculo de flujo de potencia para redes de distribución

El cálculo de flujo de potencia en las redes de energía eléctrica tiene como principal objetivo determinar las condiciones de operación en régimen permanente de la red. Mediante un flujo de potencia se pueden verificar problemas de tensión, sobrecargas, pérdidas, etc. [26] Esta información es esencial para el monitoreo continuo del estado del sistema y para estudios de planeamiento de la expansión de la red ante escenarios futuros de demanda [27].

Los estudios de flujos de potencia son utilizados en sistemas existentes, buscando resolver problemas de operación económica, reducción de pérdidas, etc., y en la planificación de nuevos sistemas para verificar el comportamiento de los elementos del sistema bajo distintas condiciones de operación [11].

## ***Métodos tradicionales***

Los métodos para la solución de flujos de potencia más probados y robustos es el método de Gauss-Seidel, en sus versiones de matriz de impedancia y matriz de admitancias, y el método de Newton-Raphson y sus versiones completa y desacoplada. Estos métodos fueron desarrollados bajo la consideración que los desequilibrios entre las fases son despreciables, que las capacitancias son apreciables y que la reactancia de las líneas es mucho mayor que la resistencia [28].

El método de Newton-Raphson completo y las versiones desacopladas poseen excelentes características de convergencia, sobre todo en las versiones desacopladas. El método completo consiste en calcular e invertir para cada iteración la matriz jacobiana en el algoritmo. En el estudio de flujos de potencia en redes de distribución con generación distribuida requiere realizar el procesamiento repetitivo de numerosos flujos de carga, para simular distintos escenarios, por lo que el método demandaría un gran esfuerzo computacional [27]. Las versiones desacopladas contemplan una serie de aproximaciones que simplifican a la matriz jacobiana, reduciendo el tiempo y el esfuerzo computacional en cada iteración; sin embargo se consideran valores de la relación  $X/R$  que son aproximaciones poco efectivas para sistemas de distribución [29].

El método de Gauss-Seidel indirecto o de matriz de admitancias se caracteriza por ser relativamente insensible a los voltajes iniciales estimados, a pesar de su simple programación tiene una lenta convergencia que se acentúa en sistemas radiales, ya que no aprovecha la naturaleza de la matriz diagonal<sup>xii</sup> ( $Y$ ). La característica radial de los sistemas hace que los valores de la diagonal principal de la matriz ( $Y$ ) sean pequeños, el perfil de voltajes de la próxima iteración son inversamente proporcionales a tales valores. De esta manera se producen grandes oscilaciones de voltajes volviéndose lenta la convergencia [29].

<sup>xii</sup> Matriz diagonal: Matriz cuadrada en donde las entradas de las diagonales son todas nulas (cero) excepto en la diagonal principal.

El método de Gauss-Seidel directo o de matriz de impedancias difícilmente diverge, lo que lo hace sumamente confiable. Los voltajes tienen oscilaciones mayores comparado con el método indirecto, sin embargo el proceso global converge más rápido. La matriz de impedancias ( $Z$ ) proporciona un buen acoplamiento matemático entre los voltajes de los nodos, lo que representa una mejoría en el valor de un voltaje y afecta inmediatamente al cálculo de los próximos voltajes. La principal desventaja es la gran memoria computacional requerida para almacenar explícitamente la matriz ( $Z$ ) y el gran tiempo para su obtención; este problema se puede solucionar almacenando la matriz de admitancias ( $Y$ ) e invirtiéndola en cada iteración, se reduce significativamente la cantidad de memoria pero produce un aumento en el esfuerzo computacional [29].

Los métodos tradicionales se vuelven inadecuados para el cálculo de flujos de potencia en redes de distribución debido a la topología típica; la resistencia de las líneas es comparable en magnitud con la reactancia, además las cargas que se presentan en el sistema de distribución por un consumidor individual o un grupo de consumidores están cambiando constantemente, cada vez que una luminaria o un aparato eléctrico se conectan o se desconectan, la carga vista por el alimentador de distribución cambia constantemente lo que produce un significativo desbalance entre fases. Evidentemente estas herramientas no consideran la naturaleza incierta inherente en los sistemas eléctricos de distribución, especialmente en lo que concierne al comportamiento de la demanda y a las fuentes de generación fotovoltaica. Las publicaciones actuales dedicadas a sistemas de distribución descartan los métodos tradicionales para la solución de sistemas radiales.

### ***Métodos para sistemas de distribución radial***

Debido a las características y particularidades de los sistemas de distribución es necesario emplear un método para la solución de flujos de potencia que analice el sistema trifásico desbalanceado. Además, para un estudio de problemas complejos como lo es el desbalance de carga, la integración de generación distribuida y la caída de tensión.

Los métodos basados en el barrido han demostrado ser una excelente opción para resolver cálculos de flujo de potencia en redes de distribución radiales, dentro de los métodos iterativos de barrido se encuentran:

- Método de la suma de corrientes
- Método de la suma de potencias
- Método de la suma de impedancias

Los métodos antes mencionados resuelven el cálculo de flujos de potencia para determinar las pérdidas y la suma de las pérdidas de cada circuito es la pérdida total en la red bajo estudio.

### ***Método iterativo de barrido, desarrollado por D. Shirmohammadi***

En 1995 D. Shirmohammadi desarrolló un método para el análisis de flujos de potencia en la red de distribución en tiempo real. Dicho método es tomado como referencia en muchos trabajos realizados con anterioridad por sus resultados comprobados en casos reales. Para encontrar el estado de la red de distribución de manera confiable, es indispensable conocer los datos evidentes y fidedignos de las características de conductores y su topología, así como determinar el modelado de los siguientes elementos de la red; impedancia serie de la línea, admitancia en derivación, tipos de cargas, capacitores y reguladores [13] [14].

### ***Método iterativo de barrido de suma de corrientes***

Este método se basa en la suma de corrientes de carga, calculadas de acuerdo a la potencia aparente (S) consumida en cada nodo la cual se da en forma compleja y de los voltajes en cada nodo.

Para la aplicación de este método, es necesario conocer la topología de la red, las características físicas y la disposición de los conductores de acuerdo al tipo de estructuras utilizadas a través de la trayectoria de la red, para poder calcular y determinar las Impedancias propias y mutuas entre conductores, así como conocer las cargas por nodo y el voltaje en el nodo raíz. De acuerdo a los datos con los que se cuente y de los elementos que se encuentran físicamente en la red, se obtendrán los resultados deseados que validaran los estudios realizados.

Para la aplicación del método de barrido progresivo- regresivo las ramas del sistema de distribución deben ser ordenados y reenumerados comenzando desde el nodo raíz hasta el último nodo. Las ramas de un nivel solamente serán reenumerados después de que todas las ramas en los niveles anteriores reenumerados, conforme a lo ilustrado en la Figura 2-13 siguiente.

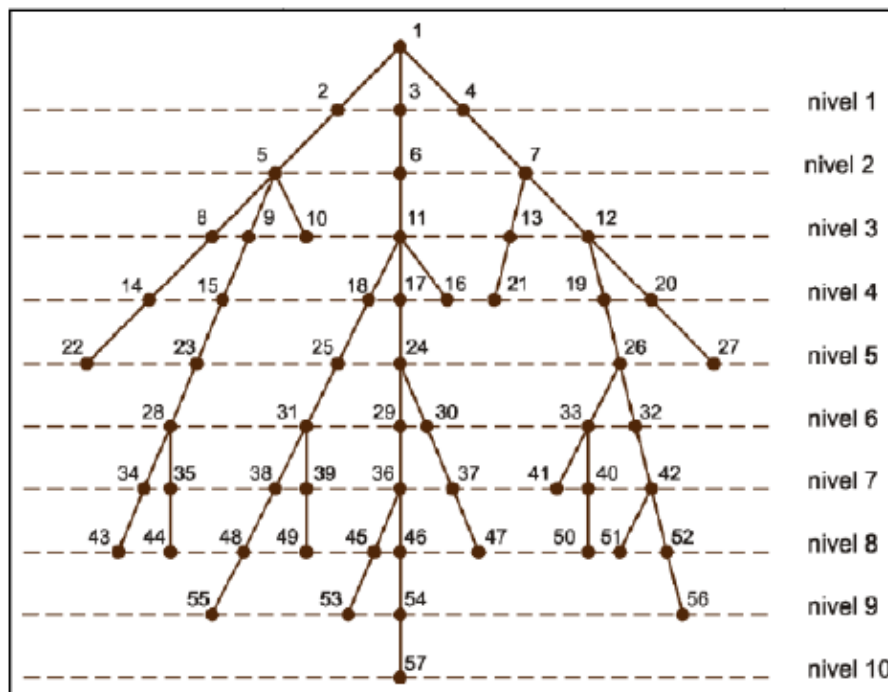


Figura 2-13. Numeración de nodos y niveles para un sistema de 57 nodos [14].

El método de suma de corrientes es uno de los más utilizados debido a su velocidad de convergencia y factible implementación. A grandes rasgos el método se puede resumir de la siguiente manera, primero se toma la tensión especificada en el nodo de referencia y se atribuye el mismo valor de tensión a todos los nodos del sistema. Después se calculan las corrientes de carga en cada nodo de la red. Se hace un barrido regresivo partiendo de las ramas del último nivel en dirección al nodo de referencia, las corrientes se calculan en cada rama haciendo la suma de corrientes del propio nodo con la corriente de todas las ramas que derivan del mismo nodo. Ahora partiendo del nodo de referencia y progresivamente avanzando hacia la última capa se calcula la nueva tensión de cada nodo, para hacer esto es necesario conocer la tensión del nodo anterior, para lo cual se conoce que el nodo de referencia tiene un valor predeterminado desde el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia) [14].

Para probar la convergencia del algoritmo se calcula la máxima diferencia de tensión por fase entre dos iteraciones seguidas, Si esta diferencia es menor que la tolerancia límite predefinida, el proceso convergió; de lo contrario se vuelven a calcular las corrientes de carga en cada nodo de la red.

Después de aplicar el método de barrido regresivo-progresivo tantas veces sea necesario hasta converger de acuerdo al criterio de tolerancia, se calculan las potencias de cada nodo. Una vez obtenido el resultado de flujos de potencia, se verifican las pérdidas totales en el circuito y se calcula el factor de potencia en cada nodo [14].

El método tiene excelentes resultados aplicado en redes de distribución como se demostró en [14], donde se compararán los resultados obtenidos con un algoritmo programado en MATLAB con base en el método de barrido regresivo-progresivo, contra los resultados de un software didáctico y otro de uso comercial basado en el método de Newton-Raphson. El error obtenido fue de 0.003% frente a un 10% del software basado en Newton-Raphson, concluyendo que el algoritmo programado en MATLAB es muy confiable.

### ***Método de solución por software***

Hoy en día existen en el mercado diversos *software* propietarios que implementan los métodos de cálculo antes mencionados, con la gran ventaja de poder introducir gráficamente las variables del sistema de prueba. Una de las plataformas más populares es DlgSILENT Power Factory utilizada para modelar, diseñar, visualizar, analizar, predecir, controlar y proporcionar información sobre la administración y el rendimiento de los sistemas de energía eléctrica.

El programa de cálculo DlgSILENT Power Factory es una herramienta de cálculo asistida por computadora para el análisis de sistemas de potencia, industriales, comerciales y de grandes empresas eléctricas. Ha sido diseñado como un avanzado e integrado paquete computacional interactivo dedicado al análisis de sistema de potencia y control a fin de lograr los principales objetivos de planificación y optimización de operación. El nombre DlgSILENT proviene de la lengua inglesa “Digital Simulation and Electrical NeTwork calculation program”, que se traduce al español como programa de cálculo de redes eléctricas y simulación digital. Fue el primer programa de análisis con una interfaz gráfica unifilar integrada. Este diagrama unifilar interactivo incluía funciones graficas [33].

Como anteriormente ya se ha mencionado la mayor parte de los sistemas de transmisión están bien balanceados y una representación monofásica de la red puede ser usada en este caso. En sistemas de distribución regularmente el sistema no es balanceado, lo cual requiere de una representación completa (trifásica) de la red. El módulo de flujo de carga del DlgSILENT ofrece ambos cálculos, utiliza un método sofisticado combinado con el método de Newton-Raphson para garantizar que el flujo de cargas siempre converja, el algoritmo de flujo de carga trata de adaptar las características de los modelos de tal manera que la solución, la cual todavía mantiene la ley de corrientes de Kirchhoff pueda ser encontrada. Esta adaptación es hecha usando los modelos de niveles predefinidos; en el Nivel 1 y 2 todas las cargas se hacen dependientes de la tensión, y en el Nivel Lineal todas las cargas son impedancias constantes, todas las máquinas son fuentes de tensión es decir, se linealizan todos los modelos [33].

## *CAPÍTULO III*

## CAPÍTULO III

### 3. Marco Metodológico.

#### ***Bases del diseño***

Para el desarrollo de la presente tesis primero se examinaron las estadísticas en México y a nivel mundial para tener una visión general de las tendencias en cuanto al uso de la tecnología fotovoltaica, otro punto importante es observar que sector es el de mayor crecimiento y por lo tanto con el potencial de tener un papel altamente representativo e influyente sobre el comportamiento de la Red General de Distribución.

Se pretende usar una red de prueba de 57 nodos para evaluar el impacto técnico y económico que tendría la inserción masiva de generación fotovoltaica distribuida con la promoción del uso generalizado en usuarios conectados en baja tensión, sobre las pérdidas de potencia y la regulación de tensión en una red de distribución secundaria trifásica típica con cargas monofásicas instaladas.

Con los datos de entrada de la red de distribución bajo estudio es posible modelar en distintos posibles escenarios con apoyo del software DigSILENT Power Factory, permitiendo al distribuidor tomar decisiones más certeras en la labores de planeación, operación y mantenimientos de las redes de distribución.

Variables de entrada:

- Voltajes por fase en magnitud y ángulo.
- Potencia Aparente (S)
- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)

Variables de salida:

- Caída de tensión de todos los nodos de la red, magnitud y ángulo.
- Flujos de corriente en todos los nodos de la red, magnitud y ángulo.
- Flujos de potencia, magnitud y ángulo.
- Factor de potencia.
- Pérdidas técnicas.

Para obtener los efectos en la red con la incorporación generalizada de los sistemas fotovoltaicos se tomaron en cuenta la posible potencia de generación a instalar con sistemas fotovoltaicos y la dispersión geográfica en la instalación, utilizando dos factores: nivel de penetración y nivel de dispersión.

El nivel de penetración se refiere a la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, el nivel de penetración empleado en las simulaciones se fijó teniendo como base un valor comercial de 0.3kW por panel fotovoltaico y suponiendo un arreglo de cuatro paneles sobre la superficie de techo disponible por casa promedio basado en la Ley de fraccionamientos y acciones urbanísticas del Estado Libre y Soberano de Puebla última Reforma publicada en el periódico Oficial: 29 de diciembre de 2017.

El nivel de dispersión se define como el cociente entre el número de viviendas en las cuales se instalan las fuentes de generación distribuida GD y el número de viviendas totales conectadas a la red. Se proponen evaluar un nivel de dispersión de 100%, es decir que todas las viviendas interconectadas a la red generan energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos a nivel de auto-consumo.

A partir de las variables consideradas y tomando como base las curvas típicas de demanda típicas de usuarios de usuarios en tarifa doméstica, se propuso el análisis de dos escenarios modelando las condiciones más significativas con relación a la carga demandada y la generación fotovoltaica instalada. Debido a la naturaleza de la energía solar y a la demanda típica de uso residencial, la máxima generación se obtiene cuando

la carga demandada es alrededor de 0.5 p.u. y por otro lado cuando se presenta el pico más alto en la demanda llegando alrededor de 1.15 p.u., la generación fotovoltaica es nula.

### ***Impacto en las pérdidas***

Un impacto técnico que se presenta con la introducción de generación distribuida en las redes de distribución está en las pérdidas de un alimentador [34]. La ubicación de las unidades de generación es un criterio importante que influye en gran medida la confiabilidad del sistema con la posibilidad de reducción de pérdidas.

En estudios anteriores se ha demostrado que una configuración óptima de las unidades de generación conlleva a una reducción de pérdidas en el alimentador y esto puede ser considerado como parte de la solución [35], reflejando un efecto positivo en los precios de la energía. Sin embargo en el caso de las redes de baja tensión la ubicación de las unidades de generación y el nivel de penetración son generalmente desconocidos, debido a que la interconexión de generación distribuida va incrementando de manera aleatoria en el sistema. La interconexión de unidades de generación de pequeña capacidad pudiera tener efectos benéficos en el sistema, por otra parte al añadir unidades más grandes la capacidad del alimentador podría estar limitada a las características térmicas de la línea y que no pueden excederse.

Un problema que con el que se enfrenta el operador de la red es que no tiene la opción de decidir sobre la cantidad y ubicación de las unidades de generación fotovoltaica que se instalan, ocasionando dificultad en las labores de operación, planeación y mantenimiento. Sin embargo al ubicar la generación cerca de la carga las pérdidas por efecto joule disminuyen. En el presente estudio se aborda un escenario de penetración y dispersión de generación distribuida fotovoltaica del 100% y sus posibles efectos en una red de distribución de baja tensión.

### ***Impacto en la regulación de voltaje***

El perfil de voltaje normalmente se regula mediante cambiadores *Taps* con base en los flujos de potencia radiales que van desde la subestación a la carga. La conexión de unidades de generación fotovoltaica a lo largo de un alimentador modificará la magnitud y sentido de los flujos de potencia activa y reactiva, pudiendo afectar de manera positiva o negativa al sistema dependiendo de la ubicación de la generación y las características del sistema.

Estudios anteriores sobre el efecto en la estabilidad dinámica de un sistema fotovoltaico conectado a la red donde se aplicó la técnica de simulación del dominio del tiempo para todos los cálculos, que está estrechamente relacionada con la simulación del flujo de potencia. Los resultados muestran que la estabilidad del voltaje en el sistema mejora, caso contrario ocurre cuando la carga aumenta en 80%, el sistema se vuelve inestable aun con un alto nivel de penetración de generación distribuida [36].

### ***Impacto en el nivel de cortocircuito***

El impacto que tiene una unidad de generación fotovoltaica en el nivel de cortocircuito podría notarse como despreciable, pero puede verse alterado considerablemente en el caso de gran penetración de generación distribuida dando paso a problemas de coordinación entre los dispositivos de protección. La confiabilidad y seguridad del sistema podría verse afectado dependiendo de la ubicación de la falla y la potencia de generación distribuida.

Algunas propuestas sugieren un método para extender el análisis de fallas convencionales de tal manera que la contribución del inversor pueda estimarse [37]. Para ello utilizaron dos esquemas de control (voltaje y corriente) que otorgan perfiles rms de las corrientes de falla de interés.

El estándar IEEE 1547 sugiere considerar corrientes de falla en el inversor de entre dos y cinco veces la corriente nominal de 1 a 4.25 ms<sup>xiii</sup> dependiendo si es monofásico o trifásico. En un estudio realizado por Keller y Kroposki [38], se obtuvo como resultado una corriente de falla de cuatro a cinco veces la corriente nominal en un inversor monofásico de 1kW, mientras que la corriente de falla resultante de un inversor trifásico de 500kW fue alrededor de dos a tres veces la corriente nominal con duración de 1.1 a 4.25ms.

### ***Impacto en los armónicos***

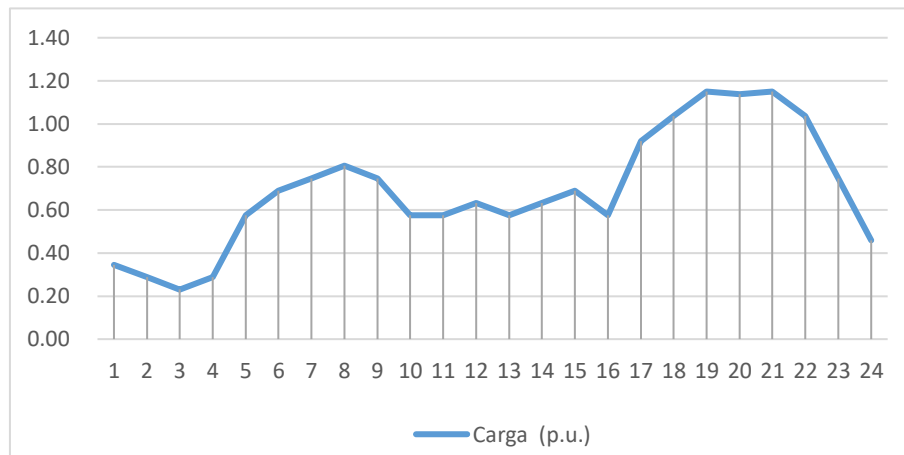
Actualmente los inversores más usados necesarios para convertir la salida corriente directa de los paneles a una onda de corriente alterna son los de onda senoidal modificada que utiliza la modulación por ancho de pulso para minimizar las corrientes armónicas. En el mercado existen inversores de onda senoidal pura, que con una electrónica más elaborada se consigue una onda senoidal pura. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran de mayor tamaño y costo, además de ser poco eficientes, últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida, selección de batería. Sin embargo, su costo es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que sólo los aparatos más sofisticados y los motores de inducción requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes. En poco tiempo el costo de los inversores senoidales de onda pura se acercará a la par de otros, popularizándose su instalación. No obstante los armónicos siempre están presentes en los sistemas eléctricos debido a la no linealidad de las cargas conectas, es por ello que en este trabajo se observa el comportamiento armónico con el uso generalizado de generación distribuida fotovoltaica en la red de distribución de baja tensión.

<sup>xiii</sup> ms: 1 milisegundos =  $1 \times 10^{-3}$  segundos

## ***Demanda base***

Como se ha mencionado en el capítulo dos, el sector con mayor número de usuarios conectados y por lo consiguiente el que mayor impacto tendría sobre la red al promover el uso generalizado de unidades de generación fotovoltaica. Aunque el patrón de comportamiento es diferente en cada región, debido a que las características y tipo de equipamiento influyen en la demanda y consumo de energía eléctrica, ya que cada región varía en temperatura, humedad o tipo de vegetación, por mencionar algunos factores [39]. Con los datos promedio se puede obtener una curva típica de demanda de energía de usuarios conectados a la red de baja tensión con tarifa doméstica de consumo promedio que muestra en la figura 3-1, dado en p.u.<sup>xiv</sup>.



*Figura 3-1. Curva típica de demanda (p.u.) de usuarios en tarifa doméstica de consumo durante un día.*

Típicamente la demanda máxima para clientes residenciales se da al inicio de la noche, donde la utilización de aparatos electrodomésticos es alta con un factor de coincidencia alto. El resto del día la demanda permanece baja con relación a las horas pico.

<sup>xiv</sup> p.u.: por unidad

## Generación base

La generación fotovoltaica depende de la cantidad de irradiación solar que recibe el panel fotovoltaico, para el estado de Puebla se tienen en promedio 5.4 HSP<sup>xv</sup> por día, en la figura 3-2 se grafica la curva de generación estimada con el dato de las horas solar pico por día para los estados de la República Mexicana que se listan en la figura 3-3.

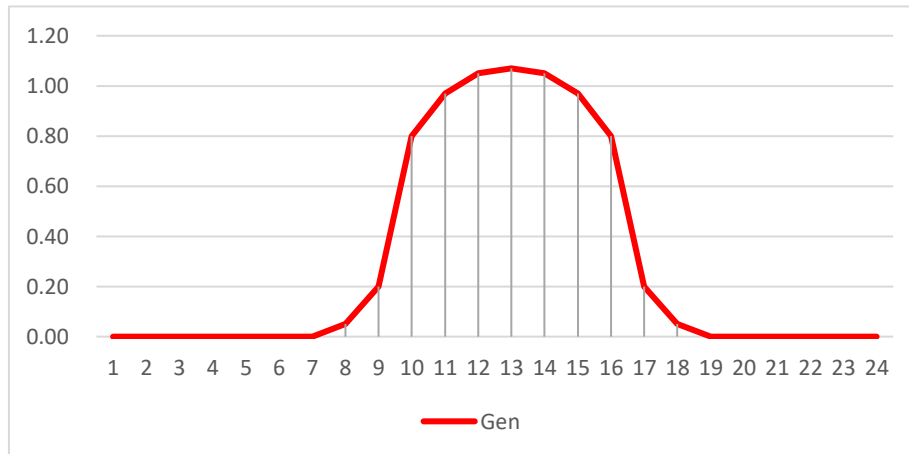


Figura 3-2. Curva de generación fotovoltaica base en p.u..

<sup>xv</sup> Hora Solar Pico (HSP) es la cantidad de energía solar que recibe un metro cuadrado de superficie con una hipotética irradiancia solar constante de 1000W/m<sup>2</sup>. HSP = 1kW//m<sup>2</sup>.

Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*		Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*	
			Hor	Inc				Hor	Inc
Aguascalientes	Aguascalientes	21.88	5.78	6.10	Nayarit	Tepic	21.51	6.06	6.42
Baja California	Ensenada	31.87	5.98	6.76	Nuevo León	Monterrey	25.70	5.17	5.43
	Mexicali	32.65	5.96	6.81	Oaxaca	Oaxaca	17.06	4.88	5.01
	Tijuana	32.54	5.96	6.79	Puebla	Puebla	19.06	5.22	5.44
Baja California Sur	La Paz	24.15	6.46	6.89	Querétaro	Querétaro	20.61	5.57	5.87
	San José del Cabo	23.06	6.41	6.80	Quintana Roo	Cancún	21.16	6.01	6.32
Campeche	Campeche	19.83	5.91	6.16		Chetumal	18.51	5.85	6.09
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	16.76	4.88	5.00	San Luis Potosí	San Luis Potosí	22.16	5.57	5.85
Chihuahua	Chihuahua	28.63	5.96	6.52	Sinaloa	Culiacán	24.82	6.05	6.52
	Ciudad Juárez	31.73	5.78	6.41		Los Mochis	25.80	6.35	6.84
Coahuila	Saltillo	25.42	5.54	5.86		Mazatlán	23.20	6.04	6.47
	Torreón	25.53	5.96	6.37	Sonora	Ciudad Obregón	27.49	6.35	6.89
Colima	Colima	19.26	5.97	6.30		Hermosillo	29.07	6.22	6.81
Distrito Federal	Ciudad de México	19.33	5.11	5.36	Tabasco	Villahermosa	18.00	5.36	5.50
Durango	Durango	24.04	5.92	6.36	Tamaulipas	Ciudad Victoria	23.73	5.18	5.38
Guanajuato	Guanajuato	21.02	5.77	6.09		Nuevo Laredo	27.49	4.95	5.19
	León	21.11	5.75	6.07		Tampico	22.21	5.05	5.23
Guerrero	Acapulco	16.88	6.19	6.52	Tlaxcala	Tlaxcala	19.32	5.08	5.29
	Chilpancingo	17.54	6.09	6.43	Veracruz	Coatzacoalcos	18.15	4.88	5.00
Hidalgo	Pachuca	20.11	4.96	5.17		Orizaba	18.85	4.64	4.76
Jalisco	Guadalajara	20.69	5.89	6.24		Veracruz	19.20	4.56	4.66
México	Toluca	19.28	5.77	6.09		Xalapa	19.50	4.71	4.84
Michoacán	Morelia	19.71	5.79	6.13	Yucatán	Mérida	20.97	5.94	6.23
Morelos	Cuernavaca	18.92	5.76	6.07	Zacatecas	Zacatecas	22.77	5.86	6.21

Hor = Plano horizontal    Inc = Plano inclinado a la latitud de la localidad correspondiente  
\*De acuerdo con datos del Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) IIE-GENC, y del Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM.

Figura 3-3. Horas de sol pico por día para la República Mexicana.

En la gráfica de la figura 3-4 expresado en p.u., se superponen la curva de demanda base de la figura 3-2 y la curva de generación de la figura 3-3, se puede apreciar que el punto máximo de generación ocurre alrededor de la una de la tarde, entretanto la demanda es relativamente baja al rededor 50%.

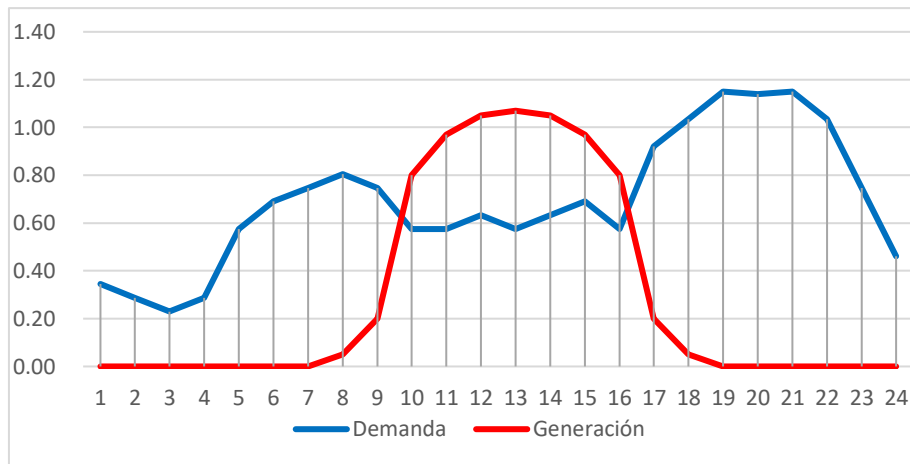


Figura 3-4. Curvas de demanda y generación fotovoltaica superpuestas, expresadas en p.u..

## *CAPÍTULO IV*

## CAPÍTULO IV

### 4. Estudio y resultados

En la figura 4-1 se puede apreciar el diagrama unifilar de la red de distribución secundaria de prueba empleada para analizar el impacto que tendría la inclusión de paneles fotovoltaicos de generación en todos los nodos. La red de prueba consta de un transformador de distribución trifásico tipo pedestal de 45KVA, 13,200/220V trifásico DY, que proporciona energía eléctrica a 57 usuarios residenciales a través de tres líneas distribución subterránea XLP-AI 1/0AWG de 200 metros.

Los efectos del uso generalizado de paneles fotovoltaicos fueron evaluados en todos los nodos, no obstante se puso especial atención en el alimentador principal y en la última carga del sistema, dado que en estos puntos los efectos se acentúan y por lo tanto son más significativos.

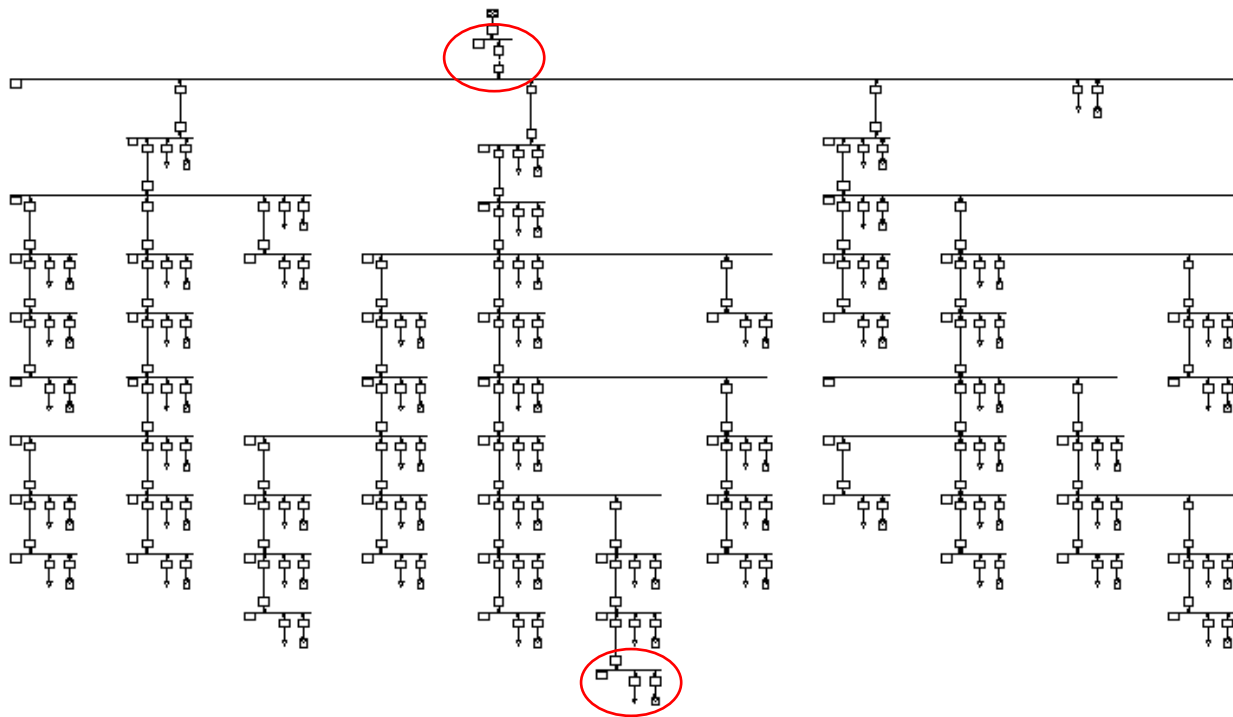


Figura 4-1. Red de distribución secundaria de prueba con 57 usuarios en Tarifa doméstica 1.

## Escenario base

En el estudio se consideró un escenario base (Escenario 0) donde la demanda de energía se encuentra en un 50% de la demanda máxima, que se fijó en 0.575 kW por usuario, teniendo como base que el usuario no sobrepasa los límites de consumo establecidos para la Tarifa doméstica 1. El consumo máximo de energía de cada usuario no excede de 8.3 kW/h por día, promediando por debajo de 249 kW/h mensualmente. La generación fotovoltaica en el sistema no se conecta para tener un punto de referencia y comparación en los resultados de las simulaciones

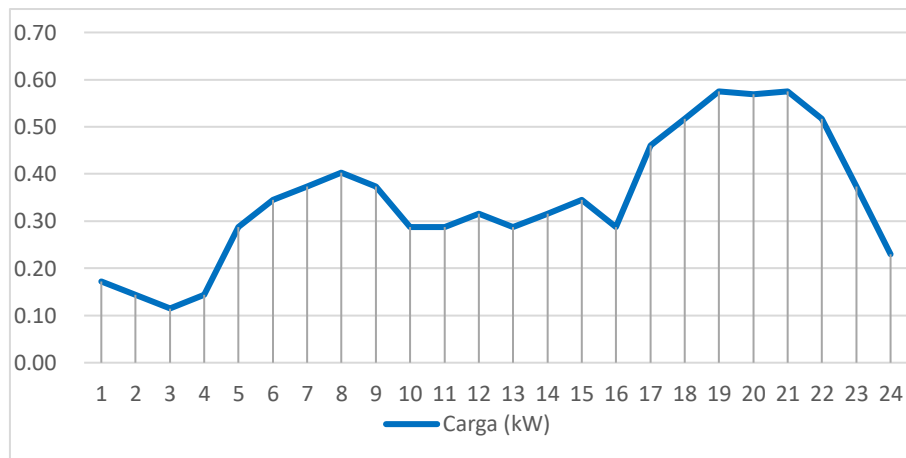
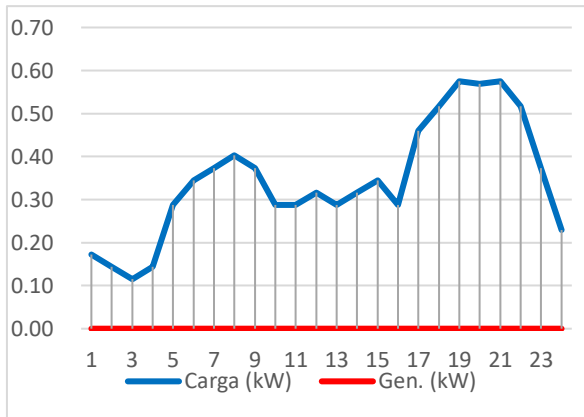
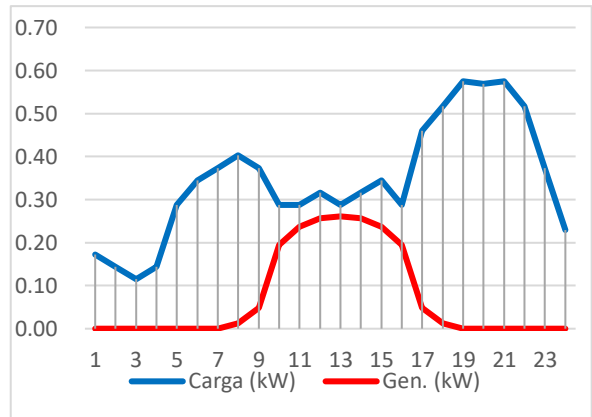


Figura 4-2. Curva de demanda base dada en KW. Consumo de 8.3 kW/h por día.

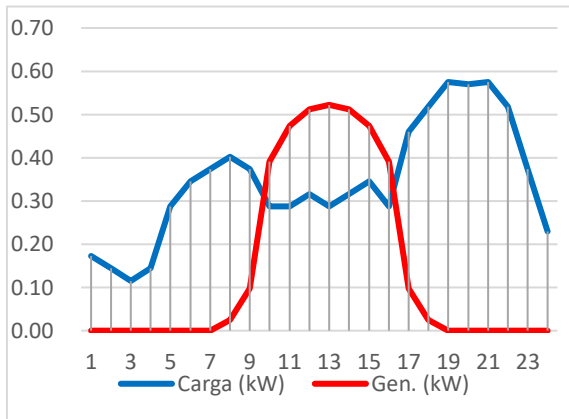
En los escenarios de prueba simulados se conectó la generación fotovoltaica gradualmente, comenzando con un solo panel fotovoltaico genérico comercial de 244W por usuario hasta llegar a la máxima capacidad que soporta la red de baja tensión manteniendo los parámetros eléctricos dentro de los límites de diseño. En la siguiente figura se puede ver el incremento gradual de la potencia generada con respecto de la potencia demandada por el usuario en un día promedio, como se mencionó anteriormente el punto máximo de generación ocurre cuando la demanda está en valores relativamente bajos.



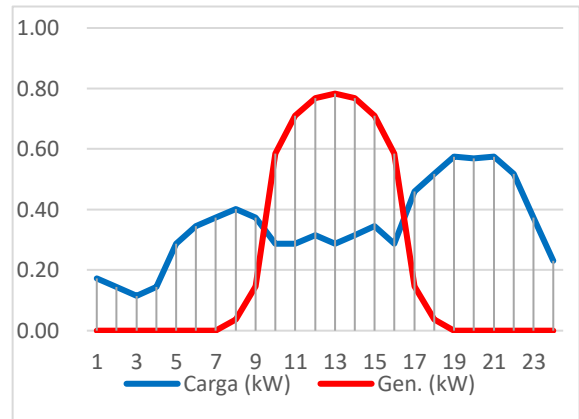
Escenario 0: 0 panel fotovoltaico por usuario.



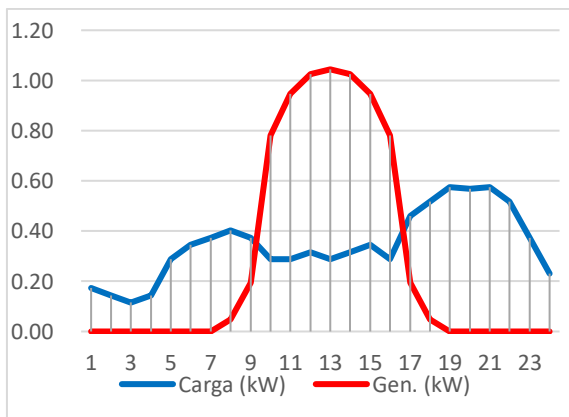
Escenario 1: 1 panel fotovoltaico por usuario.



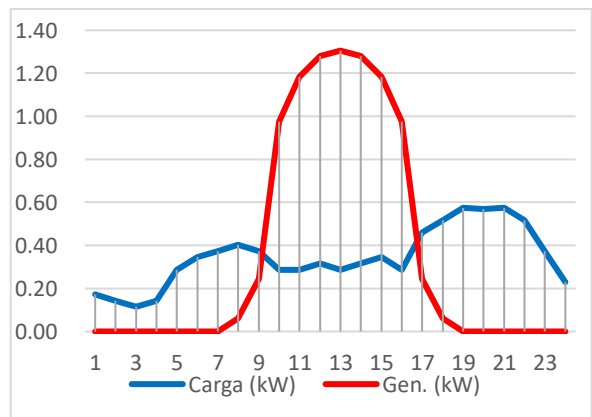
Escenario 2: 2 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 3: 3 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 4: 4 paneles fotovoltaicos por usuario.

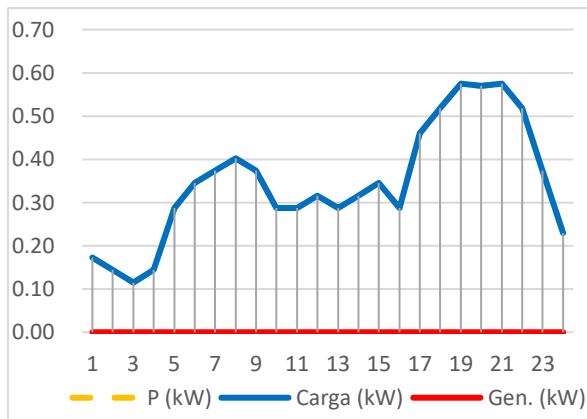


Escenario 5: 5 paneles fotovoltaicos por usuario.

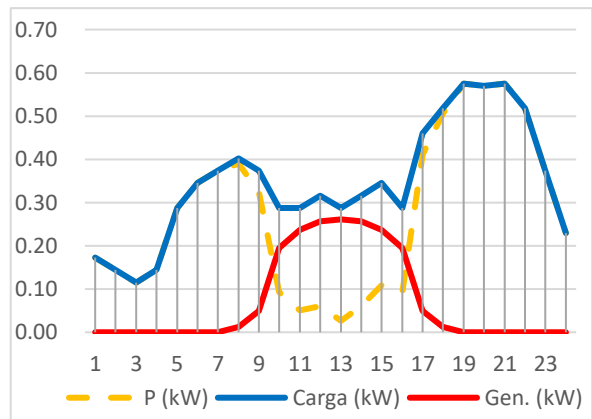
Figura 4-3. Curva de demanda base y curva de generación fotovoltaica de los escenarios simulados.

A continuación en la figura 4-4 se muestran las gráficas con la magnitud del flujo de potencia que circula por el sistema, incrementando gradualmente el número de paneles fotovoltaicos conectados por usuario y por lo tanto la potencia de generación. Se puede ver que los flujos de energía que circulan en el sistema se ven afectados de manera significativa, cuando la potencia generada es menor o igual que la potencia demandada los flujos de potencia se ven reducidos dado que la energía se consume localmente, beneficiando al sistema al mantenerlo en un régimen de trabajo bajo. Por el contrario cuando la generación supera a la demanda, la corriente que circula por el sistema puede alcanzar niveles superiores a los de la cargabilidad de diseño, lo que conlleva a graves problemas para el suministrador. Cuando los niveles de penetración y dispersión son bajos un sistema de este tipo puede tolerar e incluso beneficiarse de que la generación por usuario sea superior a la potencia demandada por el propio usuario, sin embargo en una red con generación fotovoltaica generalizada los efectos son mucho más relevantes en este aspecto.

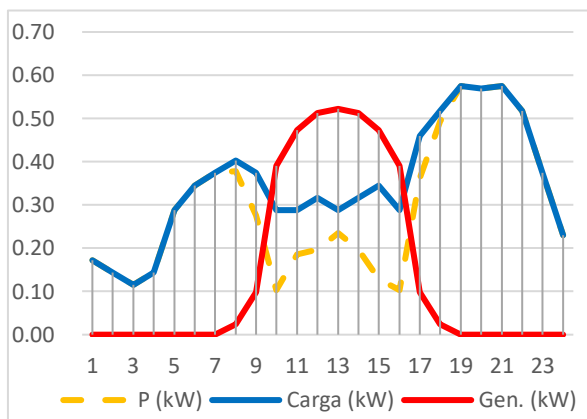
En las gráficas de la figura 4-5 se representa la potencia de generación como un flujo de potencia negativo a fin de visualizar el sentido de la energía generada por cada usuario en los distintos escenarios simulados. El usuario podría verse beneficiado, reduciendo su consumo y con la posibilidad de aportar potencia a la red, además de recibir una remuneración por parte de la compañía suministradora de energía.



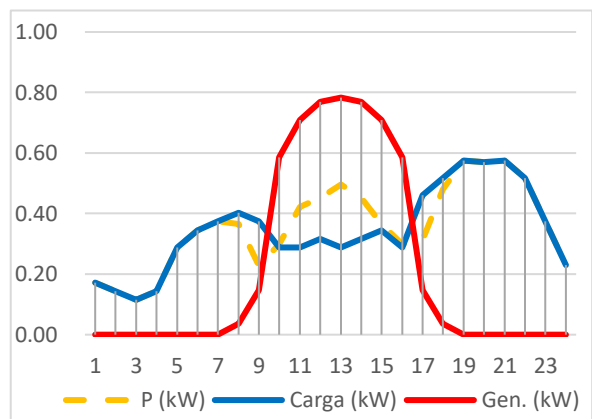
Escenario 0: 0 panel fotovoltaico por usuario.



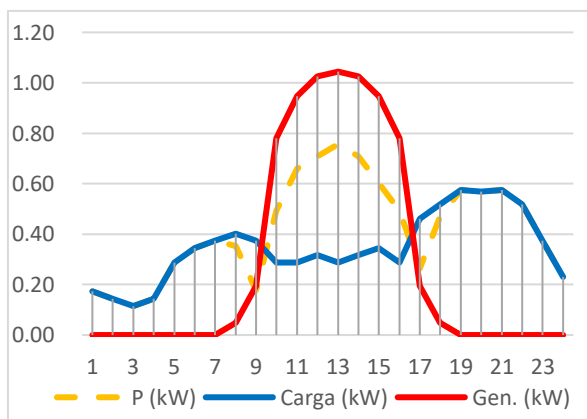
Escenario 1: 1 panel fotovoltaico por usuario.



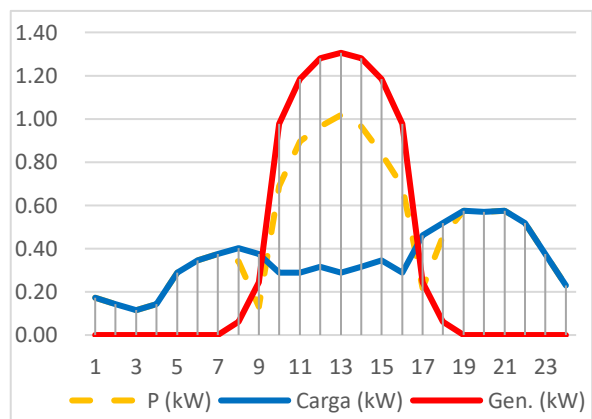
Escenario 2: 2 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 3: 3 paneles fotovoltaicos por usuario.

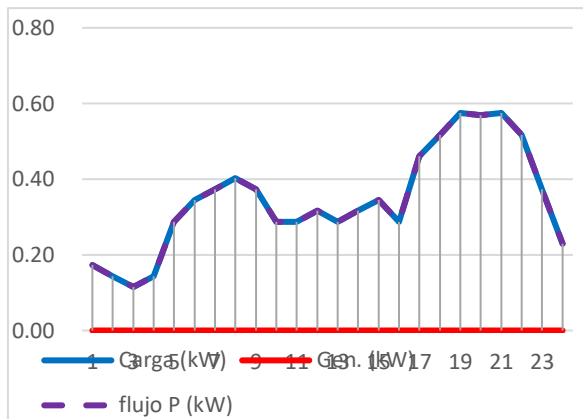


Escenario 4: 4 paneles fotovoltaicos por usuario.

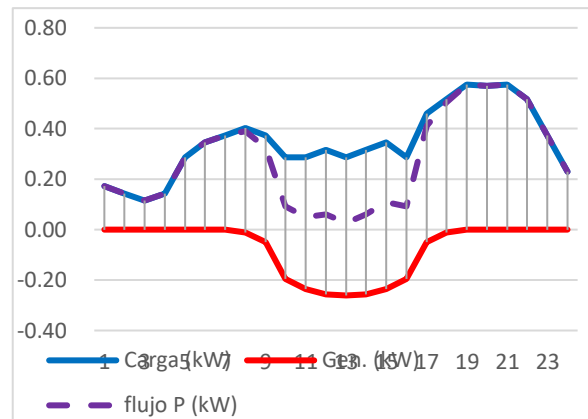


Escenario 5: 5 paneles fotovoltaicos por usuario.

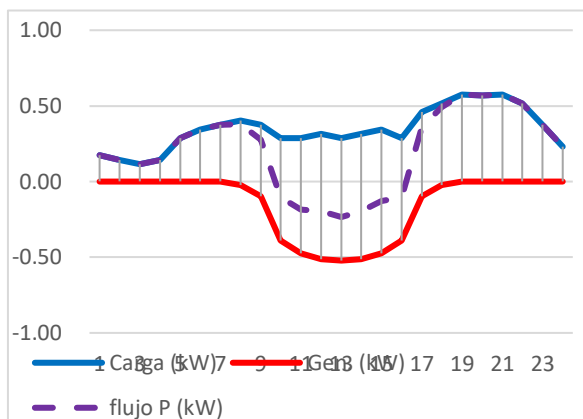
Figura 4-4. Gráficas de la potencia resultante de la demanda de energía y la generación fotovoltaica en los escenarios simulados.



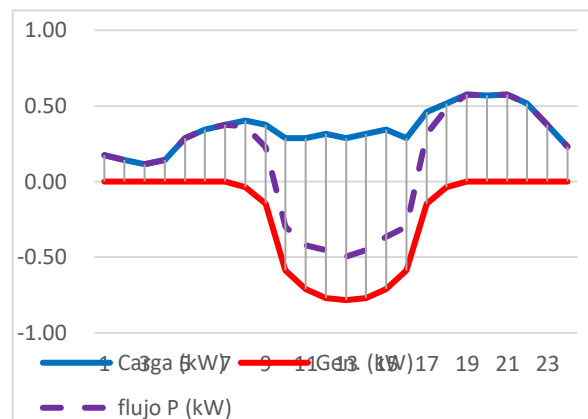
Escenario 0: 0 panel fotovoltaico por usuario.



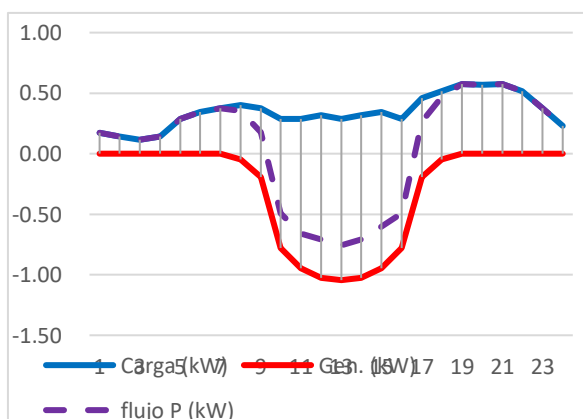
Escenario 1: 1 panel fotovoltaico por usuario.



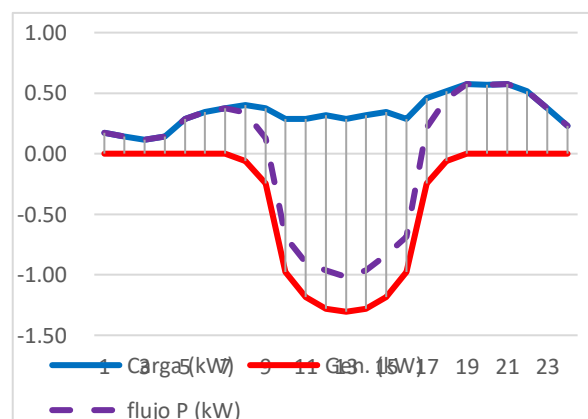
Escenario 2: 2 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 3: 3 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 4: 4 paneles fotovoltaicos por usuario.



Escenario 5: 5 paneles fotovoltaicos por usuario.

Figura 4-5. Gráficas de la potencia resultante de la demanda de energía y la generación fotovoltaica en los escenarios simulados, considerando a la generación como un flujo negativo.

En la tabla de la figura 4-6 se resumen los resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia en las simulaciones de los seis escenarios propuestos, en la última columna se compara el consumo que tendría un usuario a medida en que se incrementa la potencia de generación fotovoltaica. El usuario se ve considerablemente beneficiado con alto factor de generación, por la reducción en el consumo de energía y por lo tanto en la facturación del servicio, de igual manera el aporte que realiza el Estado para subsidiar el servicio de energía eléctrica se vería reducido; sin embargo el sistema comienza a experimentar un régimen de trabajo mucho mayor para el cual fue diseñado.

Escena	Número de Paneles	Gen P por cada Panel kW	Flujo P G. max. por día kW/h	Flujo P Gen. 5.38 HSP kW/h	Flujo P Consumo por día kW/h	Flujo P Total por día kW/h	Consumo Total por día kW/h	Flujo P Gen. mes 5.38 HSP kW/h	Flujo P Consumo por mes kW/h	Consumo Total por mes kW/h	Gen P vs dmax %	Flujo P Total %	Consumo Total %
E_#	#												
E_0	0	0	0.00	0.00	8.30	8.30	8.30	0.00	249.09	249.09	0%	100%	100%
E_1	1	0.244	1.76	1.31	8.30	6.54	6.99	39.37	249.09	209.72	16%	79%	84%
E_2	2	0.488	3.52	2.62	8.30	7.08	5.68	78.75	249.09	170.34	32%	85%	68%
E_3	3	0.732	5.28	3.94	8.30	8.59	4.37	118.12	249.09	130.97	47%	104%	53%
E_4	4	0.976	7.04	5.25	8.30	10.11	3.05	157.50	249.09	91.59	63%	122%	37%
E_5	5	1.220	8.80	6.56	8.30	11.62	1.74	196.87	249.09	52.22	79%	140%	21%

Figura 4-6. Tabla comparativa de los resultados de los flujos de potencia y consumo por usuario.

Si bien en las bases de diseño de una red de distribución de baja tensión se considera un cierto factor de coincidencia de las cargas, la generación tendría un factor de coincidencia hipotético de 1 p.u. o bien del 100%, por lo que en este punto no es posible plantear una variabilidad simétrica de la carga y la generación. Como se mencionó en el capítulo 3, los 57 usuarios no sobrepasan el consumo máximo establecido para la Tarifa 1 doméstica, es decir 8.3 kW/h por día, por lo tanto se consideró como el límite de diseño con un factor de coincidencia de 1 en la carga y la generación a efecto de obtener valores porcentuales que permitan un análisis práctico y objetivo.

En la gráfica de la figura 4-7 se ilustra el comportamiento de los flujos de potencia de la carga y la generación, del mismo modo el flujo resultante y el consumo por usuario. El flujo de potencia resultante óptimo para el sistema se encuentra cuando la generación por usuario es próxima a la potencia consumida, por otra parte el usuario no podría incrementar la producción de energía instalando más paneles, dado que el sistema no fue diseñado con la previsión de una penetración del 100%. El punto de equilibrio se

ubicaría, dada la curva de demanda base, cuando la generación está al rededor del 50% del consumo de diseño de la red de distribución de baja tensión local. En esta situación el sistema funcionaría dentro de los límites de la cargabilidad de diseño, mientras que el usuario hipotéticamente reduciría su consumo a la mitad y en consecuencia se tendría que aportar la mitad de los subsidios destinados usualmente.

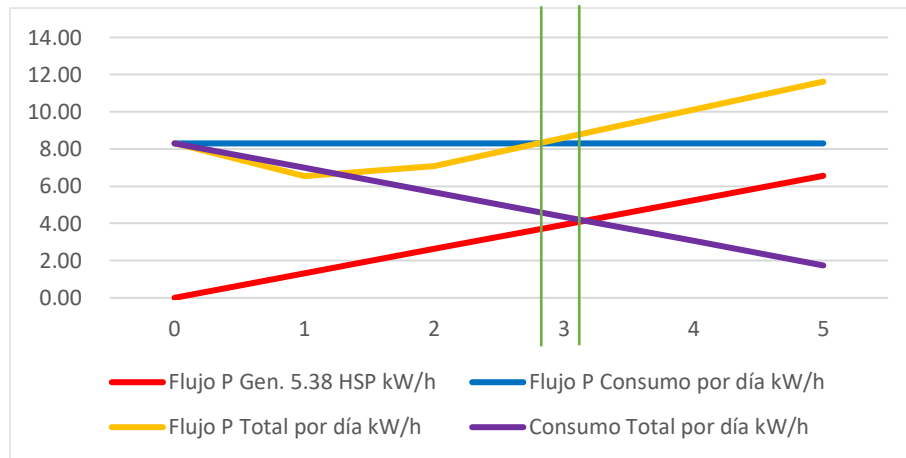


Figura 4-7. Gráfica de los flujos de potencia y consumo por usuario.

El envejecimiento del transformador está directamente relacionado con el régimen de trabajo al que es sometido y la duración de estos esfuerzos. Un hecho importante es que aun cuando el transformador se diseña con factores de utilización cercanos a 90%, con cierto margen para un crecimiento no planeado o bien para soportar picos altos de demanda eventuales, la carga en este tipo redes es sumamente variable en cuanto a coincidencia, balance y magnitud de la potencia. En este caso no es conveniente instalar la capacidad de generación fotovoltaica al 100% con respecto de la capacidad del transformador, debido a que la coincidencia en la carga podría disminuir y como el factor de coincidencia en la generación sería de 1 p.u., los flujos circulantes podrían superar la capacidad el transformador durante un periodo prolongado pudiendo ocasionar un envejecimiento prematuro o daño del equipo, análogamente esto ocurriría con los conductores y demás dispositivos en la red de distribución y verse extendidos en el sistema de potencia, bajo la premisa de que otros sistemas similares estarían conectados también a la red de distribución primaria.

En la siguiente figura se puede ver que el punto de generación más conveniente para el transformador también es de 3 paneles fotovoltaicos por usuario, que representa un una producción de 3.94 kW/h por día, el 47% de la energía consumida por usuario. De esta manera el flujo de potencia en el sistema es de alrededor de 104% del planeado para la red de distribución de baja tensión y aún queda margen para que el transformador soporte incrementos eventuales de potencia, en este caso debidos a factores de demanda y coincidencia bajos, y por otro lado cada usuario reduciría su consumo en la misma proporción.

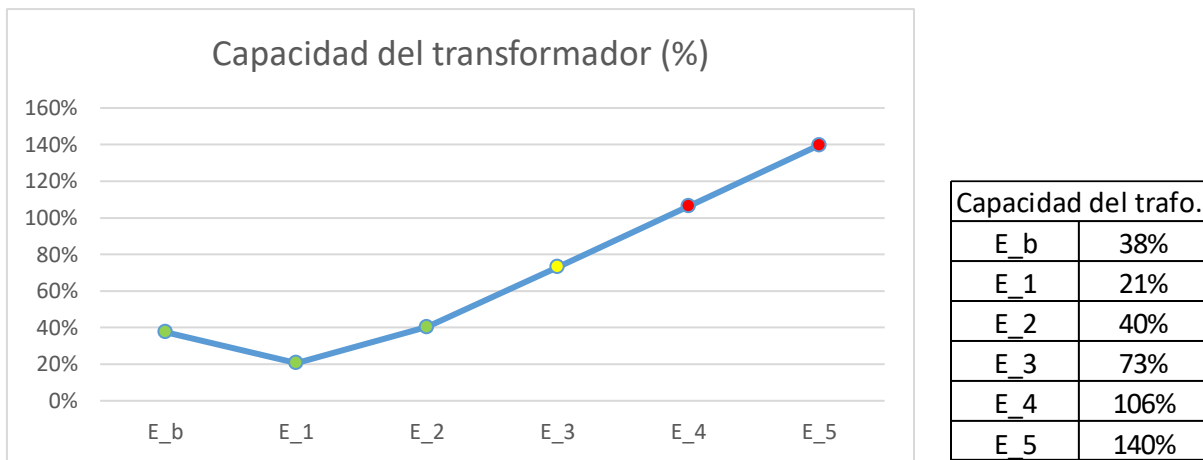


Figura 4-8. Tabla y gráfica del factor de utilización del transformador en cada escenario simulado

### **Pérdidas de potencia**

En la simulación de la red de distribución secundaria de prueba se cuantificaron como pérdidas totales las pérdidas debidas a la carga y las no debidas a la carga, es decir las del transformador, resumidos en la tabla siguiente.

	Per. totales		Per. Carga		Per. No Carga	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
E_b	0.46	1.91	0.21	0.20	0.26	1.71
E_1	0.30	1.77	0.04	0.05	0.26	1.72
E_2	0.45	1.92	0.19	0.18	0.26	1.73
E_3	0.91	2.35	0.65	0.61	0.26	1.74
E_4	1.66	3.06	1.40	1.31	0.26	1.75
E_5	2.70	4.05	2.44	2.29	0.26	1.76

*Figura 4-9. Tabla de pérdidas técnicas en el sistema.*

Las pérdidas de potencia en el sistema se ven notablemente afectadas con la instalación generalizada de paneles fotovoltaicos, como se puede apreciar en la gráfica de pérdidas totales de la figura 4-10 y la tabla comparativa de la figura 4-11 sería posible minimizar las pérdidas de potencia en el sistema en el periodo de generación fotovoltaica; con la instalación de un solo panel fotovoltaico las pérdidas totales se reducen en un 34.78%, esto significarían 25.92 kW/h mensualmente ahorrados en pérdidas en una pequeña red de distribución secundaria, desde este punto esto podría ser un aspecto positivo, pero el objetivo del usuario es poder generar energía a manera de reducir su consumo lo más posible y en este probable escenario el usuario sólo ahorra un 16% en su consumo. Por el contrario en un escenario con cinco paneles fotovoltaicos conectados, aunque cada usuario reduciría su consumo en un 79% las pérdidas totales se incrementan en 486.96%, además de que el sistema se vuelve inoperable.

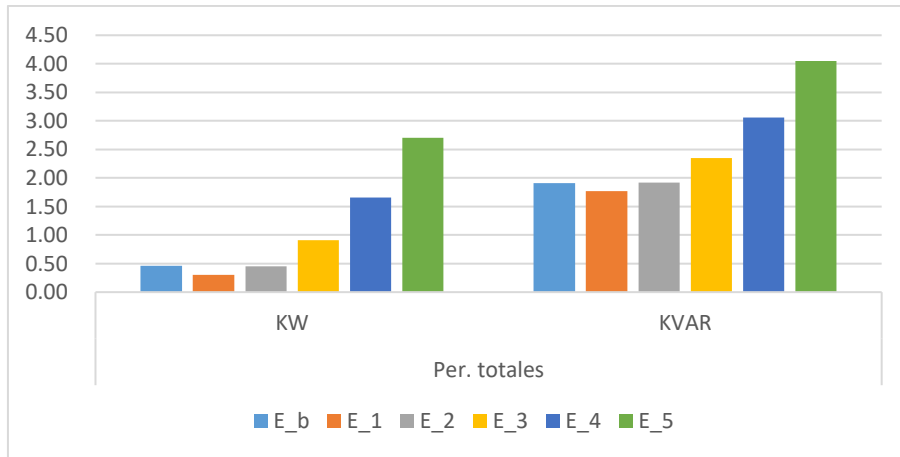


Figura 4-10. Gráfica de las pérdidas totales en el sistema

	Per. totales		Per. Carga		Per. No Carga	
	P	Q	P	Q	P	Q
E_1	-34.78%	-7.33%	-80.95%	-75.00%	0.00%	0.58%
E_2	-2.17%	0.52%	-9.52%	-10.00%	0.00%	1.17%
E_3	97.83%	23.04%	209.52%	205.00%	0.00%	1.75%
E_4	260.87%	60.21%	566.67%	555.00%	0.00%	2.34%
E_5	486.96%	112.04%	1061.90%	1045.00%	0.00%	2.92%

Figura 4-11. Tabla comparativa de las pérdidas técnicas con respecto al escenario base.

En la gráfica de la figura 4-12 es apreciable que en el tercer escenario simulado, durante el periodo de generación fotovoltaica las pérdidas se incrementan al doble, dado que los flujos circulantes son del doble magnitud, aunque en sentido inverso, comparado con el escenario cero; en esta situación el consumo por las pérdidas técnicas en el periodo de generación sería de 147 kW/h por mes en el sistema local, 74 kW/h más que en el escenario cero.

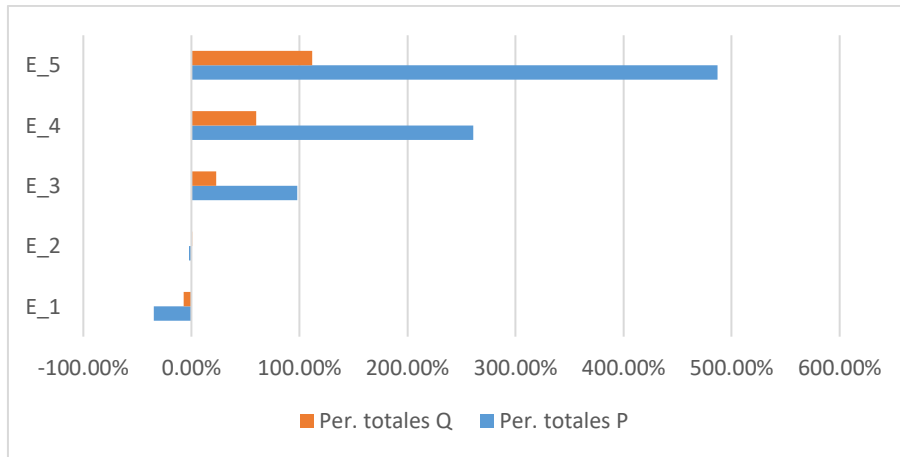


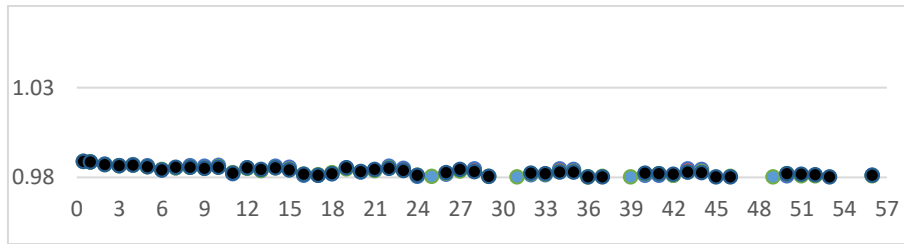
Figura 4-12. Gráfica comparativa de las pérdidas técnicas con respecto al escenario base (E\_0).

## Regulación de Tensión

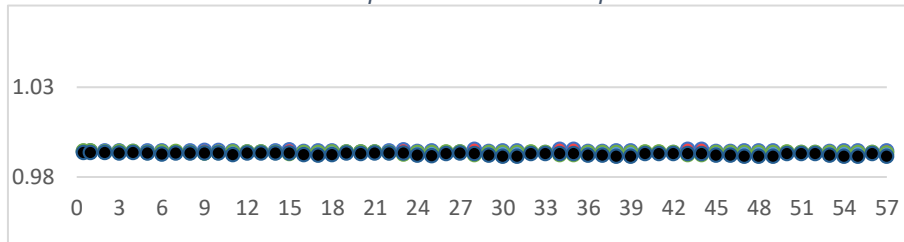
En los sistemas radiales el perfil de voltaje tiene un comportamiento uniforme decreciente desde el centro de transformación MT/BT<sup>xvi</sup>. Con la incorporación generalizada de paneles fotovoltaicos se puede observar que a medida que se incrementa la potencia de generación por usuario los voltajes aumentan en todos los nodos de la red.

En la figura 4-13 se puede apreciar que se mejora sustancialmente el nivel de tensión en la red utilizada como modelo de prueba en los escenarios uno y dos, donde las pérdidas de potencia son mínimas. En el escenario tres que anteriormente se señaló como el más conveniente, dado que en este caso es posible mantener un equilibrio entre la conveniencia operativa para el suministrador en cuanto al manejo de los flujos de potencia y también tener un nivel de generación que permite al usuario reducir su consumo de energía, en este escenario las tensiones en los nodos más alejados del transformador aumenta alrededor de 3%, conservando la tensión dentro de valores adecuados. En este punto, aunque en los escenarios cuatro y cinco se podrían tener voltajes en torno a 1.05 p.u., cualquier caída en la coincidencia o en la demanda de la carga podría elevar el nivel de tensión en algunos nodos incluso superar el 1.1 p.u., ya que la generación permanecería relativamente constante.

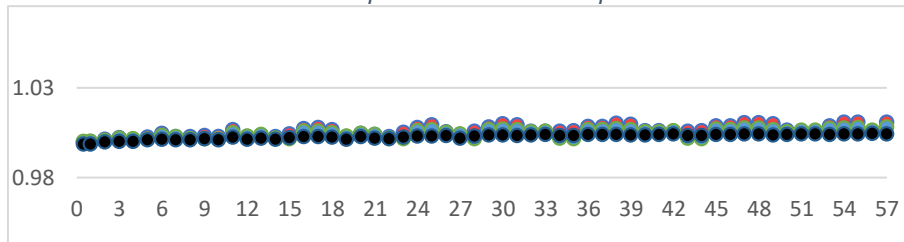
<sup>xvi</sup> Media Tensión / Baja Tensión



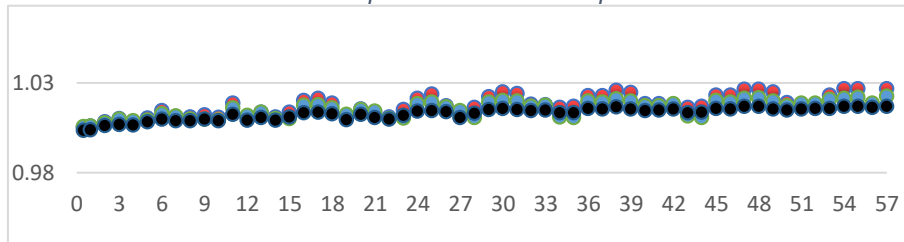
*Escenario 0: 0 paneles fotovoltaicos por usuario*



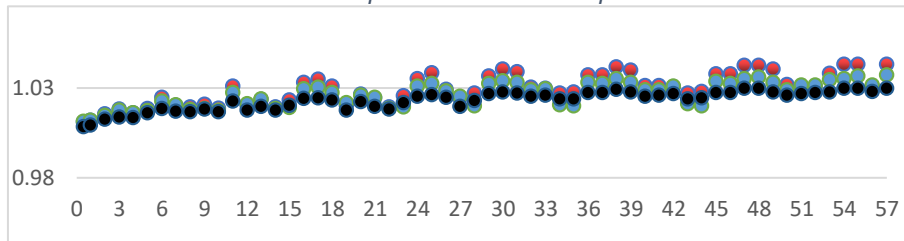
*Escenario 1: 1 paneles fotovoltaicos por usuario*



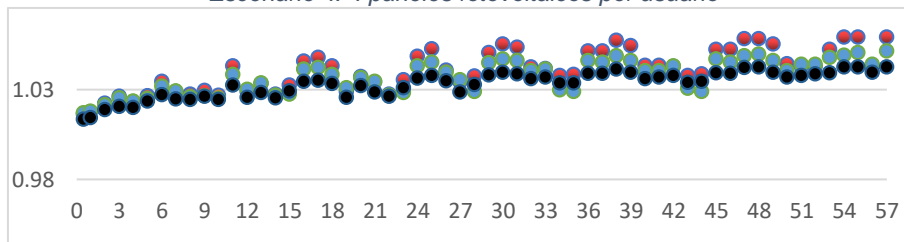
*Escenario 2: 2 paneles fotovoltaicos por usuario*



*Escenario 3: 3 paneles fotovoltaicos por usuario*



*Escenario 4: 4 paneles fotovoltaicos por usuario*



*Escenario 5: 5 paneles fotovoltaicos por usuario*

*Figura 4-13. Perfil de la regulación de tensión de fase en cada nodo de la red.*

En la siguiente gráfica comparativa se muestran los niveles de tensión máximos por fase en cada escenario simulado, en el escenario tres aún se tiene cierto margen para tolerar bajas en la demanda o un bajo factor de coincidencia y mantener la regulación de tensión en niveles adecuados para todos los usuarios de la red.

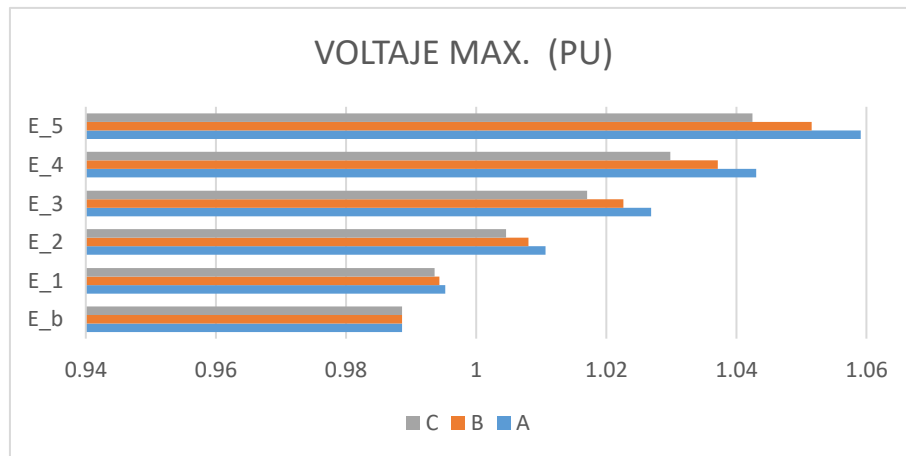
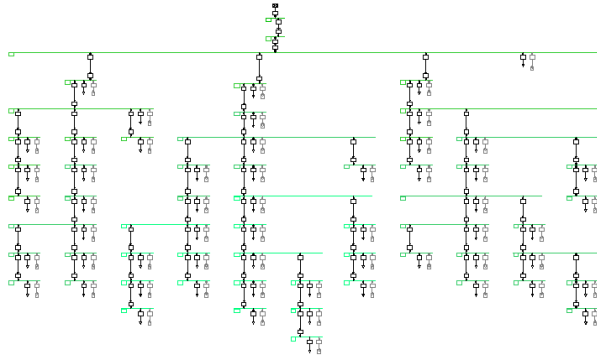


Figura 4-14. Gráfica comparativa de los niveles de tensión máxima por fase en cada escenario.

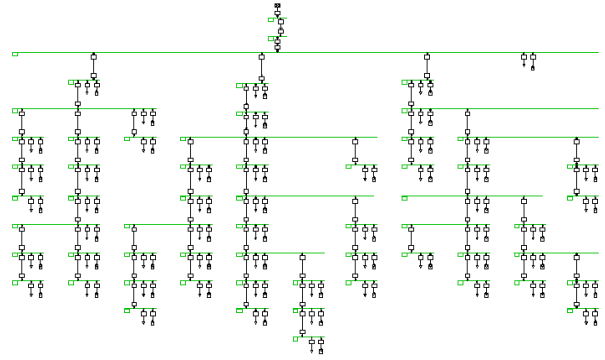
De manera complementaria en la figura 4-16 se muestran imágenes de los diagramas unifilares de la red de prueba en los seis escenarios simulados, donde se destaca por colores, con base en el cuadro de referencia de la figura 4.15., el rango de tensión en el que operaría la red a lo largo de sus derivaciones y el rango de carga que se tendría en el alimentador principal.



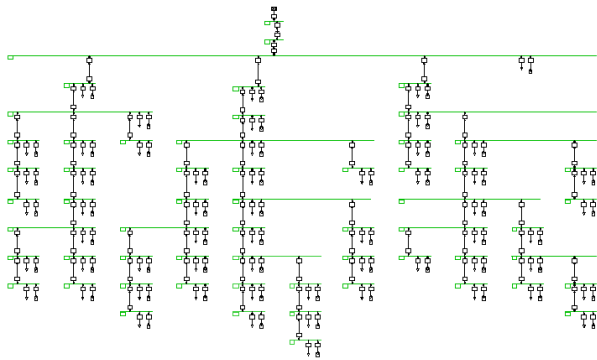
Figura 4-15. Cuadro de referencia para interpretar el rango de operación de la red.



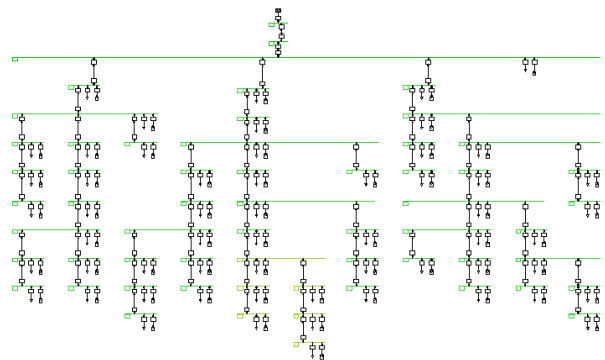
*Escenario 0: 0 paneles fotovoltaicos por usuario*



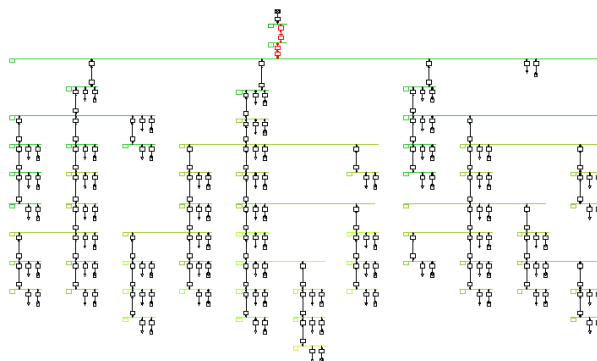
*Escenario 1: 1 paneles fotovoltaicos por usuario*



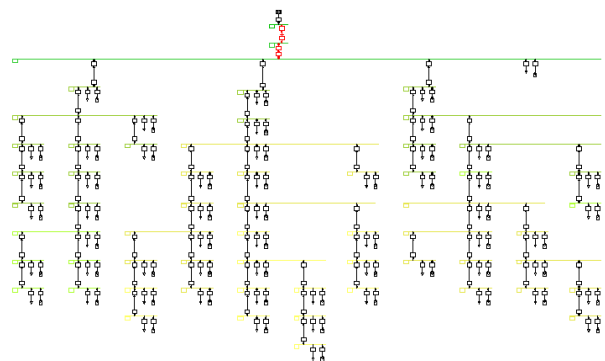
*Escenario 2: 2 paneles fotovoltaicos por usuario*



*Escenario 3: 3 paneles fotovoltaicos por usuario*



*Escenario 4: 4 paneles fotovoltaicos por usuario*



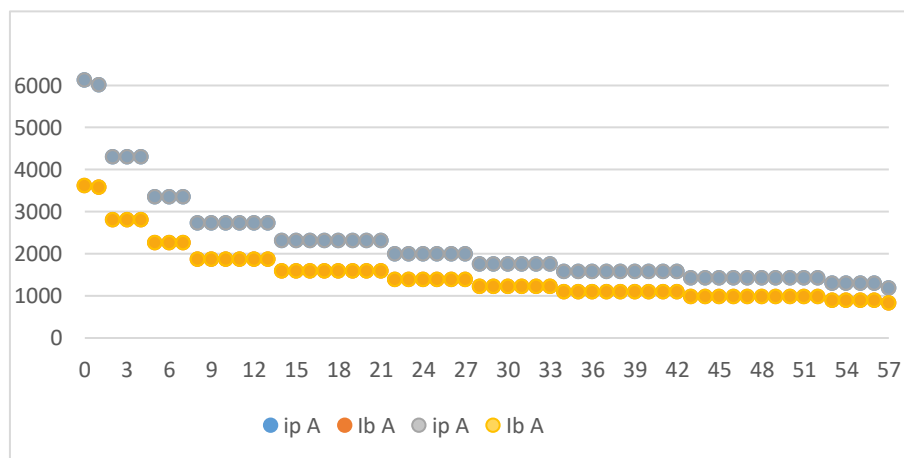
*Escenario 5: 5 paneles fotovoltaicos por usuario*

*Figura 4-16. Diagramas unifilares de la red de prueba en los seis escenarios simulados.*

## Nivel de cortocircuito

La contribución a la corriente de falla que aporta la generación distribuida fotovoltaica debida a los inversores es baja, con la alta penetración de generación fotovoltaica en la red podría esperarse que el nivel de corto circuito se modifique considerablemente, sin embargo en los todos los escenarios simulados los niveles de cortocircuito en todos los nodos de la red prácticamente permanecen constantes con variaciones muy poco significativas.

Debido a que la generación fotovoltaica en la red es totalmente distribuida y absorbida en su mayoría localmente, es del mismo modo que el aporte de corriente de cortocircuito se amortigua, a través de las impedancias locales, manteniendo los niveles de cortocircuito sin una afectación significativa. En la figura 4-17 se muestran los niveles de cortocircuito en las 57 terminales de la red de prueba, no hubo una variación significativa en ninguna de las simulaciones de los escenarios propuestos. Para ilustrar lo anterior se superponen los resultados de los niveles de corriente de cortocircuito pico instantánea y corriente simétrica de interrupción obtenidos en los escenarios cero y cinco.



*Ip (azul): Corriente de cortocircuito máxima instantánea, E\_0.*  
*lb (marrón): Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción. E\_0.*

*Ip (gris): Corriente de cortocircuito máxima instantánea, E\_5.*  
*lb (amarillo): Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción. E\_5.*

Figura 4-17. Gráfica de los niveles de corriente de cortocircuito en las 57 terminales de la red de prueba.

## Armónicos

Actualmente los inversores monofásicos son altamente eficientes, con factores de 0.95 o mayor. En la simulación de los escenarios propuestos en la red de prueba se consideraron los valores de un inversor comercial no se observó ninguna alteración significativa de la distorsión armónica, en la gráfica de la figura 4-18 se muestra el resultado del estudio de distorsión armónica en la barra principal de baja tensión y en la última barra del sistema, se observa únicamente la onda fundamental sin alteración en las demás frecuencias armónicas.

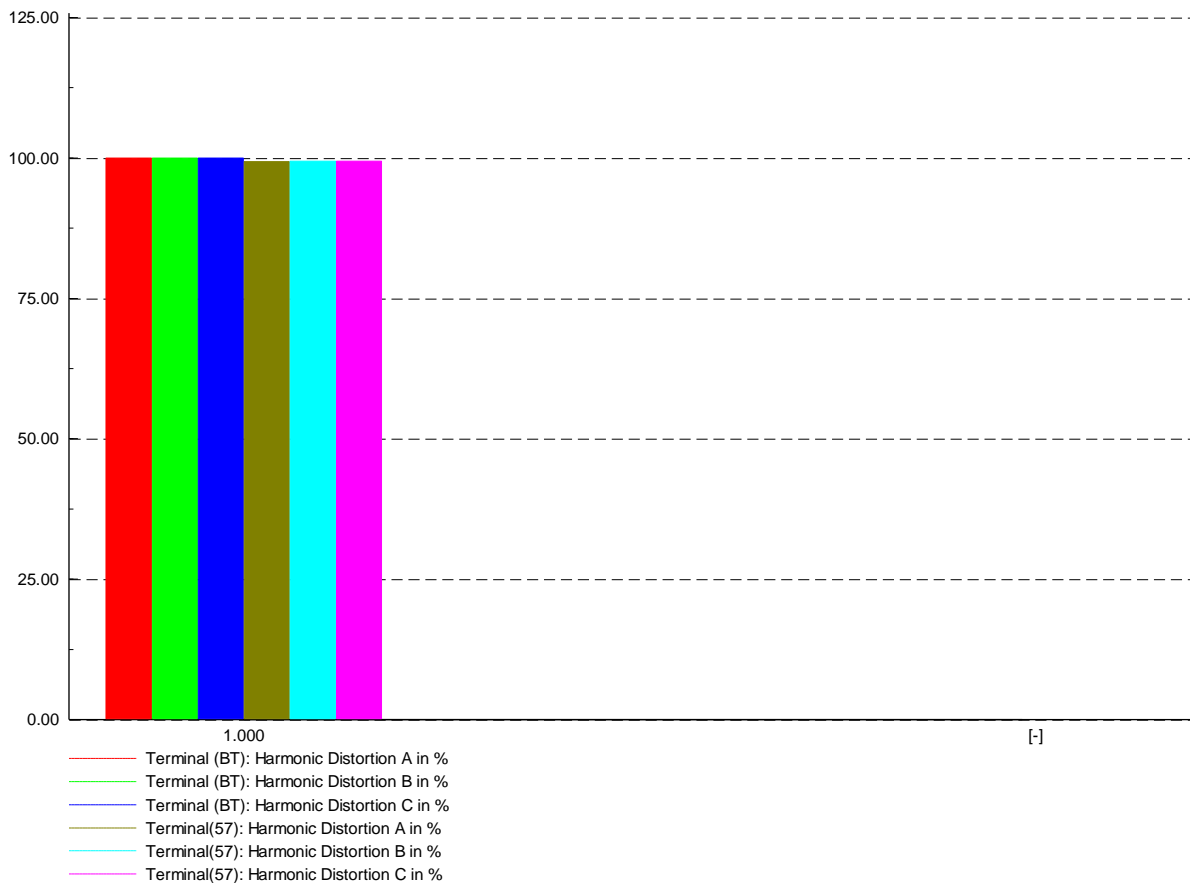


Figura 4-18. Porcentaje de distorsión armónica en la Terminal BT y Terminal 57

La forma de la onda fundamental no se ve modificada con la alta penetración de generación distribuida fotovoltaica, en la gráfica de la siguiente figura se muestra el resultado de la simulación del escenario 5, que obtuvo valores fuera de rango en los parámetros eléctricos calculados anteriormente; sobreponiendo la onda de voltaje de la barra principal de baja tensión y de la barra 57, que es barra más lejana al transformador del sistema, se aprecia que las dos forma de onda son prácticamente iguales salvo que la barra 57 presenta una elevación en la tensión, parámetro que se cuantificó en el apartado de regulación de voltaje.

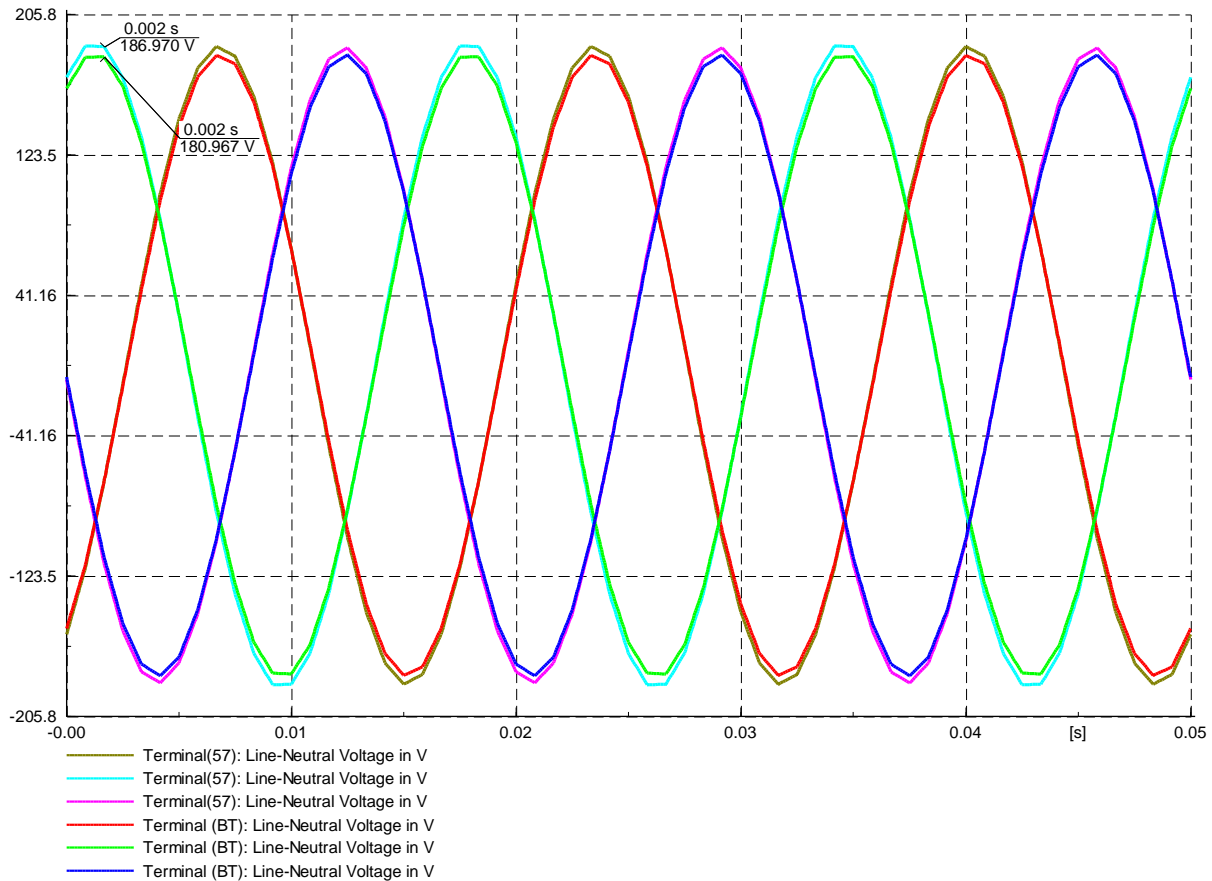


Figura 4-19. Forma de onda de voltaje de fase en la Terminal BT y Terminal 57.

## *CAPÍTULO V*

## CAPÍTULO V

### 5. Conclusiones

En el desarrollo del presente proyecto se estableció una metodología que permitiera determinar el impacto que tendría la inclusión de generación distribuida fotovoltaica de manera generalizada en las redes de distribución secundaria, mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en todos los centros de carga de usuarios residenciales. Existen varios estudios que concluyen que la inclusión de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas de baja tensión de este tipo puede tener efectos positivos hasta un cierto nivel de dispersión y penetración, sin embargo la creciente tendencia al uso de esta tecnología y el impulso que sigue recibiendo, estos niveles podrían llegar al 100% en poco tiempo.

El nivel de generación es la una variable importante a considerar, dado que con una coordinación adecuada, tomando en cuenta la curva de demanda de la red, se podría alcanzar un nivel de generación óptimo, conveniente para cada usuario y también para el operador de la red. En el análisis de los flujos de potencia de la red de prueba en los escenarios simulados se demuestra que es posible mediar el comportamiento de la carga para aprovechar los efectos positivos de la inclusión de generación fotovoltaica. En este caso el nivel óptimo de generación por usuario podría ser del 47%, representando un ahorro para el usuario y para el Estado que reduciría el aporte del subsidio destinado a este servicio; el retorno de inversión se vería reflejado en 10 años [40] y considerando una vida útil del sistema fotovoltaico de 25 años], restarían 15 años de producción donde el usuario apreciaría de manera tangible las ganancias del uso de esta tecnología. Si bien es cierto que las pérdidas de potencia en el sistema aumentan, el costo total por los 25 años de servicio que tendría el sistema bajo estas condiciones, no es representativo.

La regulación de voltaje es un aspecto que se ve significativamente alterado, aunque como antes se mencionó con la selección del nivel adecuado de generación fotovoltaica es posible mantener la estabilidad en el sistema tolerando la variabilidad de la carga. En

cuanto a los niveles de corto circuito, no se ven afectados; la contribución a la corriente de cortocircuito es prácticamente despreciable en todos los nodos del sistema.

Existe una tendencia notable en el uso de sistemas fotovoltaico a pequeña escala ubicados cerca de las unidades consumidoras y dada la situación actual del mercado eléctrico y la topología misma del sistema eléctrico de potencia de México, incluir e incrementar la generación distribuida fotovoltaica podría dar solución a algunos de los problemas que conlleva la operación, mantenimiento y expansión del sistema eléctrico, no sólo compensando la carga demandada, también con la aportación de potencia activa y reactiva a la red, según requiera la unidad de consumo o el suministrador para la mejor operación del sistema

Con generalización de la generación distribuida fotovoltaica en México, pueden verse beneficiados económicamente no solo las unidades consumidoras con generación distribuida fotovoltaica, si no todos los usuarios conectados a la red e incluso el propio suministrador y verse disminuidos los aportes destinados al subsidio para estos usuarios.

### **Líneas de investigación futuras**

Para la investigación de trabajos futuros se podría estudiar el impacto que se tendría aguas arriba en el sistema de potencia, mediante la simulación de diversos escenarios en una red de distribución primaria de prueba con interconexión de clientes de distintos sectores, clientes comerciales, industriales y residenciales, considerando las curvas de demanda individuales.

Una línea de investigación con un amplio campo de aplicación es el control mismo de la generación en la red, con la posibilidad de modificar a distancia los parámetros eléctricos en la generación, para optimizar la operación y eficiencia en el todo sistema de potencia.

## Referencias

- [1] R. Espinosa, Sistemas de distribución, Limusa, 1990.
- [2] J. A. Yebra Morón, Sistemas eléctricos de distribución", CDMX: Reverté, 2009.
- [3] O. D. J. Alderete, «Implementación del sistema avanzado de gestión de redes de distribución para la optimización del flujo de potencia,» BUAP, Puebla, México., 2016.
- [4] Fronius, «Fronius México,» [En línea]. Available: <https://www.fronius.com/es-mx/mexico>. [Último acceso: 13 noviembre 2019].
- [5] SENER, «Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,» DOF, CDMX, 2018.
- [6] F. Odón de Buen, «Estudio para determinar cualitativamente y cuantitativamente la demanda de personal calificado en energías renovables y eficiencia energética en México,» Ministerio federal de cooperación y desarrollo económico, CDMX, 2012.
- [7] H. R. J. G. y. J. L. M. Raúl González G., «Sistemas fotovoltaicos conectados sa la red,» Boletín IIE, México, octubre-diciembre del 2003.
- [8] C. M. Luiz, «Avaliação Dos Impactos Da Geração Distribuída Para Proteção Do Sistema Elétrico,» Universidade Federal De Minas Gerais - UFMG, Belo horizonte, 2012.
- [9] F. A. S. MARQUES, «IMPACTOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA,» Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.
- [10] J. I. Franco, «ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL,» UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN, San Nicolás de los Garza, NL., 2002.
- [11] J. M. L. D. A. M. LUIS ALFONSO GALLEGO, «FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO DESBALANCEADO EN SISTEMAS DE,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2009.

- [12] B. A. d. S. Pires, «Maximizacao da penetracao da geracao distribuída através do algoritmo de optimizacao nuvem de partículas,» Universidade Federal do Rio grande do Norte, Rio Grande, 2011.
- [13] D. S. Carol S. Cheng, «A THREE-PHASE POWER FLOW METHOD FOR REAL-TIME DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS,» IEEE, San Francisco, CA., 1995.
- [14] J. a. Ávila, «Tesis,» BUAP, Puebla, 2016.
- [15] O. M. RAMÍREZ, «ANÁLISIS DE FLUJO DE CORRIENTE EN,» BUAP, Puebla, 2016.
- [16] G. d. México, «Reforma energética, resumen ejecutivo,» <https://www.gob.mx/sener/documentos/resumen-de-la-explicacion-de-la-reforma-energetica>, CDMX, 2013.
- [17] ANCE, «NMX-J-098\_ANCE-2014,» ANCE, CDMX, 2014.
- [18] I. S. Heras, «Evaluación de la generación distribuida en sistemas de distribución primarios,» Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, España, 2015.
- [19] C. G. d. I. E. U. Mexicanos, «Ley de la industria eléctrica,» CDMX, 2014.
- [20] D. G. f. I. Z. (. GmbH, «El auge del sector solar en México,» Arno van den Bos, Joscha Rosenbusch (GIZ), México, 2018.
- [21] SENER, «Prospectiva del sector eléctrico 2017-2031,» SENER, CDMX, 2017.
- [22] F. J. O. G. Palacios, «Análisis costo-beneficio de la instalación de paneles solares en viviendas de la población marginada de México,» Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. (IMCO), CDMX, 2019.
- [23] SENER, «Prospectiva del sector eléctrico 2018-2032,» SENER, CDMX, 2018.
- [24] Global Strategy Group, Energía y Recursos Naturales (ENR), «Oportunidades en el sector eléctrico en México,» KPMG en México, CDMX, 2016.
- [25] FIDE, «Revista del fideicomiso para el ahorro de energía,» FIDE, CDMX, 2015.
- [26] W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis 2nd ed., 2006.
- [27] I. D. P. Kothari, Sistemas eléctricos de potencia, México: McGraw-Hill Interamericana, 2008.

- [28] J. G. a. W. Stevenson, «Análisis de sistemas eléctricos de potencia,» Mc Graw-Hill, México, 1996.
- [29] R. X. L. Toro, «Reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica basado en la optimización de media varianza,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.
- [30] M. G. E. J. R. S. M. Cesar Augusto Peñuela Meneses, «Algoritmo Para El Análisis Probabilístico En Sistemas De Distribución Con Generación Distribuída,» Universidad Estatal Paulista UNESP, Brazil, 2011.
- [31] R. S. Q. Z. e. a. Po-Chen Chen, «Analysis of Voltage Profile Problems Due to the Penetration of Distributed Generation in Low-Voltage,» IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 27, NO. 4,, 2012.
- [32] M. E. M. d. Souza, «Inserção De Microgeração Distribuída Nas Redes De Baixa,» Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.
- [33] [www.digsilent.com](http://www.digsilent.com). 15 de mayo de 2021.
- [34] Morán, F., Facchini, M. L., & Doña, V. M. Impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida en los Niveles de Tensión. Aplicación a un Caso Real. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, 14, 8. (2010).
- [35] Barker, P. P., & de Mello, R. W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2000.
- [36] Kamaruzzaman, Z. A., & Mohamend, A. Dynamic voltage stability of a distribution system with high penetration of grid-connected photovoltaic type solar generators. Journal of Electrical Systems (JES), 16 de mayo 2016.
- [37] Baram, M. E., & El-Markaby, I. Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators. IEEE Transactions on Power Systems, Noviembre 2005.
- [38] Keller, J., & Kroposki, B. Understanding Fault Characteristics of Inverter Based Distributed Energy Resources. *Technical Report NREL/TP-550-46698*, 48. Enero 2010.

- [39] Maqueda, M. y Sanchez L., Curvas de demanda de energía eléctrica en el sector doméstico de dos regiones de México. Smart Metering West Coast, Seattle, Washinton, Estados Unidos, agosto de 2008.
- [40] Instituto de Investigaciones Eléctricas, Sistemas Fotovoltaicos Interconectados con la Red Aplicaciones de Pequeña Escala, México 2010.