



# UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN ENERGÍAS  
RENOVABLES

## TESIS

### “EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS INTERCONECTADOS A RED”

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO  
EN MATERIALES Y SISTEMAS ENERGÉTICOS  
RENOVABLES

PRESENTA

**ING. DOMINGO LUISBI GARCÍA VELÁZQUEZ**

DIRECTOR(ES)

**DR. JOEL PANTOJA ENRÍQUEZ**  
**M.C. LUIS ALBERTO HERNÁNDEZ DOMÍNGUEZ**

Tuxtla Gutiérrez; Chiapas

Junio de 2020





**UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS**  
**DIRECCIÓN GENERAL DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas a 20 de Noviembre de 2020  
**Oficio No. DGIP/CP/0177/2020**

**Asunto:** Autorización de impresión de tesis

**C. Domingo Luisbi García Velázquez**  
**Candidato al Grado de Maestro en**  
**Materiales y Sistemas Energéticos Renovables**  
**UNICACH**  
**Presente**

Con fundamento en la **opinión favorable** emitida por escrito por la Comisión Revisora que analizó el trabajo terminal presentado por usted, denominado **“Evaluación del comportamiento eléctrico de centrales fotovoltaicas interconectados a red”**, cuyo director de tesis es el Dr. Joel Pantoja Enríquez, quien avala el cumplimiento de los criterios metodológicos y de contenido; esta Dirección General a mi cargo **autoriza** la impresión del documento en cita, para la defensa oral del mismo, en el examen que habrá de sustentar para obtener el **Grado de Maestro en Materiales y Sistemas Energéticos Renovables**.

Es imprescindible observar las características normativas que debe guardar el documento impreso, así como realizar la entrega en esta Dirección General de un ejemplar empastado.

**Respetuosamente**  
**“Por la Cultura de mi Raza”**



**Lic. Aurora Evangelina Serrano Roblero**  
**Directora General**

C.c.p. Dr. Pascual López de Paz. Director del IIIER UNICACH. – Para su conocimiento  
Mtro. Luis A. Hernández Domínguez. Coordinador de la Maestría en MySER UNICACH. –  
Para su conocimiento.  
Expediente  
\*AESR/igp/rags



Libramiento Norte Poniente No.1150, Colonia Lajas Maciel  
CP 29039, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas  
Tel: (961)6170440 Ext. 4360  
[investigacionyposgrado@unicach.mx](mailto:investigacionyposgrado@unicach.mx)

*“2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria”*  
*75 años de creación y 20 de autonomía*

*Dedicatoria*

*A mis padres*

*Mario Fco. García Morales*

*y*

*Ana Velázquez Sánchez*

*Siempre están en mi mente y corazón*

*Dedico este trabajo con mucho cariño*

## Agradecimientos

A **Dios**; por permitirme la vida.

A mis **Padres**; por darme, educar y guiar en el camino de la vida, por nunca dejarme solo, siempre han estado acompañando en cada momento de mi vida y siempre con esa alegría con la que se caracterizan, con sus chistes, relajos e historias. Mis mejores amigos. Agradezco a Dios por haberme dado unos padres que no puedo definir con una sola palabra.

A mis **Hermanos**; Chente, David, Judith, Toño y Tobi. Que me han acompañado y apoyado en cada paso de mi vida, siempre están ahí para cada reto, sus consejos y ánimos. A mis sobrinos, cuñadas y cuñado.

A mis **Amigos y Compañeros**, por sus compañía, sugerencias y apoyo en el desarrollo de este trabajo.

A mis **Directores** de tesis, Dr. Joel Pantoja y al M.C. Luis Alberto Hernández, por sus guía, apoyo y paciencia en el desarrollo de este trabajo. A mis **Asesores** el Dr. Orlando Lastres y Dr. Jorge Evaristo Conde por sus apoyos en mis dudas y mejorar el trabajo.

A mi **ALMA MATER**, al Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables (**IIIER**) de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (**UNICACH**), por el espacio, materiales y por haberme dado la oportunidad de cursar mi posgrado.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (**CONACYT**), por el financiamiento económico para el desarrollo de esta investigación.



## RESUMEN

La generación distribuida es un concepto relativamente nuevo que ha tenido en los últimos años un crecimiento acelerado en las redes eléctricas nacionales, la aplicación de este concepto en la práctica implica un aumento considerable del número de sistemas de baja potencia distribuidos a lo largo de los sistemas eléctricos nacionales. Gran parte de estos son Sistemas Fotovoltaicos, que debido a las características intermitentes de su fuente no garantizan la estabilidad requerida de la red. Actualmente no se conocen totalmente los efectos que pudiesen tener estos sistemas sobre la red de distribución al incrementarse sustancialmente. En este trabajo se presenta un análisis de las mediciones de parámetros de calidad de la energía en centrales fotovoltaicas interconectadas para determinar sus efectos sobre la red eléctrica.

Para cumplir con el objetivo se realizaron dos tipos de estudios, un estudio para determinar la influencia de los sistemas fotovoltaicos en la calidad de la energía de la red y otro estudio para determinar la influencia de la potencia del sistema fotovoltaico en la calidad de la energía de la red. Para estos estudios se realizaron mediciones de parámetros de calidad de energía en cuatro sistemas fotovoltaicos de diferentes potencias instaladas, tomando medidas del sistema con la central conectada y con la central desconectada. Una de ellas es de uso comercial en tarifa de Gran Demanda (50 kW), dos de uso comercial en tarifa de Pequeña Demanda (7 kW y 15 kW) y una de tarifa doméstica (2.5 kW).

La implementación de un SFV a la red de suministro eléctrico, trae consecuencias positivas y como negativas. Los impactos positivos son que al conectar el SFV permite un aumento del voltaje reduciendo así las pérdidas de energía a final de la red de distribución. Las variaciones de voltaje a corto y largo plazo disminuyen a mayor penetración FV. Existe un menor desequilibrio a mayor penetración FV. El efecto de la  $THD_I$  es muy pronunciado al conectar y desconectar el SFV, pasando el 300%. Cuando la generación FV está por debajo del 15% se tiene un bajo factor de potencia, entre mayor es la generación FV tiene un comportamiento capacitivo, debido a que el SFV-I genera más de lo que se consume por el usuario y por lo tanto el flujo de energía va del generador al distribuidor. Estos cambios en el flujo tradicional de energía de flujo unidireccional a flujo bidireccional, como consecuencia de desbalance de producción y consumo de energía. La intermitencia de la radiación solar como fuente de los sistemas fotovoltaicos, influyen directamente en la generación fotovoltaica.

**Palabras claves:** parámetros eléctricos, sistemas fotovoltaicos, interconexión a red, calidad de la energía, impacto energético, estándares.

## ABSTRACT

Distributed generation is a relatively new concept that has had an accelerated growth in the national electricity grids in recent years, the application of this concept in practice implies a considerable increase in the number of low-power systems distributed throughout the systems national electricity companies. A large part of these are Photovoltaic Systems, which due to the intermittent characteristics of their source do not guarantee the required stability of the network. Currently, the effects that these systems could have on the distribution network by increasing substantially are not fully known. This work presents an analysis of the measurements of power quality parameters in interconnected photovoltaic plants to determine their effects on the electrical grid.

To meet the objective, two types of studies were carried out, a study to determine the influence of photovoltaic systems on the quality of the energy of the network and another study to determine the influence of the power of the photovoltaic system on the quality of energy of the network. For these studies, measurements of power quality parameters were carried out in four photovoltaic systems of different installed powers, taking measurements of the system with the central connected and with the central disconnected. One of them is for commercial use at a High Demand rate (50 kW), two for commercial use at a Small Demand rate (7 kW and 15 kW) and one for a domestic rate (2.5 kW).

The implementation of a SPV to the electricity supply network brings positive and negative consequences. The positive impacts are that connecting the SPV allows an increase in voltage, thus reducing energy losses at the end of the distribution network. Short- and long-term voltage variations decrease with higher PV penetration. There is less imbalance at higher PV penetration. The effect of  $THD_I$  is very pronounced when connecting and disconnecting the SPV, passing 300 %. When the PV generation is below 15 %, it has a low power factor, the higher the PV generation it has a capacitive behavior, because the SPV-I generates more than what is consumed by the user and therefore the flow of energy goes from the generator to the distributor. These changes in the traditional flow of energy from unidirectional flow to bidirectional flow, as a consequence of imbalance of energy production and consumption. The intermittency of solar radiation as a source of photovoltaic systems directly influences photovoltaic generation.

**Keywords:** electrical parameters, photovoltaic systems, grid interconnection, energy quality, electrical analysis, energy impact, electrical system.

## ÍNDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
<i>Dedicatoria</i> .....	iii
<i>Agradecimientos</i> .....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT .....	vi
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	vii
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	xi
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xiv
<b>ABREVIATURAS</b> .....	xvi
<b>CAPÍTULO 1 GENERALIDADES</b> .....	1
1.1.- Introducción .....	1
1.2.- Conceptos básicos .....	3
1.2.1.- Energías renovables.....	3
1.2.2.- Energía solar fotovoltaica .....	3
1.2.3.- Calidad de la energía .....	4
1.3.- Antecedentes .....	8
1.3.1.- Estudios de parámetros eléctricos en red eléctrica convencional.....	8
1.3.2.- Efectos de características eléctricas de la integración de energía fotovoltaica en redes de distribución de electricidad .....	10
1.4.- Problemática .....	20
1.5.- Objetivos .....	20
1.5.1.- General.....	20
1.5.2.- Específicos .....	21
1.6.- Justificación .....	21
<b>CAPITULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b> .....	23
2.1.- Energía eléctrica.....	23
2.1.1.- Diferencia de potencial.....	23
2.1.2.- Corriente .....	23
2.1.3. - Potencia eléctrica .....	24
2.2.- Principios de la corriente alterna (CA).....	25
2.2.1.- Generación de un voltaje alterno .....	25
2.2.2.- Frecuencia .....	26

2.2.3.- Relaciones de fase .....	27
2.2.4.- Fasores .....	27
2.2.5.- Valores característicos del voltaje y la corriente .....	29
2.3.- Principios de corriente directa (CD).....	30
2.4.- Calidad de la energía .....	31
2.4.1.- Parpadeo (Flicker).....	32
2.4.2.- Desequilibrio.....	33
2.4.3.- Armónico .....	34
2.4.3.1.- Descripción matemática de los armónicos .....	34
2.4.3.2.- Orden del armónico.....	35
2.4.3.3.- Distorsión armónica individual y total .....	37
2.4.4.- Factor de potencia (PF).....	37
2.4.4.1.- Potencia activa .....	37
2.4.4.2.- Potencia reactiva .....	38
2.4.4.3.- Potencia Aparente .....	38
2.5.- Flujo de energía.....	40
<b>CAPITULO 3 METODOLOGÍA .....</b>	<b>42</b>
3.1.- Descripción de la instalación eléctrica.....	43
3.1.1.- Instalación eléctrica.....	43
3.1.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado .....	44
3.1.3.- Caso A1: Domiciliario.....	45
3.1.4.- Caso A2: Comercial.....	46
3.1.5.- Caso A3: Comercial.....	47
3.1.6.- Caso A4: Comercial.....	48
3.2.- Punto de medición .....	50
3.3.- Instrumento de medición .....	51
3.3.1 Analizador de Calidad de la Energía.....	51
3.4.- Monitoreo y adquisición de datos .....	57
3.4.1.- Monitoreo .....	57
3.4.2.- Análisis de datos .....	57
3.5.- Medición de parámetros eléctricos.....	58
3.5.1.- Voltaje .....	58
3.5.2.- Intensidad de corriente .....	59

3.5.3.- Frecuencia .....	60
3.5.4.- Potencia.....	60
3.6.- Determinación de calidad de la energía .....	61
3.6.1.- Fluctuaciones.....	61
3.6.2.- Desequilibrio.....	61
3.6.3.- Parpadeo (Flicker).....	62
3.6.4.- Distorsión armónica total de voltaje (THDV%) y de corriente (THDI%) .....	62
<b>CAPITULO 4 RESULTADOS Y DISCUSIONES.....</b>	<b>65</b>
4.1. Sistemas fotovoltaicos previo y posterior a la interconexión .....	65
4.1.1.- Mediciones eléctricas .....	65
4.1.1.1.- Voltaje .....	65
4.1.1.2.- Corriente .....	67
4.1.1.3.- Frecuencia .....	70
4.1.2. Determinación de Calidad de la Energía Eléctrica .....	71
4.1.2.1. Variación de voltaje a corto plazo ( $P_{st}$ ).....	71
4.1.2.2. Variación de voltaje a largo plazo ( $P_{lt}$ ) .....	73
4.1.2.3. Distorsión Armónica Total de Voltaje (THD <sub>v</sub> ).....	74
4.1.2.4. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD <sub>i</sub> ) .....	76
4.1.2.5. Potencia Activa .....	78
4.1.2.6. Potencia Reactiva.....	79
4.1.2.7. Potencia Aparente .....	79
4.1.2.8. Factor de potencia.....	81
4.2.- Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a red de distribución en diferentes niveles de penetración .....	83
4.2.1.- Mediciones eléctricas .....	83
4.2.1.1.- Voltaje .....	83
4.2.1.2.- Corriente .....	90
4.2.1.3.- Frecuencia .....	94
4.2.2. Determinación de Calidad de la Energía Eléctrica .....	97
4.2.2.1. Variación de voltaje a corto plazo ( $P_{st}$ ).....	97
4.2.2.2. Variación de voltaje a largo plazo ( $P_{lt}$ ) .....	99
4.2.2.3. Distorsión Armónica Total de Voltaje (THD <sub>v</sub> ).....	101
4.2.2.4. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD <sub>i</sub> ) .....	105

4.2.2.5. Potencia Activa .....	109
4.2.2.6. Potencia Reactiva.....	111
4.2.2.7. Potencia Aparente .....	113
4.2.2.8. Factor de potencia.....	115
4.3.- Análisis de los parametros eléctricos en el PAC de los usuarios con SFV-I, respecto a la especificación CFE-G0100-04 .....	119
4.3.1.- Voltaje .....	119
4.3.2.- Desequilibrio de Voltaje .....	120
4.3.3.- Variación de voltaje a corto y largo plazo (Pst y Plt).....	120
4.3.4.- Frecuencia .....	121
4.3.5.- Distorsión Armónica Total en Voltaje .....	121
4.3.6.- Distorsión Armónica Total en Corriente .....	121
4.3.7.- Factor de Potencia.....	122
<b>CONCLUSIONES GENERALES .....</b>	<b>125</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>128</b>
<b>Productividad .....</b>	<b>128</b>
<b>Trabajos a futuro .....</b>	<b>129</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>130</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1.- Esquema de una red de distribución eléctrica y DG [1] .....	1
Figura 1. 2.- Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico interconectado a la red .....	3
Figura 1. 3.- Esquema de una carga lineal de un circuito simple [9].....	4
Figura 1. 4.- Distorsión de corriente causado por una resistencia no lineal [7] .....	5
Figura 1. 5.- Forma de onda y diagrama fasorial de una carga resistiva [9].....	5
Figura 1. 6. - Circuito de una carga capacitiva a) y b) diagrama fasorial .....	6
Figura 1. 7. - Circuito de una carga puramente inductiva .....	6
Figura 1. 8.- Forma de onda y diagrama fasorial de una carga inductiva [6] .....	7
Figura 2. 1.- La diferencia de potencial entre los extremos de un alambre conductor produce una corriente eléctrica .....	24
Figura 2. 2.- Formas de onda de voltaje y corriente de CA .....	25
Figura 2. 3.- Forma de onda de voltaje de CA.....	25
Figura 2. 4.- Rotación de una espira en un campo magnético produce un voltaje de CA [[24]] .....	26
Figura 2. 5.- Ciclos de voltaje alterno generado por la espira giratoria [24] .....	26
Figura 2. 6.- Comparación de las frecuencias .....	27
Figura 2. 7.- Formas de onda .....	27
Figura 2. 8.- Diagrama de fasores .....	28
Figura 2. 9.- Ángulos de fase de adelanto y atraso .....	28
Figura 2. 10.- Dos ondas en fase con un ángulo de 0° .....	29
Figura 2. 11.- Dos ondas opuestas en fase con un ángulo de 180° .....	29
Figura 2. 12.- Valores de la amplitud de una onda de CA senoidal.....	29
Figura 2. 13.- Formas de onda de una corriente y un voltaje de cc constantes [2] .....	31
Figura 2. 14.- Desequilibrio de voltaje .....	33
Figura 2. 15.-Funciones sinusoidales de voltaje y corriente respecto al tiempo (t) [3].....	34
Figura 2. 16.- Forma de onda no sinusoidal de la serie de Fourier [3].....	35
Figura 2. 17.- Fundamental, segunda y tercera armónicos [3] .....	36
Figura 2. 18.- Creación de forma de onda no sinusoidal para sumarle la fundamental y la tercera armónica de la forma de onda de la frecuencia[3] .....	37
Figura 2. 19.- Triangulo de potencias y las relaciones de las potencias activa, reactiva y aparente [34] .....	39
Figura 2. 20.- Angulo del factor de potencia.....	39
Figura 2. 21.- Convención del sentido de flujo de potencias .....	40
Figura 2. 22.- Diagrama del factor de potencia de los 4 cuadrantes [37][38].....	41
Figura 3. 1.- Procedimiento desarrollado del trabajo de tesis .....	43
Figura 3. 2.- Procedimiento para configuración del equipo de medición .....	44
Figura 3. 3.- Esquema de conexión eléctrica del domicilio .....	45
Figura 3. 4.- Esquema de conexión del SFV-I del caso A1 .....	46
Figura 3. 5.- Diagrama de conexión del SFV-I en SEFESO.....	47
Figura 3. 6.- Diagrama de conexión del caso A3 .....	48
Figura 3. 7.- Diagrama de conexión del caso A4 .....	49
Figura 3. 8.- Punto de acoplamiento común (PAC), que sustituye al termino PCC [1].....	51
Figura 3. 9.- Procedimiento del equipo para realizar los cálculos eléctricos .....	52

Figura 3. 10.- Proceso de conexión del equipo.....	53
Figura 3. 11.- Punto de medición en una central fotovoltaica.....	54
Figura 3. 12.- Esquema de conexión del medidor Fluke.....	54
Figura 3. 13.- Diagrama de vectores correspondientes al analizador conectado correctamente.....	55
Figura 3. 14.- Pantalla de bienvenida al encender el equipo.....	55
Figura 3. 15.- Esquema que muestra conexión de sondas.....	56
Figura 3. 16.-Pantalla de configuraciones del equipo.....	56
Figura 3. 17.- Categorías de lecturas.....	57
Figura 3. 18.- Equipo de medición de calidad eléctrica.....	57
Figura 3. 19.- Conexión de un amperímetro y voltímetro de corriente alterna.....	60
Figura 3. 20.- Medidor de potencia activa para corriente alterna monofásica [45].....	60
Figura 3. 21.- Medidor de potencia activa para corriente trifásica en tres conductores de igual carga [45].....	61
Figura 4. 1.- Comportamiento del voltaje de los 4 casos estudiados, a) Caso A1, b) Caso A2, c) Caso A3 y c) Caso A4.....	66
Figura 4. 2.- Desequilibrio sin y con SFV en sistemas trifásicos, a) Caso A3 y b) Caso A4.....	66
Figura 4. 3.- Corriente del Sistema eléctrico sin y con SFV de los 4 Casos.....	69
Figura 4. 4.- Comparativo de la frecuencia sin y con el SFV.....	70
Figura 4. 5.- Variación de voltaje a corto plazo de los casos estudiados.....	72
Figura 4. 6.- Variación de voltaje a largo plazo de los casos estudiados.....	74
Figura 4. 7.- Distorsión armónica total de voltaje, sin y con el SFV de los casos estudiados.....	75
Figura 4. 8.- Distorsión armónica total de corriente, sin y con el SFV de los casos estudiados.....	77
Figura 4. 9.- Potencia activa sin y con el SFV de los casos estudiados.....	78
Figura 4. 10.- Potencia reactiva sin y con el SFV de los casos estudiados.....	80
Figura 4. 11.- Potencia aparente sin y con el SFV de los casos estudiados.....	81
Figura 4. 12.- Factor de potencia sin y con el SFV de los casos estudiados.....	82
Figura 4. 13.- Voltaje del Caso A1, a) y b) entre semana, c) y d) fin de semana.....	84
Figura 4. 14.- Comportamiento del voltaje del caso A1, a) y b) con microinversores, c) y d) con inversor central.....	85
Figura 4. 15.- Voltaje de las tres fases del caso A3, entre semana.....	86
Figura 4. 16.- Voltaje de las tres fases del caso A3, de un fin de semana.....	86
Figura 4. 17.- Relación entre desequilibrio de voltaje de las tres fases del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana.....	87
Figura 4. 18.- Voltaje del sistema trifásico del caso A4; a) y b) voltaje L-N, c) y d) voltaje L-L.....	88
Figura 4. 19.- Desequilibrio de voltaje, a) respecto al tiempo y b) diagrama fasorial.....	88
Figura 4. 20.- Variación de voltaje en función de la potencia FV; a) Caso A1, b) Caso A3 voltaje y c) desequilibrio y d) Caso A4.....	89
Figura 4. 21.- Comportamiento de corriente en el caso A1, a) entre semana y b) en fin de semana.....	91
Figura 4. 22.- Comportamiento de corriente; a) Microinversor (MI) y b) Inversor central (IC).....	91
Figura 4. 23.- Corriente de las tres fases del caso A3, de un fin de semana.....	92
Figura 4. 24.- Comportamiento de corrientes en el sistema trifásico del caso A4, a) respecto al tiempo y b) desfase entre V-I.....	92
Figura 4. 25.- Corriente de salida en función de la potencia activa; a) Caso A1, b) Caso A3 y c) Caso A4.....	93



Figura 4. 26.- Comportamiento de la frecuencia caso A1, entre semana a) y b), fin de semana c) y d) .....	94
Figura 4. 27.- Comportamiento de frecuencia caso A1; ), con microinversores a) y b), con inversor central c) y d) .....	95
Figura 4. 28.- Comportamiento de la frecuencia del caso A3 en fin de semana.....	96
Figura 4. 29.- Comportamiento de frecuencia del caso A4.....	96
Figura 4. 30.- Variaciones de voltaje del caso A1 entre semana a), fin de semana b), con microinversores c) y con inversor central d).....	98
Figura 4. 31.- Variaciones de voltaje del caso A3 entre semana a) y fin de semana b).....	98
Figura 4. 32.- Variación de voltaje a corto plazo del caso A4.....	98
Figura 4. 33.- Variaciones de voltaje del caso A1 entre semana a), fin de semana b), con microinversores c) e inversor central d) .....	100
Figura 4. 34.- Variación del voltaje a largo plazo del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana	100
Figura 4. 35.- Variación de voltaje a largo plazo para el caso A4 .....	101
Figura 4. 36.- Distorsión armónica total de voltaje del caso A1; a) entre semana y b) fin de semana .....	102
Figura 4. 37.- Distorsión armónica total de voltaje del caso A1; a) microinversores y b) inversor central.....	102
Figura 4. 38.- Comportamiento de la distorsión armónica en voltaje del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana .....	103
Figura 4. 39.- Comportamiento de la distorsión armónica total en voltaje caso A4.....	103
Figura 4. 40.- Generación de THDV&PA; a) Caso A1, b) Caso A3 y c) Caso A4 .....	104
Figura 4. 41.- Comportamiento de la distorsión armónica total de corriente caso A1; a) entre semana y b) fin de semana .....	105
Figura 4. 42.- Comportamiento de la distorsión armónica total de corriente caso A1; a) microinversores y b) inversor central .....	106
Figura 4. 43.- Distorsión armónica total en corriente del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana .....	106
Figura 4. 44.-Distorsión armónica total en corriente del caso A4.....	107
Figura 4. 45.- Relación de la THDI &PA en los diferentes niveles de penetración .....	108
Figura 4. 46.- Comportamiento de la potencia activa total del caso A1; a) entre semana a) y b) fin de semana .....	109
Figura 4. 47.- Comportamiento de la potencia activa total del caso A1; a) microinversores y b) inversor central.....	109
Figura 4. 48.- Comportamiento de la potencia activa del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana .....	110
Figura 4. 49.- Potencia activa del caso A4.....	111
Figura 4. 50.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A1; a) entre semana, b) fin de semana, c) microinversores y d) inversor central .....	112
Figura 4. 51.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana .....	112
Figura 4. 52.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A4 .....	113
Figura 4. 53.- Potencia aparente del caso A1, a) entre semana y b) en fin de semana .....	113
Figura 4. 54.- Potencia aparente del caso A1; a) microinversor y b) inversor central.....	114

Figura 4. 55.- Comportamiento de la potencia aparente del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana .....	114
Figura 4. 56.- Comportamiento de la potencia aparente del caso A4 .....	115
Figura 4. 57.- Comportamiento del factor de potencia del caso A1; a) entre semana y b) fin de semana .....	115
Figura 4. 58.- Comportamiento del factor de potencia del caso A1; a) microinversor y b) inversor central.....	116
Figura 4. 59.- Comportamiento del factor de potencia del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana .....	116
Figura 4. 60.- Factor de potencia del caso A4 .....	117
Figura 4. 61.- Comportamiento del factor de potencia & generación FV a diferentes niveles de penetración .....	118

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1.-Características eléctricas de módulos fotovoltaicos .....	49
Tabla 3. 2.- Características eléctricas de inversores .....	50
Tabla 3. 3.- Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida .....	62
Tabla 3. 4.- Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida .....	62
Tabla 3. 5.- Limites de variación de tensión [39] .....	62
Tabla 3. 6.- Limites de distorsión armónica de voltaje [41] .....	63
Tabla 3. 7.- Distorsión armónica máxima permitida en corriente, tensiones de 220 V hasta 69 kV [32] .....	63
Tabla 4. 1.- Comparación del voltaje con y sin el SFV-I de los 4 casos .....	67
Tabla 4. 2.- Comparativo de corrientes de los 4 casos.....	68
Tabla 4. 3.- Comparativo de frecuencia sin y con SFV conectado.....	71
Tabla 4. 4.- Variación de voltaje a corto plazo de los casos estudiados.....	71
Tabla 4. 5.- Variación de voltaje a largo plazo de los casos estudiados .....	73
Tabla 4. 6.- Comparativo de la THDV sin y con el SFV conectado de los casos estudiados.....	76
Tabla 4. 7.- Comparativo de la THD <sub>i</sub> sin y con el SFV conectado de los casos estudiados .....	77
Tabla 4. 8.- Comparación de potencia activa sin y con el SFV de los casos estudiados .....	79
Tabla 4. 9.- Comparación de factor de potencia sin y con el SFV de los casos estudiados .....	83
Tabla 4. 10.- Voltaje en los diferentes niveles de penetración FV .....	90
Tabla 4. 11.- Desequilibrio de voltaje del caso A3 y A4 .....	90
Tabla 4. 12.- Corriente en los diferentes niveles de penetración FV .....	94
Tabla 4. 13.- Frecuencia en los 4 niveles de penetración FV .....	96
Tabla 4. 14.- Variación de voltaje a corto plazo en los diferentes niveles de penetración FV .....	99
Tabla 4. 15.- Variación de voltaje a largo plazo en los diferentes niveles de penetración FV.....	101
Tabla 4. 16.- Distorsión armónica total de voltaje en los diferentes niveles de penetración FV .....	104
Tabla 4. 17.- Distorsión armónica en corriente en los diferentes niveles de penetración FV.....	107
Tabla 4. 18.- Factor de potencia en diferentes niveles de penetración FV.....	119
Tabla 4. 19.- Límites permisibles y encontrados de voltaje CFE BT .....	119

Tabla 4. 20.- Desequilibrio de voltaje en el PAC de los casos respecto a la especificación.....	120
Tabla 4. 21.- Variación de voltaje a corto plazo encontrados de los casos respecto a la norma .....	120
Tabla 4. 22.- Variación de voltaje a largo plazo encontrados de los casos respecto a la norma .....	120
Tabla 4. 23.- Especificaciones de la frecuencia BT .....	121
Tabla 4. 24.- Límites permisibles y encontrados de la distorsión armónica total en voltaje BT .....	121
Tabla 4. 25.- Límites permisibles de la distorsión armónica total en corriente BT .....	122
Tabla 4. 26.- Distorsión armónica en corriente de los casos estudiados .....	122
Tabla 4. 27.- Factor de potencia de los casos estudiados .....	122

## ABREVIATURAS

<i>Abreviaturas</i>	<i>Descripción</i>
<b><i>FV</i></b>	<b>Fotovoltaica</b>
<b><i>SFV</i></b>	<b>Sistema Fotovoltaico</b>
<b><i>SFV-I</i></b>	<b>Sistema Fotovoltaico Interconectado</b>
<b><i>W</i></b>	<b>Watts</b>
<b><i>Wh</i></b>	<b>Watts-hora</b>
<b><i>Wp</i></b>	<b>Watts pico</b>
<b><i>V</i></b>	<b>Volts</b>
<b><i>kV</i></b>	<b>Kilo Volts</b>
<b><i>CA</i></b>	<b>Corriente alterna</b>
<b><i>CD o CC</i></b>	<b>Corriente Directa o Corriente Continua</b>
<b><i>VAC</i></b>	<b>Voltaje en Corriente Alterna</b>
<b><i>VCD</i></b>	<b>Voltaje en Corriente Directa</b>
<b><i>V<sub>nom</sub></i></b>	<b>Voltaje Nominal</b>
<b><i>BT</i></b>	<b>Baja Tensión</b>
<b><i>AT</i></b>	<b>Alta Tensión</b>
<b><i>CFE</i></b>	<b>Comisión Federal de Electricidad</b>
<b><i>THD<sub>I</sub></i></b>	<b>Distorsión Armónica Total en Corriente</b>
<b><i>THD<sub>V</sub></i></b>	<b>Distorsión Armónica Total en Voltaje</b>
<b><i>SD</i></b>	<b>Sistema de Distribución</b>
<b><i>DG</i></b>	<b>Generación Distribuida</b>
<b><i>PQ</i></b>	<b>Calidad de la Energía</b>
<b><i>PF</i></b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b><i>P</i></b>	<b>Potencia Activa</b>
<b><i>Q</i></b>	<b>Potencia Reactiva</b>

<b><i>S</i></b>	<b>Potencia Aparente</b>
<b><i>VA</i></b>	<b>Volts-Ampers</b>
<b><i>PAC</i></b>	<b>Punto de Acoplamiento Común</b>
<b><i>Hz</i></b>	<b>Hertz</b>
<b><i>PDBT</i></b>	<b>Pequeña Demanda en Baja Tensión</b>
<b><i>GDBT</i></b>	<b>Gran Demanda en Baja Tensión</b>
<b><i>IEC</i></b>	<b>Comisión Internacional de Electrotécnica</b>
<b><i>NOM</i></b>	<b>Norma Oficial Mexicana</b>
<b><i>NEC</i></b>	<b>Código Eléctrico Nacional (EE.UU)</b>
<b><i>SEN</i></b>	<b>Sistema Eléctrico Nacional</b>
<b><i>SENER</i></b>	<b>Secretaría de Energía</b>
<b><i>CRE</i></b>	<b>Comisión Reguladora de Energía</b>
<b><i>CENACE</i></b>	<b>Centro Nacional de Control de Energía</b>
<b><i>MEM</i></b>	<b>Mercado Eléctrico Mayorista</b>
<b><i>RNT</i></b>	<b>Red Nacional de Transmisión</b>
<b><i>RGD</i></b>	<b>Redes Generales de Distribución</b>
<b><i>CDR</i></b>	<b>Código de Red</b>
<b><i>LIE</i></b>	<b>Ley de la Industria Eléctrica</b>
<b><i>DOF</i></b>	<b>Diario Oficial de la Federación</b>

# CAPÍTULO 1

## GENERALIDADES

### 1.1.- Introducción

En los inicios de la electrificación solo se contaba con algunos pocas centrales de generación basadas en combustibles fósiles y éstas ubicadas en unos solos puntos de generación. Lo cual permitió que las redes de distribución de electricidad fueran proyectadas y operadas basadas en sistemas de producción de electricidad centralizados. Es decir, que el flujo de energía fluye de la generación hacia las cargas. La electrificación es uno de los factores que ha permitido el desarrollo de la humanidad, haciendo la vida más confortable y dependiente de ella. Con el paso del tiempo la población a nivel mundial ha ido creciendo y, por lo tanto, la demanda de energía eléctrica también. Donde el 78.4% de energía proviene de combustibles fósiles, un 19.3% de energía renovable y solo un 2.3% provienen de energía nuclear. Sin embargo con el agotamiento de los combustibles fósiles se tiene un desafío en las empresas suministradoras de electricidad. En las últimas décadas se han desarrollado tecnologías que aprovechan los recursos disponibles en la naturaleza, buscando ser más eficientes en sus procesos. Con los diversos métodos de producción de electricidad y para hacer frente al crecimiento de la demanda, se ha dispuesto la inserción de pequeños generadores de electricidad en la matriz energética, por lo cual las redes eléctricas de distribución están empezando a tener una configuración más compleja. La evolución de aplicaciones de sistemas de distribución (SD) se caracterizan por el aumento de la difusión de fuentes locales dispersas, denominadas como generación distribuida (DG), es decir, generar energía en el mismo lugar donde se requiere. Como puede observarse en la Figura 1.1 una red de sistema de distribución eléctrica, en que se observan varios puntos de generación distribuida están conectadas en toda la red eléctrica de baja tensión.

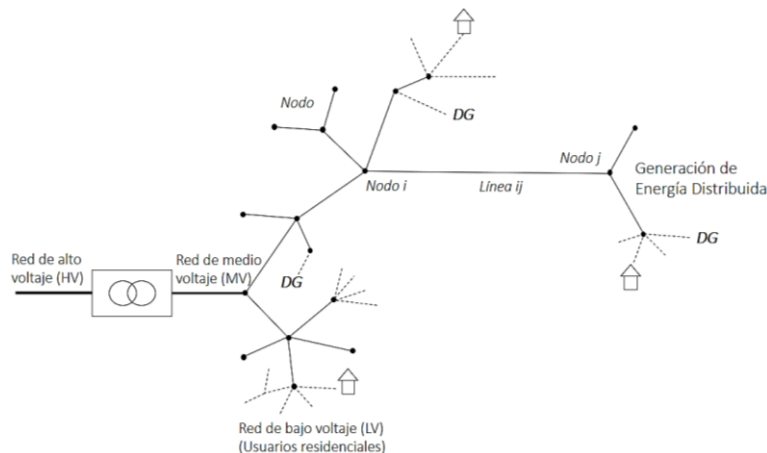


Figura 1. 1.- Esquema de una red de distribución eléctrica y DG [1]

La utilización de recursos energéticos renovables como generación distribuida permiten proporcionar una integración técnica y económica en las redes eléctricas de distribución y al mismo tiempo reducir la necesidad de soportar la creciente demanda en el futuro. Los sistemas fotovoltaicos de pequeña escala conectado a la red es una de las energías renovables que ha tenido un crecimiento importante en las últimas décadas. Sin embargo, estos pueden causar algunos problemas eléctricos a la red, esto se debe a la naturaleza intermitente de su fuente (radiación solar), creando así un reto en el sistema de energía eléctrica. La integración de Sistemas Fotovoltaicos a la red de eléctrica (SFV-I) conduce a diferentes problemas para los ingenieros eléctricos, como los problemas de calidad de la energía (PQ), el desequilibrio de energía entre la generación y la demanda de carga. Cuando se asocian los problemas de calidad de energía con la inserción de estos tipos de generadores de electricidad, son evaluados con los siguientes parámetros eléctricos; distorsión armónica total (THD), factor de potencia (PF), voltaje RMS, entre otras características eléctricas específicas. Estos parámetros dependen de la potencia nominal instalada, consumo eléctrico del edificio, el punto de conexión a la red, tipo de conexión, la variación de la tensión y la frecuencia de los sistemas de alimentación. Estos se han convirtiendo en importantes casos de estudios que buscan identificar los disturbios relacionadas con estos pequeños productores y las influencias inherentes de su inserción en el funcionamiento de la red eléctrica. [2]-[3].

En los últimos años, México ha avanzado en la atracción de inversiones en energías renovables, logrando posicionarse como uno de los países con mayor crecimiento en esta área. Esto se debe a la disminución de los costos de las energías renovables y a las políticas estratégicas aplicadas [4]. Para el 2017 México tenía una capacidad instalada de energías renovables de 19,096 MW y una producción de 48,937 GWh en el 2016, con una inversión de 350 millones de dólares en el 2017. En el rubro de energía solar fotovoltaica para el 2017 México contaba con 570 MW de capacidad instalada, con una producción de 252 GWh en el 2016 [5].

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) ha sido una de las tecnologías de mayor aceptación en el mercado, debido a la rentabilidad que se tiene al invertir en ellas y a los grandes beneficios tanto ambientales como económicos. Además de ser un sistema rápido y sencillo de instalar, piezas móviles, tiene fuente primaria de energía ilimitada (radiación solar), posee bajo costo de mantenimiento, se pueden interconectar a la red del sistema eléctrico nacional y no produce ningún impacto ambiental en el proceso de generación de energía eléctrica. El objetivo de contar con un SFV-I, es generar energía eléctrica de acuerdo a la demanda, y en el momento en que exista un déficit entre la demanda de electricidad en el inmueble respecto a la generación fotovoltaica, esta diferencia sea cubierta por energía eléctrica de la red convencional. En el caso contrario, cuando se presente un consumo energético menor en el inmueble con respecto a la generación fotovoltaica, éste es inyectado a la red del sistema eléctrico.

A continuación, se describen de manera breve conceptos básicos relacionados sobre el tema de calidad de la energía y sus principales orígenes. Además de trabajos realizados al tema de calidad de la energía relacionados con los SFV-I y de sistemas de energía convencional.

## 1.2.- Conceptos básicos

### 1.2.1.- Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que de manera natural se regeneran, sin afectar a otros y su fuente principal es el sol, ya que la mayor parte de las energías ya sea de manera directa o indirectamente reciben del sol la energía y la procesan, las cuales pueden ser como la energía solar (térmica y fotovoltaica), biomasa (metano, hidrogeno, pellets, etc.), eólica, hidráulica (mareomotriz, presas, etc.),

### 1.2.2.- Energía solar fotovoltaica

Es la energía radiante procedente del Sol y que llega a la superficie de la Tierra (infrarrojo, luz visible y ultravioleta). El potencial energético de este tipo de energía es variable, en función de la hora del día, época del año y situación atmosférica: día-noche, estación del año (altura del sol sobre el horizonte), nubes, nieblas, smog, calimas, etc. [6].

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar [6].

Un SFV o una central es el conjunto de elementos necesarios para realizar el suministro de electricidad para satisfacer las necesidades de una instalación, a partir de la energía procedente del sol (M. Ibañez Plana, 2004). En otras palabras, es el conjunto de elementos que, de manera integral, captan, transforman, adecuan, almacenan y transportan la energía, aprovechada de manera directa la radiación solar a energía eléctrica, para su uso final en una carga. En la Figura 1.2 se observan cada elemento que integran un SFV, desde los módulos fotovoltaicos hacia las cajas concentradoras con sus respectivos string y protecciones, continua con la conexión del inversor central con sus protecciones tanto en CD como en CA, luego con su conexión al inversor y finalmente conectado a la red de distribución eléctrica.

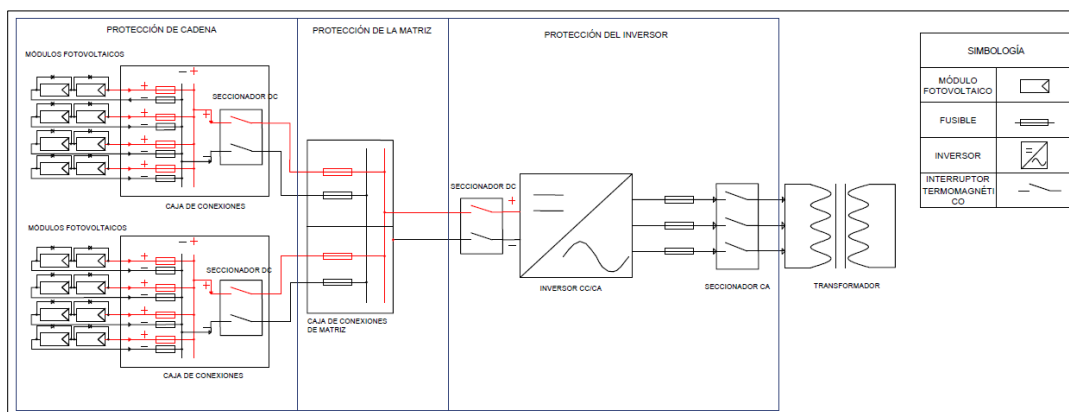


Figura 1. 2.- Diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico interconectado a la red



La medida de la energía eléctrica producida y consumida por el sistema fotovoltaico se hace imprescindible en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Para ello, se utiliza contadores de energía eléctrica (energía activa, es decir kWh), ya sea del tipo tradicional, electromecánicos, o del tipo electrónico.

Entre otros se encuentran elementos importantes para el proceso de interconexión de un sistema fotovoltaico, que a continuación se definen.

Punto de interconexión: Punto en donde se conviene la entrega de energía eléctrica de un Generador o Permisionario al Suministrador, en el cual se medirá la potencia entregada.

Punto de carga: Cada uno de los sitios en donde el Suministrador entrega la energía transportada a uno o más Centros de Consumo.

Punto de acometida (PA): punto de conexión entre las instalaciones de la empresa suministradora y las del usuario [7].

### 1.2.3.- Calidad de la energía

#### 1.2.3.1.- Tipos de cargas

El análisis de las cargas eléctricas es un aspecto importante en el estudio de la calidad de la energía, ya sea como cargas sensibles o como causantes de alguno de los diferentes fenómenos electromagnéticos. Por consiguiente, se habla de una carga como el elemento que transforma la energía eléctrica en un trabajo útil. De esta manera, los tipos de cargas se dividen en dos tipos según su comportamiento en la red: Lineales y no lineales [8].

Carga lineal: están compuestas por dispositivos resistivos, inductivos y/o capacitivos, que manejan una relación proporcional entre la tensión y la corriente, por lo tanto, al aplicar una tensión la forma de onda de la corriente será igualmente sinusoidal y se mantendrá un desfase de ángulo con respecto a la onda de tensión, así como observa en la Figura 1.3 donde se representa en un circuito eléctrico y su comportamiento al aplicar una energía a ello [8][9].

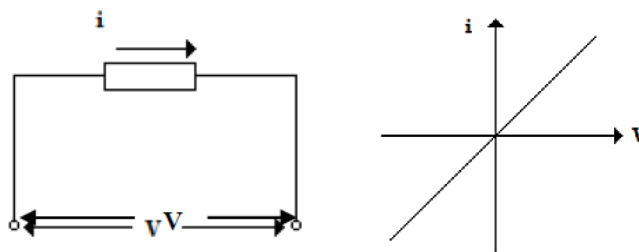


Figura 1. 3.- Esquema de una carga lineal de un circuito simple [9]

Carga no lineal: son aquellas cargas que presentan formas de onda de corriente y tensión distorsionadas con impulsos abruptos en lugar de una forma de onda sinusoidal, a todo equipo electrónico que esté constituido por dispositivos semiconductores como transistores y diodos (fuentes de alimentación conmutada, inversores, balastos, etc.) pues estos tienen la particularidad de generar formas de onda diferentes a las sinusoidales, es decir, resulta una forma de onda que además de generar la componente fundamental, produce corrientes múltiplos enteros de la fundamental, llamados armónicos. Este fenómeno se presenta

debido a la conmutación de los dispositivos con electrónica de potencia, como puentes rectificadores, tiristores, entre otros equipos, siendo las responsables del contenido armónico en las instalaciones eléctricas [8]. Un dispositivo no lineal es aquel en que la corriente no es proporcional al voltaje aplicado. La Figura 1.4 ilustra este concepto para el caso de un voltaje sinusoidal aplicado a un resistor simple no lineal el cual el voltaje y la corriente varían de acuerdo a la curva. Mientras el voltaje aplicado es perfectamente sinusoidal, la corriente resultante es distorsionada [10].

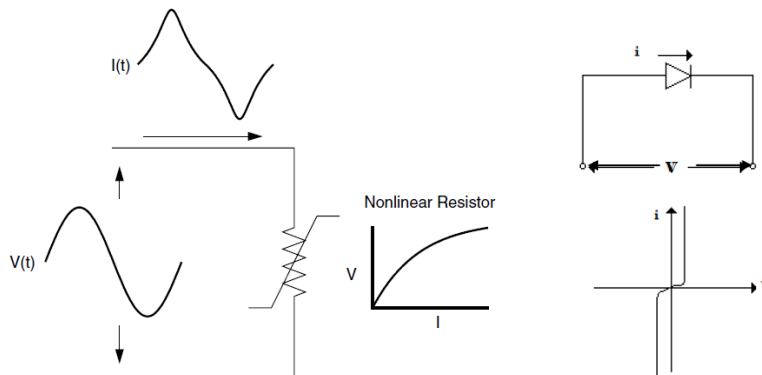


Figura 1. 4.- Distorsión de corriente causado por una resistencia no lineal [7]

Además, es de suma importante clasificar las cargas dependiendo la manera como aprovecha la energía eléctrica recibida.

Carga resistiva: son aquellas cargas que consumen toda la energía que se le entregue, convirtiéndose en energía calorífica o lumínica, por lo tanto, la corriente y voltaje están en fase como puede observarse en la Figura 1.5, donde se representa mediante una gráfica respecto al tiempo y en la otra donde ambas están con el mismo ángulo y diferente magnitud. Ejemplos de cargas resistivas pueden ser como las lámparas incandescentes, planchas, estufas eléctricas, etc.

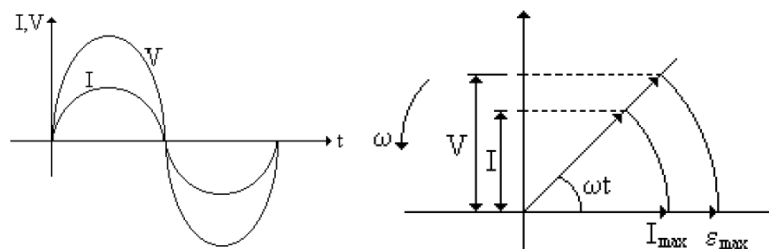


Figura 1. 5.- Forma de onda y diagrama fasorial de una carga resistiva [9]

Carga capacitiva: Son aquellas cargas en las que la potencia se toma en el primer medio ciclo de la fuente de CA y la convierte en campo magnético, que el siguiente medio ciclo regresa la potencia a la fuente, y se caracterizan porque la corriente está adelantado  $90^\circ$  respecto al voltaje. Como puede observarse en la Figura 1.6 a) se representa una carga capacitiva en un circuito y en b) una gráfica respecto al tiempo y como es su tendencia, así como el desfase que existe entre el voltaje y la corriente de  $90^\circ$ . Es importante mencionar que los diagramas fasorial se leen en sentido de las manecillas del reloj, partiendo del cuadrante I del plano

artesiano. Por lo que en este caso la corriente esta sobre el eje de las ordenadas y el voltaje en las absisas. Algunos ejemplos de este tipo de cargas, como; los bancos de capacitores, motores síncronos, etc.

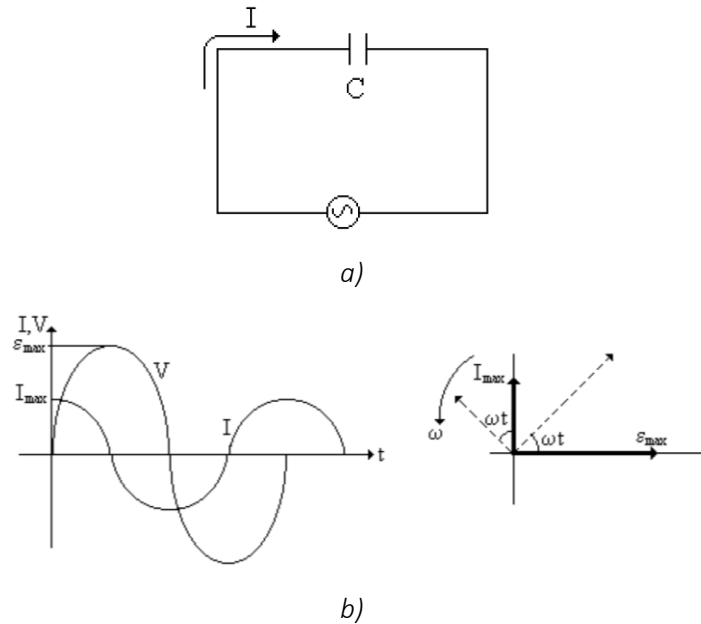


Figura 1. 6. - Circuito de una carga capacitiva a) y b) diagrama fasorial

Carga inductiva: Son aquellas cargas que necesitan a la energía suministrada para generar un campo magnético en el estator y esto hacer girar al rotor y así hacer funcionar un motor. En este caso la corriente está retrasado  $90^\circ$ , como se puede ver en la Figura 1.7 y 1.8. Donde en la Figura 1.7 se representa su símbolo de la carga en un circuito y en la Figura 1.8 su comportamiento entre el voltaje y la corriente, donde existe un desfase de  $90^\circ$  en el que el voltaje esta adelantada, ya que esta antes de la corriente, leyendo en el sentido de las manecillas del reloj.

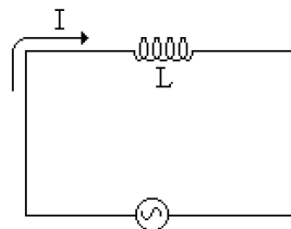


Figura 1. 7. - Circuito de una carga puramente inductiva

Por ejemplo, los equipos electromecánicos como los motores, balastos, transformadores, además de consumir potencia activa, requieren de potencia reactiva, que más adelante se describen cada concepto.

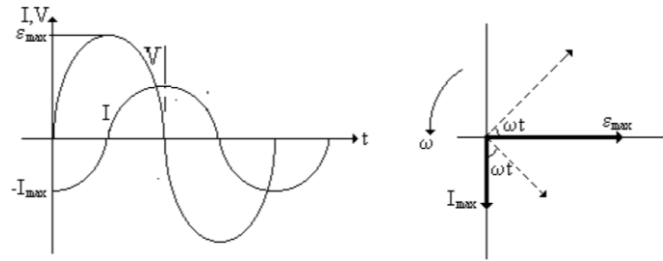


Figura 1. 8.- Forma de onda y diagrama fasorial de una carga inductiva [6]

La definición de la “calidad de la energía” es algo indeterminado. Pero se puede definir como una ausencia de problemas o disturbios eléctricos en la red eléctrica que permite el desempeño de equipos eléctricos y electrodomésticos. Es decir, que tan sano se encuentra la señal eléctrica que nos entrega la empresa eléctrica de distribución.

Algunos autores lo definen como lo siguiente; “un conjunto de límites eléctricos que permite que los equipos funcionen de manera previsual sin una pérdida significativa de rendimiento o esperanza de vida”. Esta definición abarca dos cosas que demandamos de un dispositivo eléctrico: rendimiento y esperanza de vida [11].

#### 1.2.3.2.- Armónicos

El armónico, es una componente senoidal de una onda periódica no senoidal llamada fundamental, que tiene una frecuencia correspondiente a un número múltiplo entero de la onda de frecuencia fundamental [7]. Distorsión; termino cualitativo que indica la desviación de una onda periódica de su característica de forma de onda ideal. La distorsión introducida en una onda puede crear una deformidad de forma de onda así como un cambio de fase [11]. Distorsión armónica: Es la característica de una onda eléctrica que es interpretada como una distorsión en la forma de una señal con respecto a una onda sinusoidal pura.

#### 1.2.3.3.- Factor de potencia

La mayoría de las cargas no lineales no solo generan armónicos, sino que causan un factor de potencia bajo. Se puede decir que es una medida de la eficiencia del consumo eléctrico a la hora de convertirlo en trabajo útil. Matemáticamente es, la relación de la potencia activa entre la potencia aparente total (potencia activa y potencia reactiva), su unidad de medida es (VA),  $PF = P/S$ .

La potencia P es referenciado comúnmente como la potencia promedio, real o verdadera. Los motores, transformadores y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso del efecto de un campo electromagnético, requieren potencia activa para efectuar un trabajo útil.

La potencia Q es un tipo de potencia que no realiza un trabajo real y generalmente se asocia con elementos reactivos (inductores y condensadores). La potencia reactiva es utilizada para la generación del campo magnético, almacenaje de campo eléctrico que, en sí, no produce ningún trabajo.

La potencia  $S$  es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo de la corriente que éste demanda. Es también la resultante de la suma de los vectores de la potencia activa y la potencia reactiva.

### 1.3.- Antecedentes

#### 1.3.1.- Estudios de parámetros eléctricos en red eléctrica convencional

En el año 2015, Daza Urrego et al, realizó un estudio experimental para obtener las variables eléctricas a partir de lo estipulado en la metodología señalada por la norma IEEE Std 1459-2010, que toma como referente para comparar valores para potencia  $Q$ , potencia  $S$  y PF. Se realizó la captura de datos de cada uno de los analizadores y los registros instantáneos del osciloscopio para cada una de las cargas industriales. En una empresa instaló un analizador de calidad de potencia PQA FLUKE 434/PWR durante 3 días con un periodo de barrido de 5 minutos. Y la otra durante un día con el analizador de calidad de potencia PQA HIOKI 3196 con un periodo de tiempo de barrido de 1 segundo. Las magnitudes obtenidas a partir de los registros instantáneos del osciloscopio fueron sometidos a métodos de integración numérica como; Riemman, Simpson y Trapecio y agregando a esto las formulas establecidas dadas en la norma para señales no sinusoidales con HD para el cálculo de potencias eléctricas y FP [12]. Los valores obtenidos por cada método de integración numérica no difieren en la mayoría de los casos y de los tres días medidos a partir de los valores instantáneos del osciloscopio, el día con mayor consumo energético (potencia aparente) es el día viernes que va de 1193 VA a 1214 VA y de potencia reactiva va de 790.59 VAR a 799.46 VAR y el PF el día martes con 0.7, jueves 0.74 y el viernes con 0.75. Así mismo, los valores registrados para las distintas variables eléctricas por el PQA FLUKE 434 no existe mucha diferencia respecto a las obtenidas con el método de integración para los tres días y los tres tipos de potencias y el PF solo varia un poco el día miércoles que va de 0.74 del osciloscopio y con el analizador es 0.77. Para la primera empresa los niveles de  $THD_V$  y  $THD_I$  son obtenidos mediante la ecuación del modelo matemático  $THD_F$  calculados a partir de los valores efectivos de corriente y voltaje obtenido mediante el método de integración numérica Simpson, por ser uno de los más óptimos para el ajuste de señales no sinusoidales, con 5%  $THD_V$  y 15%  $THD_I$  [12]. La segunda empresa se realizó las mediciones con el analizador obteniendo una potencia de 71,402 W, los datos obtenidos a partir del osciloscopio fueron sometidos a los 3 métodos de integración numérica donde los métodos de Simpson y Trapecios tiene mucha similitud en potencia activa y reactiva y en el factor de potencia con un valor de 0.79. La  $THD_V$  y de  $THD_I$  es de 2% y 6% respectivamente. Es importante recalcar que en esta empresa tiene una condición especial en donde la carga presenta un consumo constante en la mayoría de sus registros y con ello se observa que a nivel general las potencias tanto  $P$ ,  $Q$ ,  $S$  y PF no alcanzan registrar un erro superior a 5% [12].

Recientemente en el 2017, en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Dorian E. Segura Wilches et al, desarrollaron una metodología para el análisis y monitoreo de THD de las señales de tensión y corriente aplicados a usuarios industriales con una potencia instalada superior a 1MVA. Aplicaron una metodología para el análisis técnico de la distorsión armónica que la realizaron en una planta de tratamiento de aguas de Bavaria S. A, una industria de bebidas en Colombia. La planta utiliza principalmente motores de inducción para su producción, dependiendo de la aplicación requieren variadores de velocidad o arrancadores suaves que distorsionan las señales de tensión y corriente. La metodología consiste en 5 etapas; Inspección, Monitoreo, Análisis, Reporte y finalmente Recomendaciones. Como primer paso realizaron la inspección del lugar, el levantamiento de información mediante diagramas unifilares, cuadros de cargas, mediciones previas. La subestación principal es alimentada a través de una línea de alta tensión de 115 kV y una frecuencia de 60Hz. La subestación se encuentra instalados en paralelo tres transformadores, cada uno cuenta con una potencia de 6.25 MVA y una relación de transformación de 115/13.8 kV. También cuenta con 4 generadores diésel en paralelo con una potencia de 2.5 MVA conectados al barraje de generación siendo de utilidad en caso de que se requiera un mantenimiento preventivo o presente alguna falla. La planta de tratamiento de aguas cuenta con una capacidad instalada de 2 MW, distribuidos en 28 tableros que alimentan 170 motores [8]. En la etapa de inspección se tuvo acceso a mediciones realizadas previas con medidores ION 6200 instalados en los puntos de alimentación principales, que monitorean, voltaje, corriente, potencia P, S, Q, PF y THD cada 15 minutos. De los cuales se midieron en la subestación específicamente en la planta de tratamiento de aguas (SE2) durante cuatro semanas consecutivas teniendo un comportamiento similar con una potencia activa promedio de domingo a lunes de 300 kW, mientras los días restantes presentan una potencia de aproximadamente de 800 kW, de la cual esta subestación alimenta a planta 1 y 2 respectivamente. La planta 1 es alimentada por medio del transformador T3 con una relación de transformación de 13.8/0.48 kV, una potencia de 800 kVA y con una corriente de corto de 25 kA. La planta 2 es alimentada a través del transformador T18 con una capacidad de 1600 kVA, una relación de transformación de 13.8/0.48 kV y una corriente de corto circuito de 34 kA. Ambas plantas los centros de cargas trabajan con un voltaje nominal de 480 V, corriente de 1200 A y corriente de corto circuito de 25 kA. En los puntos de alimentación de la planta se identifica que la  $THD_v$  de la planta 1 se mantiene por debajo del 5% de martes a sábado y de domingo a lunes es superior al 5% y en la planta 2 sobrepasa los 5% y fue inferior al 3% de domingo a lunes. El voltaje nominal del sistema es de 254 V y los rangos permitidos están de 279.4 y 228.6, de los cuales todos los valores registrados se mantienen estables estando dentro del rango permisible. Respecto al desbalance de tensión de acuerdo a IEEE 1159 y NTC 5001 no debe de superar el 2% con un percentil de 99%, de los cuales se observa en el banco de capacitores de la planta 1 es de 0.44% y la planta 2 no sobrepaso el límite establecido evidenciando así un comportamiento estable, esto se debe a que el sistema eléctrico de la planta cuenta con grandes porcentajes de cargas trifásicas logrando mantener un sistema balanceado. Para el caso de la corriente

el desbalance de acuerdo al IEEE 1159 indica que los límites deben de estar entre 1-30% con un percentil de 99%, los cuales en la en la planta se obtuvo desbalance de corriente máximo de 9.26% y mínimo 0.77%. Respecto al factor de potencia se evidencio un bajo factor de potencia en el punto de alimentación de la planta 2, que oscila entre 0.8 y 0.85. Así como el transformador tuvo un factor de utilización aproximado del transformador del 21% por lo cual se deduce que el transformador se encuentra sobredimensionado [8].

Los armónicos en tensión en la planta 1 superaron los límites establecidos, en todos los circuitos se obtuvieron los armónicos de 5°, 7°, 11° y 13° orden que son característicos del uso de motores, arrancadores y variadores de velocidad, siendo los armónicos de orden 5° y 13° las de mayor distorsión que van de 19.19% y 12.31% respectivamente y en otros circuitos se obtuvieron armonios de orden 5° y 7° que sobrepasaron los límites con 6% y 3.5%. Para el caso de la planta 2, la distorsión individual que sobrepasaron los limites superior a 3% es la 5° armónica en todos los puntos de medición de la planta, con un promedio de 5.5%, también el armónico de 7° orden supera levemente el límite con 3.09% [8].

Las mediciones de los armónicos en corriente en la planta 1 supera los límites de la distorsión de demanda en tres circuitos con un promedio de 15.56%, 25.58% y 27.01%. De igual forma la planta 2 solo un circuito de 5 registro un porcentaje de distorsión de demanda promedio de 34.47%. En armónicos de corriente individuales de la planta 1 presentan niveles por encima de lo establecido en la norma como en un circuito en el 5°, 7°y 13° orden que superaron el 9% en cada uno, lo cual causa resonancia en el sistema. En la planta 2 presentan anomalías en la distorsión armónica individual de corriente de 5° orden con 23.68% y 20.10% respectivamente y en el del 7° orden de otro circuito fue de 9.06%. La distorsión de la 5° orden es debido a que se encuentra ubicado un motor de 48 kW que predomina sobre todas las cargas, y el de 5° orden es debido a que tiene 9 variadores de velocidad de 6 pulsos [8].

### 1.3.2.- Efectos de características eléctricas de la integración de energía fotovoltaica en redes de distribución de electricidad

Un análisis de los efectos de un alto nivel de conexión a red de sfv en el medio de voltaje en redes de distribución, la realizaron Jukka V. Paatero *et al.* El énfasis se pone en fenómenos estáticos, incluyendo variación de voltaje, perdidas de red y beneficios de la red. Una herramienta de modelado multipropósito es usada para el análisis PV en Lisboa y climas de Helsinki. Se realizó un modelado en DESIGEN, donde se demostró que los altos niveles de penetración de generación FV puede causar problemas en voltajes en las redes de distribución, pero además depende en el tipo de red.

La generación de energía se ve afectada por la disponibilidad de radiación solar del lugar, en estos casos Lisboa es un lugar estable en cuestiones del clima y la generación de energía eléctrica es bastante seguro todos los días medidos, en cambio Helsinki es un lugar en el que

el clima causa considerablemente fluctuaciones en la salida del SFV. La mejor orientación de producción de energía en SFV'S es en dirección hacia el sur geográfico, el cual un 10% suave en Lisboa y 30% en Helsinki. En consecuencia, el exceso de voltage es reducido a un 25% en Lisboa y 46% en Helsinki. El rendimiento solar de los paneles en el caso de este a oeste daría un rendimiento total del 16% más bajo en Lisboa y 23% en Helsinki.

Los efectos de sombreado de acuerdo a estudios previos indican que las pérdidas de sombreado reducen en promedio en la salida del SFV por 4-7%, en practica es imposible determinar con exactitud la influencia del sombreado en la salida del sfv para ello necesitas conocer la topología exacta de los edificios y el plano de la ciudad. Estos efectos son más peores durante bajo Angulo zenital, con 10° zenital la generación se pierde.

Los diferentes niveles de penetración de SFV causan efectos no lineales en la red. El nivel más bajo de penetración del 5% son sistemas PV de 1 kWp (=50Wp/hh) causan en todo caso efectos positivos a la red, en pequeñas redes toda la energía generado se consume en el lugar de generación y únicamente la red experimenta una reducción del nivel de consumo en el momento. En segundo nivel de penetración del 50%(=0.5kWp/hh) causa un flujo menor de corriente a la red haciendo un aumento modesto de voltaje en la misma red. El tercer caso o 100% (1 kWp/hh) perceptible aumento de voltaje en todo tipo de red. Las pérdidas de red sin PV serían 0.65-0.83% del total de las cargas en Helsinki y 0.67-0.94% en Lisboa. Agregando los SFV a 1 kW p/hh reduce las perdidas eléctricas, pero a un nivel de 2 kWp/hh incrementa las perdidas en todos los casos. Las pérdidas deben estar de 1.5% a 1.9% en Helsinki y 1.6% a 2.2% en Lisboa. Con niveles bajos de 0.5 kWp/hh, las perdidas decrecen un 20% [1].

En otros trabajos realizados por Gianfranco Chicco *et al*, caracterizaron la distorsión de la forma de onda ocurridas bajo diferentes condiciones de operación en campos de medición y evaluaciones en laboratorio. La evaluación se llevó acabo al considerar el punto de vista basado en el sistema, en la base de las mediciones se reunieron en la interface entre la planta FV y la red o el punto de suministro en el laboratorio. Los resultados obtenidos del análisis de la distorsión armónica en corriente y voltaje fueron comparados al estándar de calidad de la energía vigente, indicando que en casos reales la distorsión armónica en corriente puede estar significativamente más altas que en condiciones normales de prueba. Los resultados experimentales en las configuraciones de plantas con múltiples inversores PV muestran que los armónicos de bajo orden se suman casi aritméticamente, considerando los armónicos de alto orden y los interarmónicos se resumen de una manera casi euclidiana.

Los resultados obtenidos en este trabajo la potencia de generación y la distorsión armónica en corriente son inversamente proporcional, en cuanto más alto es el nivel de generación de energía eléctrica la distorsión armónica total en corriente es relativamente bajo. El estudio se realizó con un inversor de 5 kW sin acoplar el transformador, la THD permanece por debajo del 10% cuando la carga del inversor excede aproximadamente entre 18% y 20% de la potencia nominal. El armónico individual de corriente muestra un comportamiento similar,



específicamente para armónicos de bajo orden. En cuanto el sistema inicia 6:30 am la producción de energía la THD en I se dispara hasta un 36% y disminuye cuando la potencia de generación está un poco por arriba de 2 kW entre 8:30 a 9:00 am, después de las 3:30 pm el sistema empieza a decaer la potencia de generación y de igual manera la THD i% inicia a incrementar de manera progresiva hasta alcanzar una distorsión de aproximadamente de 42% [13].

Wilson Negro Macedo y Roberto Zilles, muestra la relación entre la energía generada de un SFV conectado a red de 11.07 kWp y las particularidades de esta operación en paralelo con la red de distribución convencional eléctrica. Considerando los resultados experimentales como punto de inicio estos están verificados que la contribución al consumo anual de edificios es de aproximadamente 55% de la carga total. Los resultados experimentales mostrados como este tipo de dispositivos influyen en parámetros de calidad de energía de los edificios: THD, FP y voltaje rms. El factor de potencia del edificio puede estar alterado significativamente dependiente en la capacidad de producción del sistema y en el perfil de cargas del edificio. Sin embargo, si un gran número de SFV están conectados a la red de distribución, el flujo de potencia es inverso viniendo de esos sistemas pueden causar un incremento en el voltaje de suministro y en ocasiones cruzan el umbral superior permitido.

El proyecto fue realizado en el Instituto de Electrónica y Energía de la Universidad Federal de Para, Brasil, consiste en 8 generadores PV orientados al norte con un ángulo de inclinación de 23° en la fachada de un edificio. Cada sistema está vinculada a un inversor de 1kW modelo SB1 100E, sumando un total de 11.07 kW de potencia instalada. La elección de un inversor de 1 kW es con el objetivo de estudiar las diferentes relaciones entre el inversor y la potencia de generación.

En el análisis de la interacción entre la generación FV y el promedio de cargas del edificio tanto como el resultado del flujo de potencia en adición a la energía total consumida y generada con diferentes perfiles de producción y consumo, se puede observar que es notorio la contribución del SFV a la reducción en el consumo de electricidad del edificio. Es bastante interesante observar en este aspecto como los valores máximos de demanda del usuario coincide con los valores máximos de producción, pero no sucede en varios casos menos en sector residencial. Además, se observa que únicamente en días no laborales (fin de semana o vacaciones) hay flujos de energía desde el edificio a la red eléctrica cuando la generación es mayor que el consumo del edificio. El consumo energético en promedio diario del edificio casi alcanza picos cercanos a 100 kWh, mientras que los picos de la generación diaria del SFV durante los meses de monitoreo no superaron los 50 kWh. ¿Cuál es la contribución del SFV al consumo promedio de los edificios? Utilizando las mediciones mensuales de producción de electricidad obtenidas durante los años 2004 y 2005 es de 23,714 kWh y considerando el consumo promedio mensual de electricidad del edificio es de 1,800 kWh, teniendo así una contribución de la generación solar al edificio en el consumo mensual fue superior al 40% y una contribución promedio anual de alrededor del 55%. El rendimiento general del sistema

con respecto a la producción de energía, recurso solar y el efecto general de las pérdidas del sistema, que varían de 67.4% a 75.5% y un promedio anual de los dos años de 71%. La influencia de los parámetros meteorológicos como la cantidad de radiación solar que llega al plano del generador FV, la temperatura y la nubosidad que influye significativamente se ven reflejados en la generación de energía fotovoltaica.

Las evaluaciones de características relacionadas con la calidad de la energía suministrada por el SFV y sus influencias en el punto de conexión son las siguientes: los inversores se conectaron en diferentes niveles de potencia nominal, el Inversor 1= 978 W<sub>p</sub>; Inversor 2= 1,802 W<sub>p</sub>. Se puede observar para el inversor 1 momentos de crecimientos significativos que coinciden con la reducción de la potencia entregada por el inversor por la tarde, también se puede observar que durante casi todo el tiempo de operación del inversor 3, el mismo parámetro permanece por debajo del 5% con respecto al componente fundamental, alcanzando niveles por encima del 15% cuando la potencia entregada es inferior a 100W. Es importante mencionar que se obtuvo buena calidad de la red eléctrica siempre que la THD en Voltaje está por debajo del 3% que normalmente debe ser inferior al 5%. Con respecto a la THD en corriente, la calidad está relacionada con la potencia de trabajo del inversor y basándonos en la norma IEEE 929, el inversor debe de suministrar a la red eléctrica una corriente con menos del 5% de THD I cuando funciona a potencia nominal. Lo que se pudo observar en éstas mediciones es que siempre que la potencia del inversor sea superior a 600W se mantiene por abajo del 5% establecido, sin embargo, cuando este tipo de inversor funciona como en este caso con SFV pequeños o en días nublados, suministra corrientes con THD I mucho mayor que el 5%. Con estos datos se puede observar que las mediciones están dentro de las especificaciones del fabricante del inversor donde se garantiza un THD I inferior a 4% porque la red suministra un voltaje con un THD V inferior al 2%. Por lo tanto, se pueden observar una THD I superior al 4% al comienzo de la mañana y al final de la tarde, cuando el nivel de radiación solar es bajo.

El factor de potencia total involucra todos los componentes de la potencia en un sistema de distribución (desplazamiento y armónico), definidos por la relación de la potencia activa total y la potencia aparente. Debido a que el componente armónico puede variar dramáticamente durante el funcionamiento con condiciones cambiantes como la variación de la carga y la conmutación, el factor de potencia total es el más indicado para las especificaciones. El factor de potencia es importante para una descripción de la calidad de la producción de energía por un SFV. De acuerdo a la norma IEEE 929, el dispositivo de acondicionamiento de energía (inversor), debe operar con un factor de potencia superior a 0.85 cuando su salida exceda el 10% de la potencia nominal. Se puede observar el PF resultante en la entrada del centro de carga del edificio PFE puede alcanzar valores bajos cuando el SFV inicia su generación y la carga alcanza valores muy cercanos a cero para valores altos de potencia fotovoltaica. Dependiendo del perfil de carga y del nivel de producción de energía solar fotovoltaica, el SFV tiene una influencia mayor o menor en el factor de potencia del edificio. Esto se debe al hecho de que a medida que el SFV funciona con valores de potencia más altos, la mayoría o

casi toda la potencia activa demandada por el edificio es suministrada por el SFV, lo que reduce la demanda de energía activa de la electricidad. rejiilla, mientras que la potencia reactiva permanece igual que antes. En esta condición, el factor de potencia del edificio, tal como lo ve la red eléctrica se reduce.

La variación del voltaje, es otro tema importante a considerar lo cual se pudo obtener con la compensación producida por el SFV, el voltaje en el PAC alcanza 234 V, que es un 6.4% por encima de la potencia nominal (220 V rms) debido a que fueron días no laborales la carga del edificio fue casi siempre menor que la producción del SFV por lo tanto existe una compensación de voltaje y hace que el voltaje del SFV alcance valores superiores. En cambio, cuando el edificio tuvo mayor consumo en las cargas el voltaje no superó los 229 V, es decir, fue un 4.1% por encima del voltaje nominal (220 V) en su valor más alto y dentro de los límites [2].

K. Fekete *et al* reportaron el impacto del primer SFV residencial de 10 kW conectado a un voltaje bajo en la red de distribución en Croacia. El impacto de dicha planta fue medido en dos periodos: invierno y verano. Al mismo tiempo realizaron simulación de peores escenarios de crecimiento de la planta fotovoltaica residencial. En el primer escenario se asume que un tercio de los hogares son conectados a la red local en donde se instalara una planta de 10 kW. El segundo escenario se asume que todos los hogares se instalara una planta de 10 kW PV.

Se pudo observar la relación entre la radiación solar y la generación FV que en invierno los días son más cortos pero la generación de energía es bastante estable en un promedio de 0.6 P/Pm. En verano los días son más largos pero la variación de la generación de energía durante un día varia bastante de un día para otro con un promedio de generación de 0.4 P/Pm. Los perfiles de armónicos de corriente se ven muy pronunciadas al principio del día cuando el sfv genera poca energía de 7-12 pm y cuando la potencia de generación se incrementa de 12pm-4:00pm el THD i disminuye hasta un 10%, podemos observar que en invierno se ve muy afectado por la distorsión armónica ya que los días son cortos y hay poca radiación ya sea por el efecto de sombra por lo tanto poca generación. La emisión de armónicos de corriente un SFV es fuertemente dependiente de la potencia FV de salida. El perfil de armónicos en voltaje no se ve afectado la red, aunque exista variación de generación solar, la relación de armónicos de voltaje y la generación FV. Esto es obvio que la  $THD_i$  está fuertemente dependiente de las condiciones de generación mientras que la  $THD_v$  no [14].

Un estudio relacionado con los armónicos que principalmente genera en un inversor ya que es el punto en el que se convierte la corriente directa a corriente alterna, según lo reportado por J. Aristizabal et al, donde crearon un instrumento virtual (VI) que les permitió calcular los principales parámetros de calidad de energía mediante una tarjeta 6024E fabricada por la National Instruments. El análisis lo realizo por un día y no se registraron flicker, la mayor frecuencia fue de 60.001 Hz y la menor de 59.998 Hz, el menor factor de potencia registrado fue de 0.925 y el mayor THD de tensión registro 4.16% [15].

Otros trabajos realizados presentan el análisis de calidad de energía en un alimentador de la red urbana en la ciudad de Florianópolis, Brasil, con la integración de SFV con una capacidad de 12KW interconectada a la red, lo cual se basa en mediciones reales de THD. Al mismo tiempo, simulaciones de flujo de potencia de un sistema fv hipotético de 4.2 MWp distribuido en la misma área, utilizando el software ANAREDE por Jair Urbanetz. Los flujos de potencia le permitieron evaluar el nivel de voltaje, la dirección de flujo de potencia y la carga de las líneas de distribución. Las mediciones se realizaron con un alcance digital TEKTRONIX modelo TPS2012 y el software de análisis de medición de potencia TPS2PWR1. El periodo de las mediciones fue de 10AM a 2PM, con niveles de irradiancia superiores a  $700\text{W}/\text{m}^2$  [16].

Los resultados obtenidos por Jair Urbanetz fueron beneficiosas en varios aspectos: mejor perfil de voltaje, reducción de pérdida de potencia y mejora en la distorsión armónica total de tensión ( $\text{THD}_V$ ).

El sistema fotovoltaico con una generación del 90% de su potencia nominal, se obtuvo bajo contenido de armónicos en voltaje  $\text{THD}_V$  y en corriente  $\text{THD}_I$ . Se puede observar un aumento en la  $\text{THD}_V$  cuando el sistema fotovoltaico se desconecta de la red de suministro eléctrico. Comparando ambas mediciones del sistema fotovoltaico se obtiene mejor nivel de armónicos cuando el sistema se interconecta a la red. Otro aspecto importante que destacar son las fluctuaciones de voltaje registradas en la interfaz de la red pública, donde se obtuvo voltaje de 218V sin el SFV a 222V con el SFV.

La simulación de flujo de potencia para un SFV-I hipotético de 4.2 MWp se realizó considerando el mismo alimentador (línea de distribución) donde esta interconectado el SFV de 12KW. Y estas se dividieron en 4 escenarios, los escenarios A y B corresponden a la situación con carga de red máxima sin y con interconexión de los SFV respectivamente, y los escenarios C y D, con carga de red mínima, con y sin interconexión de los SFV. Este estudio demostró que el comportamiento del perfil de voltaje en condiciones reales de carga de red (escenario A y D), sin la interconexión de los SFV presentó valores dentro del límite óptimo establecido y el flujo de potencia sale de la subestación en dirección al consumidor final. Para el escenario B, con la interconexión de los SFV como generación distribuida, se registraron niveles más altos, caracterizando una mejora en el perfil de voltaje, así como sucede en el escenario C, por lo tanto, la introducción de SFV-I a red como generación distribuida tendera a alterar las características pasivas del sistema de distribución eléctrica. El flujo de potencia en el punto de interconexión del escenario A presento un flujo invertido, es decir que fue consumida por las cargas dentro del sistema y el excedente por otras cercas del sistema. En cambio, el escenario C, se produjo un flujo inverso de corriente en las áreas adyacentes al punto de interconexión FV, en dirección a la subestación[16].

Dan a conocer directrices para la medición y evaluación de características de calidad de la energía para sistemas fotovoltaicos en el sitio o campo. Una descripción es dada por los índices y objetivos. Tales índices y objetivos ayudan al operador de redes de distribución o reportes en toma de decisiones de PQ. Las mediciones de campo tomados en una operación

actual de planta de energía PV fueron caracterizados en términos de índices de PQ y comparado a los objetivos para esta planta de energía PV. Plantean una metodología efectiva para la medición y evaluación de disturbios causados por SFV. Esta incluye tres elementos claves que es el enfoque principal de este trabajo: i) índices para la caracterización de calidad de la energía para sfv, ii) el procedimiento para medición de PQ en SFV, iii) el procedimiento para evaluar el cumplimiento con requerimiento de PQ para SFV.

La planta de energía FV es conectada en medio de un alimentador con una capacidad instalada de 800 kW, 16 inversores trifásicos de 50 kW y un transformador de 1000 kVA, donde la potencia de corto circuito es de 40 MVA. La capacidad total suministrada al sistema es de 20 MVA. Este alimentador es conectado a una subestación de 132/20 KV con una potencia de corto circuito de 250 MVA.

Las mediciones de armónicos corto tiempo se realizaron en 2 intervalos de potencia activa (0-10% y 90-100%). En un intervalo bajo de potencia activa los objetivos de la armónica de corriente son superados por un porcentaje de hasta de 760% (9th armónico). Los armónicos dominantes son la 3rd, 5th, 7th y orden de 11th. El objetivo THD<sub>i</sub> excede por 114%. Para intervalos altos de potencia activa (90-100%) todos los objetivos de armónica en corriente son cumplidos. El índice de THD es 40.12% para intervalos de 0-10% y 5.18% para 90-100%. Evidentemente la distorsión de potencia incrementaba en el PAC como la potencia de salida decrecía. El promedio de amplitudes de armónico de corriente en el alto intervalo de salida de potencia PV fueron más bajas que en el intervalo bajo de salida de potencia. La planta no tiene problemas de flicker, los índices obtenidos fueron Pst,99w=0.2918, Pst,95w= 0.2063, Plt,95w= 0.20508 son mucho más bajo que los índices objetivos que son (0.9472,0.6315, y 0.5052). El desbalance de corriente se reduce conforme aumenta la potencia activa, y los índices de desbalance de la componente fundamental es de 21.83% para intervalos de 0-10% de potencia de salida y 12.57% para 90-100%. La variación de voltaje no existe ningún problema, los índices son las siguientes Urms,1-min,05w=-0.83%, Urms,1-min,95w=+3.72% donde el objetivo en España es de -7% y +7% [17].

Enslin y Heskes [5] llevaron a cabo una investigación de los problemas asociados con la inserción de múltiples inversores en una sola red de distribución, con el fin de observar la influencia de los armónicos en la red donde se conectaron estos inversores. Los resultados mostraron que la resonancia en paralelo y en serie entre la red y los inversores fueron responsables de los altos valores de distorsión armónica de tensión y corriente total [5].

Otro estudio realizado para conocer el impacto que un inversor comercial puede generar a las cargas, fueron hechas por F. Chan-Puc et al, en la Universidad de Quintana Roo. Analizaron los resultados obtenidos de mediciones experimentales con inversores comerciales y cargas eléctricas típicas, para la verificación del impacto de la calidad de la energía en la eficiencia de las diferentes cargas. Realizaron mediciones de la forma de onda, voltajes, corrientes, intensidad luminosa e imagen de calor en sistemas de iluminación residencial. Emplearon dos tipos de cargas (lámparas) para hacer las mediciones con 10 focos

incandescentes de 100 W c/u y 8 lámparas fluorescentes tipo T-12 conectando dos lámparas por balastro de 79 W, conectados todos en paralelo de cada tipo. Los focos incandescentes consideradas como cargas lineales ya que toda la energía que llega lo recibe sin modificación y fingen como resistencia, las cargas resistivas están en fase la corriente y el voltaje. Las lámparas fluorescentes se consideran como cargas no lineales debido al uso de balastos, los balastos son equipos que sirven para mantener estable y limitar la intensidad de la corriente para lámparas, estos equipos están constituido por una bobina que trabaja por inductancia reactiva y por lo tanto una carga reactiva desfasa  $90^\circ$  la corriente y voltaje. El suministro de energía fue de dos tipos, con un autotransformador tipo VARIAC ajustable de 0-120 V y el otro con un inversor comercial Steren de 1 kW conectado a baterías marca Champion. La primera prueba que realizaron fue conectar los dos circuitos en el VARIAC con 120 VCA suministrada por la Comisión Federal de Electricidad y de éstas obtuvieron para las cargas incandescentes 120 VCA, 8 A y 709 lúmenes, la forma de onda obtenida con estas cargas fueron de alta calidad, ya que la corriente y voltaje están en fase y forma senoidal. Para las cargas fluorescentes obtuvieron 583 lúmenes, 120 V y 2.7 A de las cuales se observaron que la corriente presenta una distorsión armónica total (THD) de 34.1% y los más resaltados son la 3° y 4° armónica, mientras el voltaje mantiene su forma senoidal, la distorsión en la corriente es debido a que la carga es reactiva ya que el balastro presenta un comportamiento no lineal R-L. La segunda prueba los dos circuitos fueron conectados al inversor comercial donde se obtuvieron para las cargas incandescentes 355 lúmenes, 102 V y 7.3 A de las cuales se observaron que tanto la corriente y voltaje tuvieron formas de ondas cuadradas, la THD en voltaje fue de 31.7% y las más intensas son la 3° y 4° armónico, para la corriente fue de 37% ambos casos la principal causa de la distorsión es debido a que la fuente genera una tensión de forma cuadrada. Para las cargas fluorescentes se obtuvo 468 lúmenes, 104 V y 3.7 A en éste caso se observa mayor distorsión armónico total en la forma de onda de corriente de 88.8%, el voltaje mantiene una forma de onda cuadrada, la distorsión de la forma de onda del voltaje es de 38.4% se debe a la naturaleza de la fuente y a la distorsión de forma que sufre el voltaje durante los picos de corriente demandada por la carga y la distorsión de la forma de onda de corriente se debe a la naturaleza de la carga (carga no lineal) [18].

Sebastijan Seme *et al* [19] consideraron varios sistemas fotovoltaicos interconectado (SFV-I) a redes de distribución urbano para su análisis de calidad de la energía en la Ciudad de Maribor, Slovenia (MB 45°33' N, 15°38' E, 278 msnm). Fue evaluada por 4 sistemas FV conectados a 2 transformadores estáticos (TS1 y TS2) conectadas de la siguiente manera; PV4-TS1 y los sistemas PV1, PV2 y PV3 – TS2. Cada uno con una capacidad instalada distinta, el sistema fotovoltaico 1(PV1) con una capacidad de 228KW, PV2-45 KW, PV3-45KW y PV4-49KW. Todos instalados con módulos fotovoltaicos policristalinos de Silicio (p-Si). Las mediciones se realizaron en un periodo de una semana (7 días) como lo establece en el estándar EN 50160. El estudio demuestra que mientras los sistemas operan por debajo de su capacidad éstas se ven afectadas por la distorsión armónica total (THD%) en voltaje y

corriente, estas debido a la intermitencia de la radiación solar. La distorsión armónica en corriente ( $THD_i$  %) principalmente se ve más afectada, es muy pronunciada el cambio en relación de  $THD_v$  % y la potencia de generación, cuanto la potencia de generación del sistema fotovoltaico (SFV) es mayor menos será la distorsión armónica, así como se muestra en la Figura 1.4. En cambio, la distorsión armónica en voltaje ( $THD_v$  %) varía de 1-2% y se mantiene constante en relación a su potencia de generación. El factor de potencia (PF) de igual manera en cuanto mayor sea la generación fotovoltaica el factor de potencia siempre es 1 y mientras menos, el factor de potencia es  $\leq 0.5$ . Podemos observar que el sistema PV1 de 228 kW cuando está en su mínima generación su factor de potencia está por arriba de 0.5 por lo tanto se concluye que entre mayor sea el sistema menor será su factor de potencia. Para estimar el potencial de energía, Sebastijan realizó mediante airborne LiDAR (Light Detection And Ranging) escáner, con ello comparo las mediciones realizadas de la potencia generada por el sistema fotovoltaico y las evaluaciones simuladas con el LiDAR [19].

Tiago R. Ricciardi *et al* realizaron mediciones basados en análisis en PQ para redes de distribución con alta penetración de SFV-I. Los resultados muestran que los problemas de PQ más significativos encontrados relacionados con la penetración masiva FV son, en orden, aumento de la magnitud de voltaje, distorsión armónica de corriente, desbalance de voltaje y distorsión armónica de voltaje. Estas mediciones se realizaron durante el “Proyecto de Techo Solar” en la Ciudad de Campinas, SP, Brasil. Estos sistemas fueron instalados en 68 redes de baja tensión de 2 alimentadores de media tensión, donde el primer caso es suministrado al área urbana donde el 90% es residencial y el segundo donde el 9% área comercial. Los sistemas FV sobre techo hacen un total de 231 que van de 2 kW a 50 kW, de hogares pequeños a clientes medios comercial respectivamente. La capacidad instalada de generación FV es de 885 kW, donde 310 kW en el alimentador 1 y 575 en el alimentador 2. El medidor fue instalado en el transformador del lado secundario mientras que del lado de los usuarios fueron instalados en el cable de servicio. Los valores de las mediciones fueron registrados en intervalos de 10 segundos [20].

D. Chathurangi *et al* presentan un análisis de aspectos de calidad de energía de una red de distribución urbana de baja tensión (LV) con alto niveles de penetración de energía solar PV en Sri Lanka. Este estudio incluye un análisis de flujo de carga trifásico realizando un modelado de la red seleccionada en la plataforma de simulación Digsilent PowerFactory utilizando datos de carga de 15 minutos. Discuten los efectos sobre los flujos de energía neta y los voltajes de la red de baja tensión, que se han verificado utilizando mediciones de campo. Los factores que influyen en la capacidad de alojamiento de energía solar FV se investigan mediante el análisis de los impactos técnicos a diferentes niveles de penetración de energía FV. El esquema de distribución consiste en 3 alimentadores de 400 V y suministrando a un total de 336 usuarios, incluyendo 253 usuarios monofásicos y 83 usuarios trifásicos. El 90% de las cargas es compartida por 315 usuarios residenciales y el restante están bajo la categoría de tarifa comercial, estas enfocados en 5 escenarios de diferentes niveles de penetración solar FV. En el escenario 1, la red es simulada sin la instalación FV (0% de

penetración), en la misma red es simulado el escenario 2 (40% de penetración) con 24 usuarios FV con una capacidad acumulada de 102 kWp, en el escenario 3, 4 y 5 incrementando el nivel de penetración del 50%, 60% y 75% del transformador respectivamente [21].

A. Elkholy realizó un estudio experimental de observación de un SFV de 8 kW conectado a la red instalado en el Instituto de Investigación de Electrónica en Giza, Egipto. Este estudio incluye sobre la calidad de la energía eléctrica generada y la inyectada a la red. Los parámetros de PQ fueron medidos a la entrada y salida del inversor usando un analizador de PQ CA8335, estos parámetros fueron como; corriente (A), voltaje (V), potencia (W) en CD y a la salida del inversor como; voltaje (V) y corriente (A), la energía (kWh), potencia activa (W), reactiva (Var), factor de potencia y las THD en voltaje y corriente. Mientras que los datos meteorológicos fueron obtenidos mediante el sensor PT1000 monitoreando la irradiancia (W/m<sup>2</sup>), radiación solar (kWh/m<sup>2</sup>), temperatura ambiente, temperatura del módulo y la velocidad del viento y éste sensor es conectado al Solar-Log mediante la comunicación RS485. La propuesta de este trabajo es presentar y evaluar los parámetros de PQ obtenidos del SFV y una evaluación comprendiendo el desempeño del sistema por un periodo de una semana [22].

S. Bouchakour *et al* presentan y discuten la relación del voltaje en la red de distribución de baja tensión en Argelia y la influencia de la generación FV. Estas características de disponibilidad intermitente tendrán un impacto local en la calidad eléctrica. Por lo tanto, el análisis estadístico de las características de voltaje se muestra para evaluar la red en el Punto de Acoplamiento Común (PCC) de acuerdo a los estándares EN 50160 y IEC 61000-2-2. Para el monitoreo en el PAC se utilizó un analizador de perturbaciones y calidad de energía trifásica avanzado UNIPOWER UP-2210, el cual se configuro para el monitoreo continuo de los siguientes parámetros: voltaje en trifásico, frecuencia, desbalance, severidad de flicker, la distorsión armónica total e individual. El sistema FV conectado a la red incluye 90 módulos que cubren un área total de 76 m<sup>3</sup> con una capacidad instalada de 9.45 kWp. Diseñado en tres conjuntos FV iguales, de 30 módulos para una potencia de alrededor de 3.18 kWp, cada uno se conectaron por 15 módulos en serie y 2 en paralelo. Se utilizaron tres inversores monofásicos de 3 kW de potencia nominal para conectarse en cada fase de la red de baja tensión [23].

*Los métodos utilizados para realizar las mediciones eléctricas y simulación en los SFV-I en el punto de interconexión, permiten conocer el efecto que estos sistemas presentan dependiendo de la capacidad instalada y condiciones de la red de distribución de la zona. Con el uso del airborne LiDAR, se puede localizar de manera precisa la zona de mayor potencial de radiación y así asegurarse que el SFV a instalar aproveche ese recurso. La simulación de flujo de potencia ayuda a conocer como se comportaría un SFV-I de alta penetración, ya que en la actualidad no se cuenta con centrales FV de esa capacidad, y al mismo tiempo descartar ciertos impedimentos que pueden obstaculizar el desarrollo de proyectos de esa magnitud.*



*La calidad de la energía eléctrica depende principalmente de las características de la fuente, así como de las características de la carga. La contaminación armónica está directamente relacionada con la calidad de la energía eléctrica, como se ha estudiado en el caso de cargas no lineales, la THD se eleva de manera excesiva con las cargas no lineales. Los efectos nocivos de la distorsión armónica total (THD) sobre las cargas o sobre la misma fuente se incrementa al aumentar el contenido armónico, uno de esos efectos es el sobrecalentamiento en los diversos elementos del sistema. Un valor elevado de THD, genera armónicos que contaminan la red de alimentación produciendo efectos no deseados en los diversos elementos conectados a la misma.*

*Del estudio de antecedentes se concluye que la calidad de la energía de las redes eléctricas es afectada por el incremento de los sistemas fotovoltaicos interconectados, actualmente se realiza un esfuerzo para determinar cuáles serán las afectaciones en la calidad de la energía de estos sistemas en las redes eléctricas al aumentar significativamente su penetración. Los sistemas fotovoltaicos interconectados en redes de baja tensión afectan directamente la calidad de la energía de estos consumidores.*

#### 1.4.- Problemática

Los sistemas fotovoltaicos interconectados inducen disturbios a la red eléctrica, se debe a su condición para transformar la energía generada por los módulos fotovoltaicos en CD a CA para su acople a la red en la que utiliza electrónica de potencia, además que dependen directamente de las condiciones atmosféricas que fluctúan como la irradiancia y efectos de sombra por el paso de nubes. Debido al rápido crecimiento de los Sistemas Fotovoltaicos Interconectadas a la red de distribución en baja tensión como generación distribuida, han presentado nuevos cambios e incertidumbres de su comportamiento en las redes nacionales ya que la estabilidad del sistema puede verse influenciada por la alta penetración de los SFV-I. Sin embargo, se desconoce a cabalidad los efectos que pudiesen presentar debido a las fluctuaciones de generación eléctrica debido a la intermitencia de la radiación solar y los efectos de la nubosidad.

Existe incertidumbre sobre la influencia que tendrán en la distribución y la calidad de la energía de la red el incremento sustancial de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red de distribución de energía eléctrica de baja tensión.

#### 1.5.- Objetivos

##### 1.5.1.- General

Analizar el comportamiento eléctrico de centrales fotovoltaicas interconectados a la red eléctrica de baja tensión.

## 1.5.2.- Específicos

### 1.5.2.1.- Objetivo Especifico 1

Analizar los fenómenos eléctricos que suceden a la interacción de los sistemas fotovoltaicos al interconectarse con la red de distribución, en instalaciones sin y con la conexión de la central fotovoltaica.

### 1.5.2.2.- Objetivo Especifico 2

Analizar el comportamiento eléctrico de los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a red de distribución en diferentes niveles de penetración.

### 1.5.2.3.- Objetivo Especifico 3

Comparar los resultados de las mediciones con el marco regulatorio de calidad de la energía.

## 1.6.- Justificación

Dado que la penetración de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados en la red de distribución de baja tensión está aumentando, la necesidad de caracterizar el efecto de estos sistemas en los parámetros de calidad de la energía es un tema de actualidad.

El sistema de distribución está en peligro debido a la expansión generalizada de los SFV. Debido a la conexión en paralelo de estas fuentes renovables intermitentes al sistema de distribución, se debe encontrar un punto de conexión apropiado. Los problemas más importantes de la energía solar fotovoltaica son el carácter estocástico de la generación de energía, la dificultad de determinación de la predicción y también la planificación de la generación de energía eléctrica durante un periodo prolongado.

Los sistemas fotovoltaicos se conectan entre el usuario y el suministrador de energía, es por ello que las mediciones se realizan en este punto. El elemento crítico en este tipo de sistemas es el inversor de CD/CA porque es el que determina el comportamiento de todo el sistema, debido a que es el responsable de interconectar el sistema fotovoltaico con la red, es el que permite el acoplamiento o sincronización y para ello existe detrás una electrónica denominada de potencia que se encarga de verificar varios aspectos como la modulación de ancho de pulso, frecuencia, corriente y voltaje tanto del SFV y de la red eléctrica. Y por consiguiente la emisión de armónicos, factor de potencia, generación de interferencias, etc.

Algunos estudios reportados en sistemas convencionales (sin la implementación de SFV) demuestran que más del 80% de los problemas de calidad de la energía se origina en las instalaciones del consumidor, principalmente por uso de cargas no lineales, por secuencias de encendido y apagado de equipos de gran potencia, conexión incorrecta de cables, puesta a tierra y además de circuitos sobrecargados. Menos del 20% de los problemas de calidad eléctrica se originan en sistema de distribución y transmisión de la red eléctrica, causadas por las condiciones meteorológicas, como los rayos, así como las fallas de equipos e incluso hasta accidentes.

En los últimos años, México ha avanzado en la atracción de inversiones en energías renovables, logrando posicionarse como uno de los países con mayor crecimiento en esta área. Esto se debe a la disminución de los costos de energías renovables y a las políticas estratégicas aplicadas [4]. Para el 2017 México tenía una capacidad instalada de energías renovables de 19,096 MW y una producción de 48,937 GWh en el 2016, con una inversión de 350 millones de dólares en el 2017. En el rubro de energía solar fotovoltaica para el 2017 México cuenta con 570 MW de capacidad instalada, con una producción de 252 GWh en el 2016 [5].

En base a la problemática, nuestro trabajo surge el interés de conocer con detalle su comportamiento eléctrico, el grado de aprovechamiento que logra del generador fv y la calidad de la energía generada. La importancia de conocer es que podemos proponer equipos de protección que nos permita mitigar y reducir los problemas eléctricos, para que así los ciclos de vida de los equipos sean prolongados y trabajen eficientemente.

El presente documento está compuesto por 4 capítulos esenciales, los cuales se describen a continuación: El capítulo 2 describe los aspectos teóricos fundamentales en el cual se basa la investigación desarrollada. El capítulo 3 se dan a conocer los procedimientos utilizados para el desarrollo de éste trabajo de investigación. El capítulo 4, trata sobre las normas o estándares específicas basados para el análisis de calidad de la energía eléctrica. En el capítulo 5 se muestran los resultados y discusiones de las características eléctricas obtenidas como producto de las evaluaciones realizadas a 4 centrales fotovoltaicas interconectadas a red y al final se presentan las conclusiones del trabajo de tesis, recomendaciones y trabajos a futuros.

# CAPITULO 2

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS

*Este capítulo tiene como finalidad de hacer una descripción breve de conceptos básicos fundamentales, para el estudio del comportamiento eléctrico en sistemas fotovoltaicos interconectados a la red de distribución en que se basa el instrumento de medición de calidad eléctrica.*

### 2.1.- Energía eléctrica

Los parámetros eléctricos medidos en el equipo Fluke 435 serie II se calcula directamente a partir de las muestras medidas en las entradas de tensión y corriente. Para ello hay que repasar los elementos de la energía, a continuación, se definen esos conceptos.

#### 2.1.1.- Diferencia de potencial

Debido a la fuerza de su campo eléctrico, una carga eléctrica tiene la capacidad de efectuar un trabajo al mover a otra carga por atracción o por repulsión. La capacidad de una carga para realizar trabajo se llama potencial. Cuando dos cargas no son iguales, debe haber entre ellas una diferencia de potencial. La unidad básica de la diferencia de potencial es el volt ( $V$ ) [24]. Para calcular el voltaje en CA se basa en la siguiente ecuación [25]:

$$v(t) = \sqrt{2} V \cos wt \quad \text{Ecuación 2. 1}$$

donde  $V$  es el valor rms (valor eficaz) del voltaje suministrado a la carga,  $t$  es el tiempo,  $wt$  es la velocidad angular.

#### 2.1.2- Corriente

El movimiento o flujo de electrones se denomina corriente. Para producirla, los electrones deben moverse por efecto de una diferencial de potencia. La corriente se representa con el símbolo  $I$ . La unidad básica para medirla es el ampere ( $A$ ). Un ampere de corriente se define como el movimiento de un coulomb que pasa por cualquier punto de un conductor durante un segundo. Donde un coulomb es la magnitud de la carga eléctrica que posee un cuerpo se determina por el número de electrones en relación con el número de protones que hay en el mismo, el símbolo para la magnitud es  $Q$  y la unidad para expresarla es  $C$  [26]. La definición de corriente para circuitos en CD se puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{Q}{T} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde  $I$  = corriente en  $A$ ,  $Q$  = carga en  $C$  y  $T$  = tiempo en  $s$

Para circuitos en CA se expresa de la siguiente manera [25]:

$$i(t) = \sqrt{2} I \cos(wt - \theta) \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde  $I$  es la corriente en rms,  $t$  es el tiempo,  $\omega t$  es la velocidad angular y  $\theta$  es el ángulo de impedancia de la carga.

El *flujo de corriente*, en un conductor como un alambre de cobre, los electrones libres son cargas que podemos poner en movimiento con facilidad relativa aplicando una diferencia de potencial. Si entre los extremos de un alambre de cobre se aplica una diferencia de potencial, el voltaje aplicado hace que los electrones se desplacen. En la Figura 2.1, se muestra una sección de un conductor en la circula corriente de un punto a otro. Esta corriente es un agrupamiento de electrones desde el punto de la carga negativa,  $-Q$  en un extremo del alambre, que se mueve a través de éste y que regresa a la carga positiva,  $+Q$  en el otro extremo. La dirección del flujo de los electrones es de un punto de potencial negativo hacia un punto de potencial positivo. En electricidad básica, los circuitos se analizan generalmente con base en la corriente convencional porque se consideran potenciales positivos y no negativos [24].

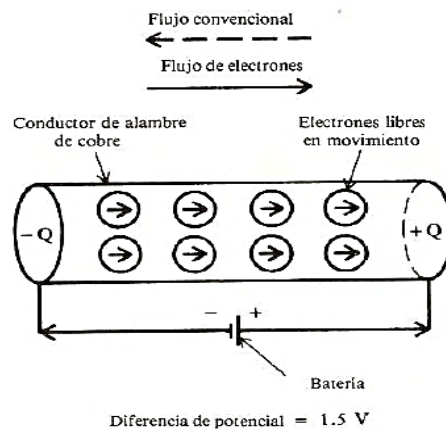


Figura 2. 1.- La diferencia de potencial entre los extremos de un alambre conductor produce una corriente eléctrica

### 2.1.3. - Potencia eléctrica

La potencia eléctrica  $P$  usada en cualquier parte de un circuito es igual a la corriente  $I$  en esa parte multiplicada por el voltaje  $V$  dividida entre los extremos de esa parte del circuito. Queda expresada de la siguiente manera para CD:

$$P = VI \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde,  $P$  = potencia en  $W$ ,  $V$  = voltaje y  $I$  = corriente en  $A$ . Desafortunadamente para circuitos en CA sinusoidales es más compleja, debido a que puede haber una diferencia de fase entre el voltaje y la corriente de CA suministrada a la carga. Se calcula de la siguiente manera:

$$P(t) = VI \cos \theta \quad \text{Ecuación 2.5}$$

El ángulo  $\theta$  es el ángulo de fase entre el voltaje y corriente y  $VI$  el voltaje y corriente rms respectivamente.

## 2.2.- Principios de la corriente alterna (CA)

Una fuente de voltaje de corriente alterna (CA) invierte o alterna periódicamente su polaridad como se muestra en la Figura 2.2 a), en donde se observa la función seno de un voltaje y corriente que a mitad de un ciclo es positivo y después a negativa. Por consiguiente, la corriente alterna resultante también invierte periódicamente su dirección (ver Figura 2.2, b)). Con base en el flujo convencional, la corriente parte de la terminal positiva de la fuente de voltaje, recorre el circuito y regresa a la terminal negativa; pero cuando el generador invierte su polaridad, la corriente debe invertir su dirección [24].

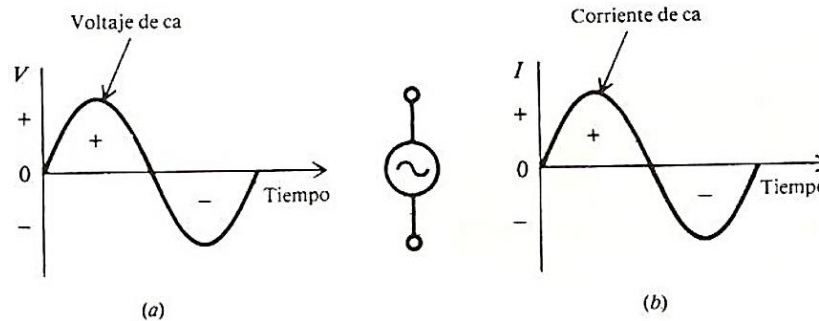


Figura 2. 2.- Formas de onda de voltaje y corriente de CA

### 2.2.1.- Generación de un voltaje alterno

Un voltaje de CA cambia continuamente en magnitud y periódicamente invierte su polaridad. El eje del cero es una línea horizontal que pasa por el centro. Las variaciones verticales de la onda de voltaje muestran los cambios en su magnitud. Los voltajes por arriba del eje horizontal tienen la polaridad positiva (+), mientras que los voltajes por abajo del eje tienen polaridad negativa, tal como se evidencia en la Figura 2.3 [24].

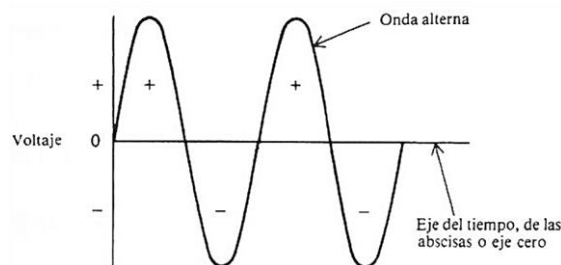


Figura 2. 3.- Forma de onda de voltaje de CA

Un voltaje de CA puede ser producido por un generador llamado alternador. En el generador simplificado que se muestra en la Figura 2.4, la espira conductora gira en el campo magnético y corta las líneas de fuerza para generar un voltaje inducido de CA entre sus terminales. Una revolución completa de la espira es un ciclo. Cabe recalcar que para ello se necesita imanes polarizados, por una parte, N y otra S, para generar ese campo magnético (líneas de fuerza).

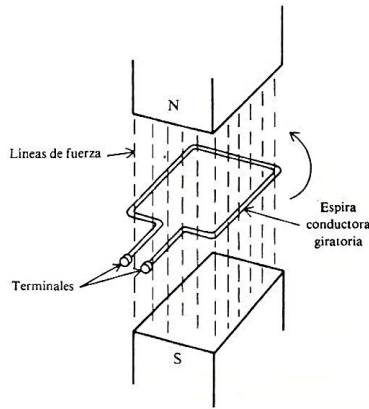


Figura 2. 4.- Rotación de una espira en un campo magnético produce un voltaje de CA [[24]]

Considérese la posición de la espira a cada cuarto de vuelta durante un ciclo, tal como se muestra en la Figura 2.5. En la posición A, la espira se mueve paralela al flujo magnético y por consiguiente no corta línea de fuerza; el voltaje inducido es cero. En la posición B de la parte superior del círculo, la espira corta el campo a 90° para producir un voltaje máximo. Cuando llega a C, el conductor se mueve otra vez paralelo al campo y no corta al flujo. La onda de CA desde A hasta C es medio ciclo de la revolución y se llama alternación. En D la espira corta nuevamente al flujo para producir voltaje máximo, pero ahora el flujo se corta en la dirección opuesta que en B; por consiguiente, la polaridad en D es negativa. La espira completa la última cuarta parte de la vuelta en el ciclo al regresar a la posición A, el punto de partida [24].

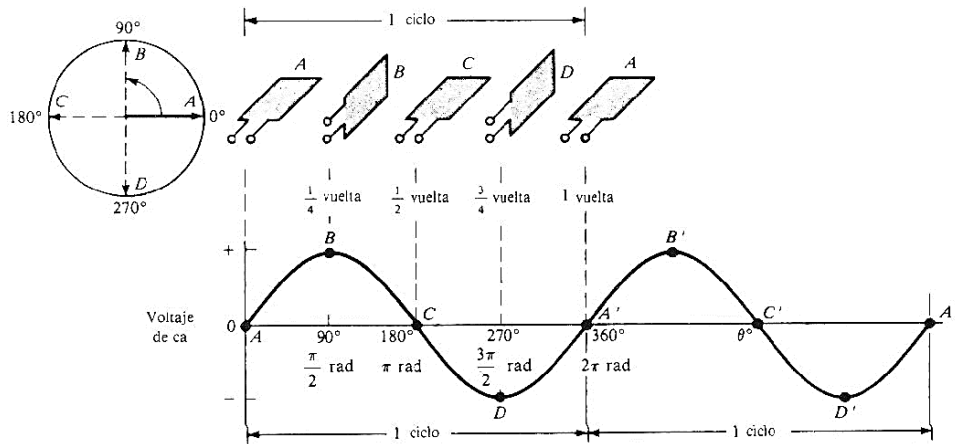


Figura 2. 5.- Ciclos de voltaje alterno generado por la espira giratoria [24]

### 2.2.2.- Frecuencia

El número de ciclos por segundo se llaman frecuencia, se indica con el símbolo  $f$  y se expresa en Hertz (Hz). Un ciclo por segundo es igual a un Hertz. Por lo tanto, 60 ciclos por segundo es igual a 60 Hz. Una frecuencia de 2 Hz es el doble de la frecuencia de 1 Hz, como se muestra en la Figura 2.6 [2].

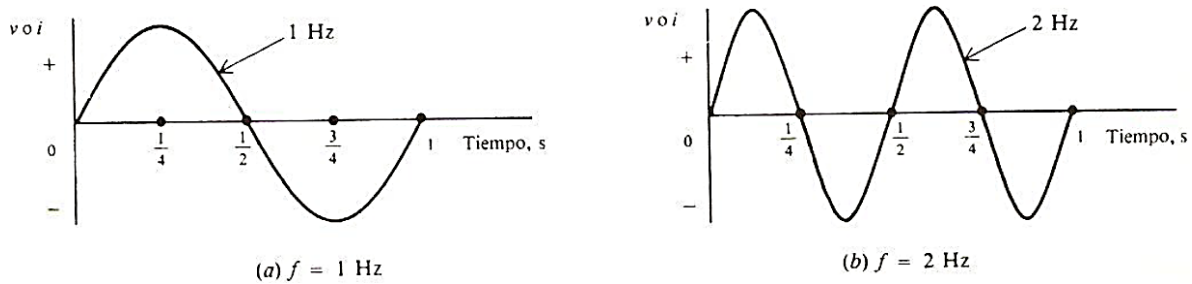


Figura 2. 6.- Comparación de las frecuencias

El tiempo que se requiere para completar un ciclo se llama periodo y se indica por el símbolo  $T$  y se expresa en segundos (s). La frecuencia y el periodo son recíprocos. Cuanto mayor sea la frecuencia, menor será el periodo.

$$f = 1/T \quad \text{Ecuación 2.6}$$

$$T = 1/f \quad \text{Ecuación 2.7}$$

### 2.2.3.- Relaciones de fase

El ángulo de fase entre dos formas de onda de la misma frecuencia es la diferencia angular en cualquier instante. Por ejemplo, el ángulo de fase entre las ondas B y A de la Figura 2.7 es  $90^\circ$ . El eje horizontal está indicando en unidades de tiempo angulares. La onda B comienza con valor máximo y se reduce a cero a  $90^\circ$ , mientras que la onda A comienza en cero y aumenta al valor máximo a  $90^\circ$ . La onda B alcanza su valor máximo  $90^\circ$  antes que la onda A, así que la onda B se adelanta a la onda A por  $90^\circ$ . Este ángulo de fase de  $90^\circ$  entre las ondas B y A se conserva durante todo el ciclo y todos los ciclos sucesivos. La onda B es una onda cosenoidal porque está desplazada  $90^\circ$  de la onda A, que es una senoidal. Ambas formas de onda se llaman senoideas o senoideas [24].

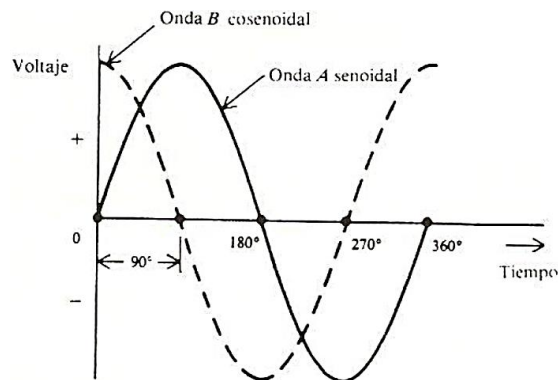


Figura 2. 7.- Formas de onda

### 2.2.4.- Fasores

Para comparar los ángulos de fase o las fases de voltajes o corrientes alternas, es conveniente usar diagramas de fasores correspondientes a las formas de onda del voltaje y de la corriente. Un fasor es una cantidad que tiene magnitud y dirección. Los términos fasor y vector se utilizan con las cantidades que tienen dirección. Sin embargo, una cantidad fasorial varía con el tiempo, mientras que una cantidad vectorial tiene su dirección (fija) en el espacio. La



longitud de la flecha en un diagrama de fasores indica la magnitud del voltaje alterno. El ángulo de la flecha con respecto al eje horizontal indica el ángulo de fase. Una forma de onda se escoge como referencia y la otra forma de onda se compara con la referencia mediante el ángulo entre las flechas de los fasores. Para comprender mejor, la Figura 2.8 muestra el fador  $V_A$  representa a la onda de voltaje A con un ángulo de fase de  $0^\circ$ , el fador  $V_B$  es vertical para indicar el ángulo de fase de  $90^\circ$  con respecto al fador  $V_A$ , que es la referencia. Como los ángulos de adelanto se muestran en la dirección contraria a las manecillas del reloj desde el fador de referencia,  $V_B$  adelanta a  $V_A$  por  $90^\circ$ .

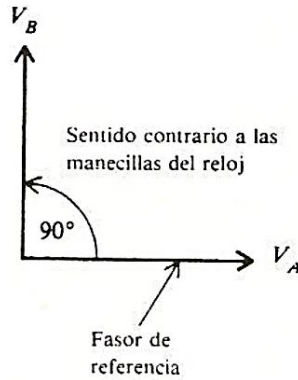
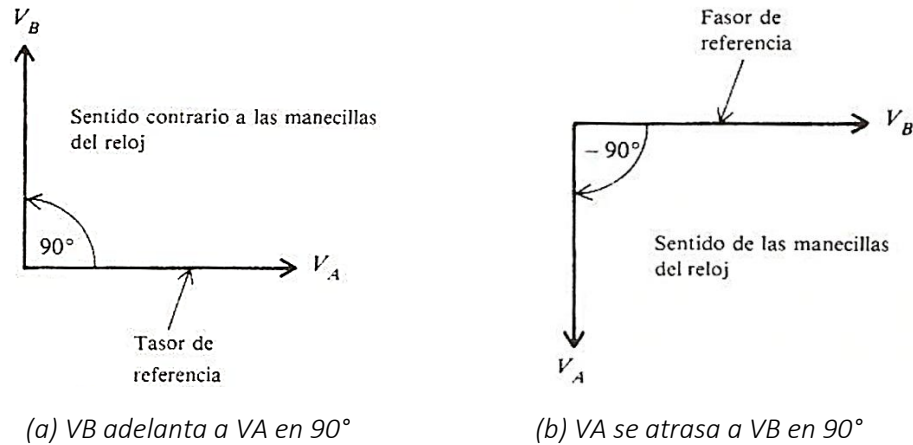


Figura 2. 8.- Diagrama de fasores

Por lo general, el fador de referencia es horizontal, correspondientes a  $0^\circ$ . Si se mostrara  $V_B$  como la referencia, así como se muestra en la Figura 2.9 (b),  $V_A$  habría de estar a  $90^\circ$  en el sentido de las manecillas del reloj para tener el mismo ángulo de fase. En este caso,  $V_A$  se atrasa con respecto a  $V_B$  por  $90^\circ$ .



(a)  $V_B$  adelanta a  $V_A$  en  $90^\circ$

(b)  $V_A$  se atrasa a  $V_B$  en  $90^\circ$

Figura 2. 9.- Ángulos de fase de adelanto y atraso

Cuando dos ondas están en fase, tal como se muestra en la Figura 2.10 (a), el ángulo de fase es cero; las amplitudes se suman, así como se puede apreciar en la Figura 2.10 (b).

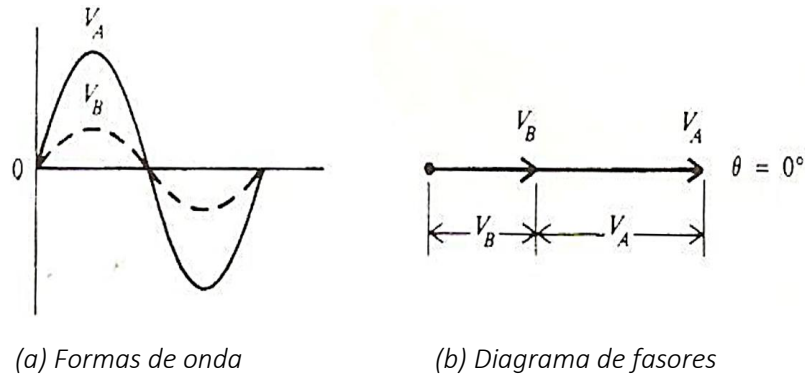


Figura 2. 10.- Dos ondas en fase con un ángulo de  $0^\circ$

La Figura 2.11 (a), muestra cuando dos ondas están fuera de fase, el ángulo de fase es  $180^\circ$ . Sus amplitudes se oponen, así como se puede apreciar en la Figura 2.11 (b), valores iguales con fase opuesta se cancelan.

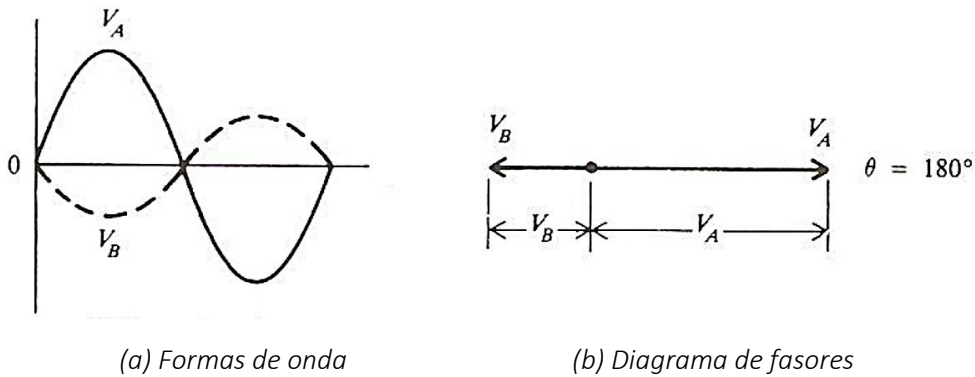


Figura 2. 11.- Dos ondas opuestas en fase con un ángulo de  $180^\circ$

2.2.5.- Valores característicos del voltaje y la corriente

Como una senoide de voltaje o de corriente alterna tiene muchos valores instantáneos a lo largo del ciclo, es conveniente especificar las magnitudes con las que se pueda comparar una onda con otra. En la Figura 2.12 podemos observar una función seno en la que en todo el trayecto de un ciclo éste va teniendo distintos valores. Se puede especificar los valores picos, promedio o raíz cuadrada media (rms). Estos valores se aplican a la corriente o el voltaje.

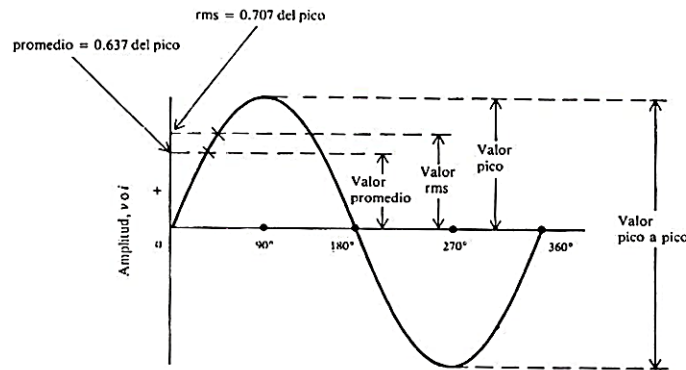


Figura 2. 12.- Valores de la amplitud de una onda de CA senoidal

El valor pico es el valor máximo VM o IM, se aplica tanto al pico positivo como al negativo. Se puede especificar el valor pico a pico (p-p), que es el doble del valor pico cuando los picos positivos y los negativos son simétricos. El valor promedio es el promedio aritmético de todos los valores de una onda senoidal durante medio ciclo. El medio ciclo se utiliza para obtener el promedio porque el valor promedio durante un ciclo completo es cero.

$$\text{Valor promedio} = 0.637 \times \text{valor pico} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$V_{av} = 0.637 V_m$$

$$I_{av} = 0.637 I_M$$

Una manera de calcular la raíz cuadrada media (rms) o valor efectivo es considerando 0.707 veces el valor pico [24].

$$\text{Valor rms} = 0.707 \times \text{valor pico} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

$$V_{rms} = 0.707 V_M$$

$$I_{rms} = 0.707 I_M$$

La mayoría de los aparatos de medida en alterna no miden los valores máximos y no marcarían nada si midieran los medios, lo que miden es el valor cuadrático medio o valor eficaz. El valor rms de una onda senoidal alterna corresponde a la misma cantidad de corriente o voltaje continuos en potencia de calentamiento. Media cuadrática (Root-mean square (rms)), es la media cuadrática es una medición del valor calorífico de una forma de onda periódica cuando esta forma de onda periódica conduce una carga resistiva. Matemáticamente, la media cuadrática o rms de una forma de onda periódica de voltaje, es expresado como:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [v(t)]^2 dt} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Y de corriente donde In son las muestras de señales de corriente [27]:

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [i(t)]^2 dt} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Donde v y i son voltaje y corriente, T el periodo, t el tiempo.

### 2.3.- Principios de corriente directa (CD)

La corriente continua (CC), a veces también llamada corriente directa (CD), es la corriente que se mueve en un circuito o conductor únicamente en una dirección. La razón de que la corriente sea unidireccional es que las fuentes de voltaje tales como celdas y las baterías mantienen la misma polaridad en su voltaje de salida. Así como observamos en la Figura 2.13 a) en la que la corriente se mantiene constante en un solo valor y positiva o en otros casos de manera negativa. El voltaje que proporcionan estas fuentes se llaman voltaje de corriente continua o simplemente voltaje de CC. Una fuente de voltaje de CC puede cambiar la

magnitud de su voltaje de salida; pero si se mantiene la misma polaridad, la corriente fluirá solamente en una dirección, como se observa en la Figura 2.13, b) [24].

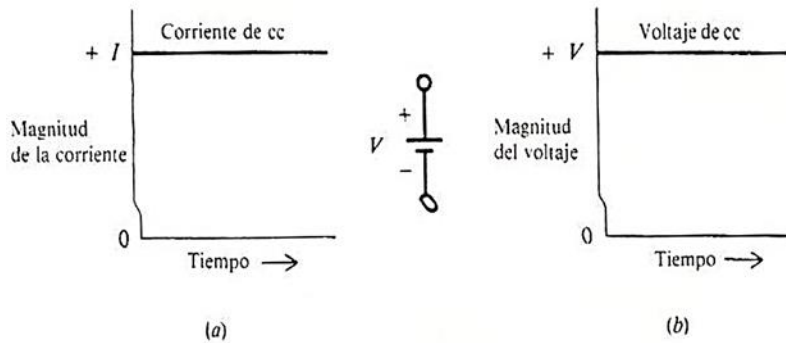


Figura 2. 13.- Formas de onda de una corriente y un voltaje de cc constantes [2]

Los cálculos eléctricos en CD son más simples para realizar, por ejemplo, para medir el voltaje y corriente solo basta de que el equipo tome datos directamente. En cambio, para la corriente alterna el equipo obtiene el voltaje y corriente en rms, que anteriormente se mencionó. El cálculo de la potencia en un circuito en CD solo basta de multiplicar los valores tomados de corriente por voltaje.

Finalmente, la energía y trabajo son esencialmente lo mismo y se expresan en unidades idénticas. Sin embargo, la potencia es diferente puesto que es la velocidad con la que se realiza el trabajo. Si se emplea el watt como unidad de potencia, un watt usado durante un segundo es igual al trabajo de un joule, o equivalentemente un watt es un joule por segundo. El joule (J) es una unidad básica practica del trabajo o la energía. El kilowatt-hora (kWh) es una unidad que se usa comúnmente para medir cantidades grandes de energía o trabajo eléctrico. La cantidad en kilowatt-hora se obtiene del producto de la potencia en kilowatts (kW) y el tiempo en horas (h) durante el cual se usa la potencia [2].

$$kWh = kW \times h \quad \text{Ecuación 2.12}$$

#### 2.4.- Calidad de la energía

El grupo de trabajo del *Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)* sobre definiciones de Calidad de Energía dice: "Un punto de vista de un diseñador o fabricante de equipos podría ser que la calidad de energía es una onda sinusoidal perfecta, sin variaciones en el voltaje y sin ruido presente en el sistema de puesta a tierra. Un punto de vista de un ingeniero de servicios eléctricos podría ser que la calidad de la energía es simplemente la disponibilidad de voltaje o los minutos de interrupción. Finalmente, el punto de vista de un usuario final es que la calidad de la energía o "potencia de calidad" es simplemente la potencia que funciona para cualquier equipo que esté aplicando el usuario final. Si bien cada punto de vista hipotético tiene una clara diferencia, está claro que ninguno está enfocado correctamente".

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) no usa el término Calidad de energía en los estándares, pero se proporciona compatibilidad electromagnética y la siguiente definición de calidad de energía: "Las características de la electricidad en un punto dado de un sistema

eléctrico, evaluadas en comparación con un conjunto de parámetros técnicos de referencia - Nota: Estos parámetros pueden, en algunos casos, relacionarse con la compatibilidad entre la electricidad suministrada en una red y las cargas conectadas a esa red ”.

Un informe de la Unión de la Industria Eléctrica (EURELECTRIC) sobre la Calidad de la Energía en las redes europeas afirma: "La calidad del suministro eléctrico es una función de su idoneidad como fuente de energía para los equipos eléctricos diseñados para conectarse a la red de suministro. Los dos componentes principales de la calidad del suministro son: continuidad (libertad de interrupción): el grado en que el usuario puede confiar en su disponibilidad en todo momento; nivel de tensión: el grado en que la tensión se mantiene en todo momento dentro de un rango específico".

El término de calidad de la energía es usado frecuentemente para describir estas características especiales de la tensión de alimentación. Los principales fenómenos relacionados con la calidad de la energía son:

- Armónicos y otras desviaciones de la frecuencia prevista de la tensión de alimentación alterna;
- Fluctuaciones de voltaje, especialmente aquellas que causan parpadeos;
- Caídas de voltaje e interrupciones breves;
- Desbalance de voltaje en sistemas trifásicos;
- Sobrevoltajes transitorias, que tienen alguna de las características de los fenómenos de alta frecuencia.

Por lo tanto, la calidad de la energía puede ser definido como el grado de cualquier desviación de los valores nominales de las características mencionadas anteriormente. También se puede definir como el grado en que tanto la utilización como el suministro de energía eléctrica afectan al rendimiento de los equipos eléctricos [28].

#### 2.4.1.- Parpadeo (Flicker)

Cuantifica la fluctuación de la luminancia de lámparas causada por variaciones de la tensión de alimentación. El parpadeo se caracteriza básicamente por dos parámetros obtenidos por medio del aparato de medición de parpadeo que se describirá en detalle a continuación.

- El parámetro  $P_{st}$ , que es una medida de la severidad del parpadeo a corto plazo obtenida en un intervalo de 10 minutos. Este período de observación básico de 10 minutos es un buen compromiso que es lo suficientemente largo como para evitar demasiado peso en los cambios de voltajes aislados y para permitir la observación de la persistencia de la perturbación. Al mismo tiempo, es lo suficientemente corto para caracterizar las fluctuaciones de voltaje producidas por los equipos con ciclos de trabajo cortos.  $P_{st}$  es una cantidad adimensional. Una unidad de  $P_{st}$  corresponde al umbral de irritabilidad: es decir, al límite de gravedad que no debe excederse para no crear malestar para un observador en cualquier tipo de parpadeo, independientemente de la fuente de la perturbación [29].
- El parámetro  $P_{lt}$  es una medida de la severidad del parpadeo a largo plazo obtenida durante un período de dos horas.  $P_{lt}$  se deduce de 12 valores consecutivos de  $P_{st}$ , como se indica en la siguiente ecuación [29]:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st,i}^3}{12}} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

#### 2.4.2.- Desequilibrio

Los desequilibrios de voltaje se producen en los sistemas de suministro de energía eléctrica debido a la asimetría del equipo por un lado y la asimetría de los estados de carga por el otro. El principal factor de influencia con respecto al equipo pueden ser las líneas aéreas. Debido a la disposición geométrica, la diferente influencia mutua y la diferente capacidad fase-tierra conducen a asimetrías. Con respecto a las perturbaciones del sistema, los estados de carga asimétricos provocan las asimetrías [30]. En los sistemas trifásicos, el desequilibrio muestra las relaciones de fase entre tensiones y corrientes, se define como una condición en la que los voltajes trifásicos no son iguales en magnitud y / o los ángulos de desplazamiento entre ellos son diferentes de 120°. En la Figura 2.14 se muestra un sistema trifásico de voltaje equilibrado respecto al desfase entre ellos de 120°, sin embargo existe un desbalance en la magnitud de cada uno de ellos [27][31]. Esta perturbación se presenta en suministros trifásicos. El desbalance de tensión puede tener como origen: a) desbalance de corrientes de la demanda y b) asimetrías en la red de suministro: líneas de transmisión no transpuestas, cargas monofásicas no balanceadas en las tres fases, entre otras [7]. El desequilibrio o desequilibrio de voltaje es la desviación de cada fase del voltaje promedio de las tres fases, como se calcula en la siguiente ecuación:

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \frac{\text{Max.desviación del voltaje promedio}}{\text{Voltaje promedio}} * 100 \quad \text{Ecuación 2.14}$$

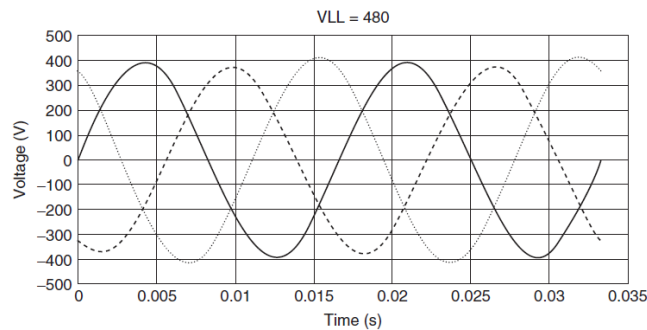


Figura 2. 14.- Desequilibrio de voltaje

Cada corriente o tensión trifásica se puede dividir en tres componentes: secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. El componente de secuencia positiva es el componente normal como el que se encuentra en sistemas trifásicos equilibrados. El componente de secuencia negativa es el resultante de corrientes y tensiones fase a fase desequilibradas. Este componente, por ejemplo, causa un efecto "frenado" en motores trifásicos, lo que provocará sobrecalentamiento y reducción de la vida útil. Los componentes de secuencia cero pueden aparecer en una carga desequilibrada en sistemas de alimentación de 4 hilos y representan la corriente en el cable N (Neutro) [32].

### 2.4.3.- Armónico

Los armónicos son distorsiones periódicas de las ondas sinusoidales de potencia, corriente o tensión. Una forma de onda puede considerarse una combinación de varias ondas sinusoidales con diferentes frecuencias y magnitudes. La forma en que estos componentes afectan a la señal es el parámetro de medida. Las lecturas pueden mostrarse como porcentaje del fundamental, como porcentaje de todos los armónicos combinados (valor rms) o como valor rms. Una onda sinusoidal pura se distorsiona cuando se le añaden componentes de frecuencia más alta.

#### 2.4.3.1.- Descripción matemática de los armónicos

El matemático francés, Jean Baptiste Fourier formuló que una función periódica no sinusoidal de una frecuencia fundamental  $f$ , puede ser expresado como la suma de funciones sinusoidales de frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental. Una función sinusoidal de voltaje y corriente que es dependiente en el tiempo puede ser representado por la siguiente expresión [11][31]:

$$\text{Función de voltaje, } v(t) = V \text{ Sen } (\omega t) \quad \text{Ecuación 2.15}$$

$$\text{Función de corriente, } i(t) = I \text{ Sen } (\omega t \pm \phi) \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Donde  $V$  e  $I$  es el voltaje y corriente en rms,  $\omega t = 2\pi f$  es llamado como la velocidad angular de una forma de onda periódica y  $\phi$  es la diferencia del ángulo de fase entre la forma de onda de voltaje y corriente conocido como un eje común. El signo del ángulo de fase  $\phi$  es positivo si la corriente es mayor que la tensión y negativo si la corriente se retrasa. La Figura 2.15 contiene formas de ondas de voltaje y corriente expresados por las ecuaciones 2.15 y 2.16 y que por definición son sinusoidal pura.

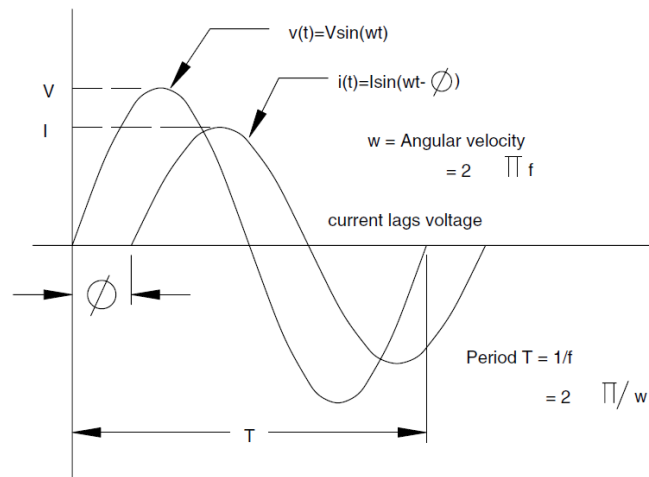


Figura 2. 15.-Funciones sinusoidales de voltaje y corriente respecto al tiempo (t) [3]

La función de retraso se indica mediante un ángulo de fase negativo y las funciones iniciales mediante un ángulo de fase positivo.

Para una forma de onda no sinusoidal periódica que se muestra en la Figura 2.16, es simplificado por la siguiente expresión de Fourier:

$$V(t) = V_0 + V_1 \text{Sen}(\omega t) + V_2 \text{Sen}(2\omega t) + V_3 \text{Sen}(3\omega t) + \dots + V_n \text{Sen}(n\omega t) + V_{n+1} \text{Sen}((n+1)\omega t) + \dots \quad \text{Ecuación 2.17}$$

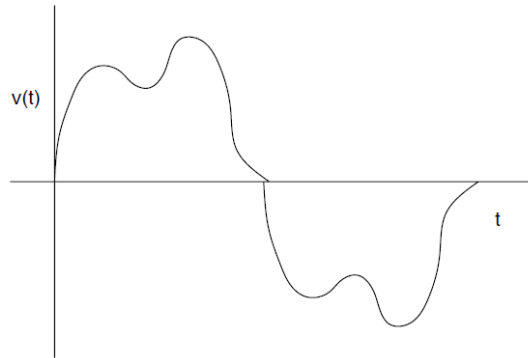


Figura 2. 16.- Forma de onda no sinusoidal de la serie de Fourier [3]

La expresión de Fourier es una serie infinita. En esta ecuación,  $V_0$  representa la constante de o la componente de la forma de onda DC.  $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$  son los valores picos de los términos sucesivos de la expresión,  $\omega t$  como la velocidad angular de una forma de onda periódica. Los términos son conocidos como los armónicos de una forma de onda periódica.

La expresión de Fourier en la ecuación 2.17 ha sido simplificado para aclarar el concepto detrás de las componentes de armónico de frecuencia en función no lineal periódica. Para una onda de voltaje periódico con la frecuencia fundamental de  $\omega = 2\pi f$ ,

$$v(t) = V_0 + \sum (a_k \text{Cos } k\omega t + b_k \text{Sen } k\omega t) \quad (\text{para } k = 1 \text{ a } \infty) \quad \text{Ecuación 2.18}$$

donde  $a_k$  y  $b_k$  son los coeficientes de términos a componentes de armónico individual. Bajo ciertas condiciones, los términos coseno y seno pueden desaparecer, dándonos una expresión más simple. Si la función es impar, con  $f(-t) = -f(t)$ , entonces el término coseno desaparece. Para este análisis necesitamos usar una simple expresión involucrando únicamente seno. Si notamos que tenemos ambos términos seno y coseno afectan solamente el ángulo de desplazamiento de las componentes armónicas y la forma de una onda no lineal y no altera el principio detrás de la aplicación de la serie de Fourier. El coeficiente de los términos del armónico de una función  $f(t)$  contenida en la ecuación 2.2 está determinado por:

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(t) \cdot \text{Cos } kt \cdot dt, \quad (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad \text{Ecuación 2.19}$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{+\pi} f(t) \cdot \text{Sen } kt \cdot dt, \quad (k = 1, 2, 3, \dots, n) \quad \text{Ecuación 2.20}$$

Los coeficientes representan los valores picos de los términos de frecuencia armónico individual de la función periódica no lineal representada por  $f(t)$ [11].

#### 2.4.3.2.- Orden del armónico

La frecuencia fundamental (o primer armónico) tiene una frecuencia  $f$ , el segundo armónico tienen una frecuencia de  $2 \times f$ , la tercera armónica tiene una frecuencia de  $3 \times f$ , y la  $n$ -ésima armónica tiene una frecuencia de  $n \times f$ .



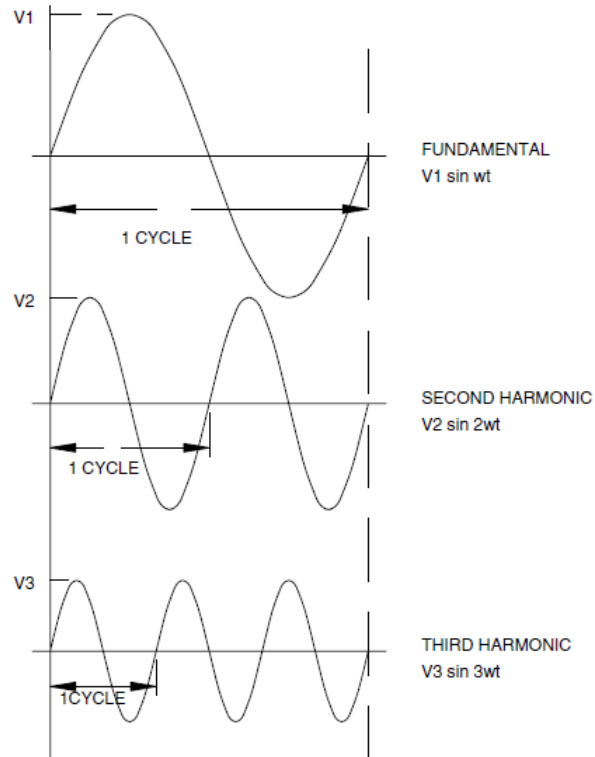


Figura 2. 17.- Fundamental, segunda y tercera armónicos [3]

La importancia de las frecuencias armónicas puede verse en la Figura 2.1, en la que podemos observar a la segunda armónica experimentar 2 ciclos completos durante un ciclo de la frecuencia fundamental y la tercera armónica cruza tres ciclos completos durante un ciclo de la frecuencia fundamental.  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$  son los valores picos de la componente armónica que comprende la forma de onda compuesta. Lo cual también tiene una frecuencia de  $f$ .

En orden de efecto de campo de voltaje y corriente no sinusoidal en la pieza de un equipo, necesitamos determinar el efecto de los armónicos individuales y de su suma vectorial de resultados derivados del efecto neto. La Figura 2.18 muestra la descomposición de una onda fundamental en armónicos individuales que son senoidales que pueden ser sumados a una forma de onda no senoidal [11].

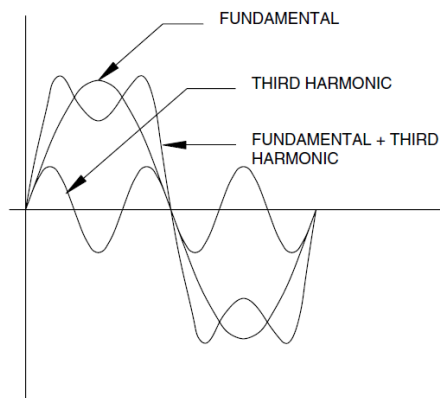


Figura 2. 18.- Creación de forma de onda no sinusoidal para sumarle la fundamental y la tercera armónica de la forma de onda de la frecuencia[3]

#### 2.4.3.3.- Distorsión armónica individual y total

La distorsión armónica individual (ITD) es la relación entre el valor cuadrático medio (RMS) del armónico individual y el valor RMS del fundamental. La THD es un parámetro que se utiliza para medir el nivel de contaminación que presenta una onda distorsionada con respecto a una senoide ideal, y se define como: la relación entre el contenido armónico de una onda (raíz cuadrada de la suma de todos los cuadrados de las amplitudes de todas las armónicas de voltaje o corriente) y la fundamental (amplitud del voltaje o corriente fundamental), tal como se describe en la siguiente ecuación [11][33]:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad \text{Ecuación 2.22}$$

Donde  $V_h$  es la componente de voltaje de la  $h$  armónico y  $V_1$  es la componente de voltaje fundamental, la  $I_h$  es la componente de corriente de  $h$  armónico y  $I_1$  es la componente fundamental de corriente.

#### 2.4.4.- Factor de potencia (PF)

Para describir el concepto de PF es necesario recordar concepto que nos ayuden a conocer mejor como se calcula el factor de potencia, y para ello hay que describir sus conceptos que lo integran, como la potencia activa, reactiva y aparente.

##### 2.4.4.1.- Potencia activa

Esta representa la potencia útil gastado por las cargas desempeñando un trabajo real, convirtiendo la energía eléctrica a otras formas de energía. Como pueden ser mecánicas, caloríficas o lumínicas. También se llama potencia real debida a los dispositivos resistivos. Su unidad de medida es los watts (W). Otros la definen como el sinónimo de potencia media en

un circuito de corriente alterna. En régimen sinusoidal, es igual al producto de la tensión o de la fuerza electromotriz por la corriente activa [5].

$$P = V * I * \cos \phi \quad \text{Ecuación 2.23}$$

Donde  $V$  e  $I$  es el voltaje y corriente en rms respectivamente,  $\phi$  el ángulo de fase entre ellos. La potencia activa en el equipo (todos los componentes de frecuencia) se calcula directamente a partir de las muestras medidas en las entradas de tensión y corriente:

$$\text{Potencia de fase activa:} \quad P = \frac{1}{N} \sum_{n=K}^{K+N} V(n) * I(n) \quad \text{Ecuación 2.24}$$

Potencia de sistema activa  $P$ , es la suma de potencias de fase:  $P = P_A + P_B + P_C$

En la que  $A$ ,  $B$  y  $C$  son las 3 líneas de la red eléctrica de la instalación.

#### 2.4.4.2.- Potencia reactiva

La potencia reactiva  $Q$  es un tipo de potencia que no realiza un trabajo real y generalmente se asocia con elementos reactivos (inductores y condensadores), como las bobinas y los condensadores para generar campos magnéticos o eléctricos, pero que no se transforma en trabajo efectivo, sino que fluctúa por la red entre el generador y los receptores. Su unidad de medida es volts-amper-reactivos (VAR). También definido como el producto de la tensión o de la fuerza electromotriz por la corriente reactiva. La potencia reactiva absorbida por una carga inductiva es positiva [5].

$$Q = V * I * \text{Sen } \phi \quad \text{Ecuación 2.25}$$

Donde  $V$  e  $I$  es el voltaje y corriente en rms respectivamente,  $\phi$  el ángulo de fase entre ellos.

#### 2.4.4.3.- Potencia Aparente

La potencia  $S$  es una medida del impacto potencial de la carga sobre la capacidad térmica del sistema y la capacidad del sistema de energía requerida para suministrar energía activa [10]. Es el producto de la corriente eficaz por la fuerza electromotriz o la tensión eficaz [5]. Su unidad de medida es los volts-amper (VA).

$$S = V * I \quad \text{Ecuación 2.26}$$

Donde  $V$  e  $I$  es el voltaje y corriente en rms respectivamente,  $\phi$  el ángulo de fase entre ellos. Para la potencia  $P$  del sistema no es suma de las potencias de fase sino tal como a continuación se menciona:

$$S = \sqrt{(V_A^2 + V_B^2 + V_C^2) * (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

Para entender mejor estos conceptos de las potencias, en la Figura 2.19 podemos ver las relaciones de las potencias anterior descritas, la potencia activa en el cateto adyacente, potencia reactiva en el cateto opuesto, la potencia aparente en la hipotenusa o como la resultante y  $\phi$  el ángulo del factor de potencia. Del cual podemos verificar que entre menor se la magnitud del cateto opuesto el valor de  $\phi$  será más cercano a 1. Algunos autores definen que es la relación de la potencia útil para realizar un trabajo real ( $P$ ) y la potencia

suministrada para una utilidad, es decir aparente (S). El factor de potencia (FP) puede verse como el porcentaje de la potencia aparente total que se convierte en potencia real o útil.

$$FP = \frac{P (W)}{S (VA)} \quad \text{Ecuación 2.28}$$

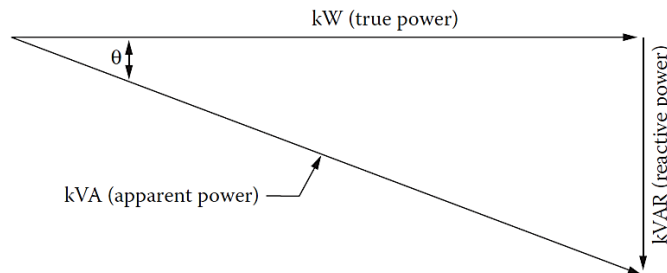


Figura 2. 19.- Triangulo de potencias y las relaciones de las potencias activa, reactiva y aparente [34]

El FP, es una forma de medir la cantidad de potencia reactiva requerida para suministrar un sistema eléctrico y la instalación de un usuario final. El FP también es una forma de medir la puesta de diferencia de fase entre el voltaje y corriente. Así como una corriente y un voltaje rotativos puedan representarse mediante una onda sinusoidal (Figura 2.20), la diferencia de fase entre el voltaje y corriente, se puede representar mediante el coseno del ángulo de cambio de fase  $\theta$ :

$$FP = \frac{P}{S} = \text{Cos } \theta \quad \text{Ecuación 2.29}$$

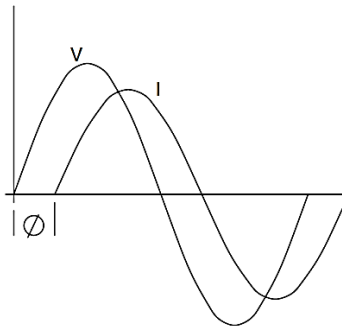


Figura 2. 20.- Angulo del factor de potencia

El FP va de 0 a 1, un mayor factor de potencia conduce a un uso más óptimo de la corriente eléctrica en una instalación. Una carga con un factor de potencia de 0.9 atrasado denota que la carga puede gastar efectivamente 90% de la potencia aparente suministrado en realizar un trabajo útil. Cuando se habla de lagging se refiere a que la corriente fundamental se queda atrás del voltaje fundamental.

## 2.5.- Flujo de energía

Ahora, el concepto fundamental es que existe un solo tipo de potencia activa y reactiva que puede fluir en dos sentidos ya sea desde la generación hacia la carga o viceversa. Para ello, hay que identificar quienes son las fuentes de potencia, que puntos son las cargas y en qué sentido de flujo de referencia se utiliza, por lo tanto, se tiene el tipo de convención que podemos ver la Figura 2.21, en la que se muestra la dirección de flujo de energía que va de la fuente generadora a la carga pasando por impedancias que presentan las líneas de transmisión.

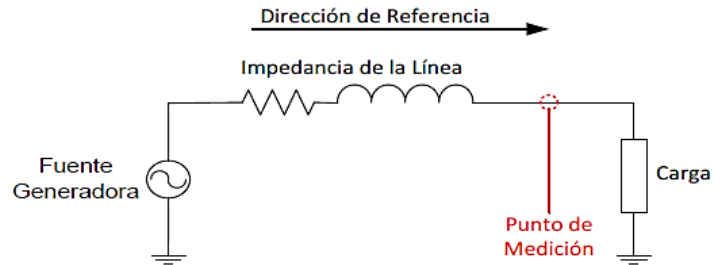


Figura 2. 21.- Convención del sentido de flujo de potencias

Cuando la potencia activa es suministrada en la dirección de la fuente hacia la carga, esta es positiva, y si la potencia es recibida por la fuente, es negativo. La dirección de referencia del flujo de potencia reactiva es positiva cuando la energía es de la fuente a la carga, correspondiendo a reactiva inductiva, presentando sobre los medidores de potencia reactiva valores positivos. Sin embargo, si el flujo de potencia es opuesto al de referencia, se le conoce como reactiva capacitiva, es decir que los bancos de capacitores están entregando flujo de potencia reactiva hacia la red o la fuente. La potencia aparente es más compleja, conocida por su módulo, ya que es la suma vectorial de la potencias activa y reactiva [35][36]. Para entender los flujos de potencia y explicar cómo se comportan las cargas, en la Figura 2.22 nos describe el diagrama del factor de potencia de los 4 cuadrantes.

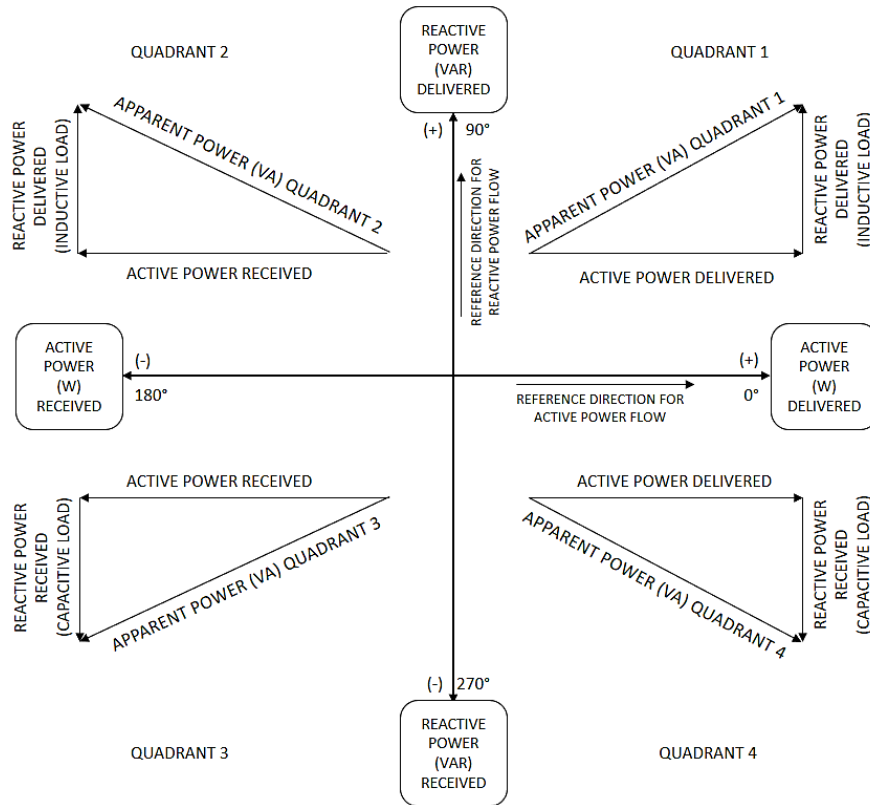


Figura 2. 22.- Diagrama del factor de potencia de los 4 cuadrantes [37][38]

En el cuadrante I, observamos que tanto la potencia  $P$  como la  $Q$  es  $>0$ , es decir, el flujo de energía es de la fuente a la carga, por lo tanto, el FP es positivo y la carga se comporta como una carga inductiva. En el cuadrante II, vemos que la potencia  $P < 0$  y la potencia  $Q > 0$ , por lo tanto, se comporta como una carga inductiva y la potencia  $P$  es recibida por la fuente. En el III cuadrante, las potencias  $P$  y  $Q < 0$ , comportándose de forma capacitiva y ambas recibida por la fuente. En el cuadrante IV, la potencia  $P > 0$  y la  $Q < 0$ , se está entregando energía reactiva capacitiva del generador a la fuente y activa de la fuente a la carga.

*En este capítulo se ha discutido los diferentes elementos importantes de la calidad de la energía. El análisis de las cargas eléctricas es un aspecto importante en el estudio de la calidad de la energía, ya sea como cargas sensibles o como causantes de alguno de los diferentes fenómenos electromagnéticos. Las cargas no lineales son una de las principales fuentes de distorsión armónica, llevando a producir efectos nocivos en la red eléctrica y los equipos instalados, que van de la mano con la sensibilidad de los equipos. Siendo, los variadores de frecuencia una de las principales cargas no lineales implementadas en las plantas industriales, debido a su aplicación en el arranque y control de velocidad de los motores para reducir el consumo de energía, estos producen armónicos característicos del orden  $6n-1$  [8]. En el caso de los sistemas fotovoltaicos no es la excepción, ya que el equipo responsable de emitir disturbios a la red es el inversor, ya que está integrado por electrónica de potencia.*

# CAPITULO 3

## METODOLOGÍA

*La energía eléctrica es un producto y como cualquier otro producto, debe satisfacer los requisitos apropiados para que sea de calidad. Si el equipo eléctrico funciona correctamente, requiere que la energía eléctrica se suministre a un voltaje que se encuentre dentro de un rango específico alrededor del valor nominal. Una parte importante del equipo en uso hoy en día, especialmente los dispositivos electrónicos y de computadora, requiere una buena calidad de energía (PQ). Sin embargo, el mismo equipo a menudo causa distorsión en el suministro de voltaje en la instalación, debido a sus características no lineales, es decir, genera una corriente no sinusoidal con un voltaje de suministro.*

*Al evaluar la calidad de la potencia eléctrica de una instalación (residencial, comercial o industrial), cualquier tipo de estudio realizado depende en gran medida de la forma en que se realicen las mediciones. Para un adecuado monitoreo de ésta, es necesario tener en cuenta otros factores como, por ejemplo, las normas, la selección del punto de acoplamiento común (PAC), ubicación de los sensores y registradores, frecuencia de muestreo, intervalos de observación, medición de armónicos de voltaje y/o corriente y principalmente las condiciones del sistema durante la medición [39].*

*En el presente capítulo se presentan la metodología realizada para alcanzar con los objetivos planteados y así como los tópicos de la forma que deben ser tenidos en cuenta para una adecuada adquisición y tratamiento de las señales principales como el de voltaje, corriente y frecuencia. Es importante mencionar que para realizar este procedimiento se tomaron en cuenta recomendaciones de las normas y especificaciones por el cual en este capítulo no se aborda a profundidad, es por ello que en el siguiente capítulo se dedica para hablar de ello.*

La realización del trabajo de tesis se basa del objetivo general, desarrollando el procedimiento que se muestra en la Figura 3.1, verificando que se cumplan con los requisitos para lograr el objetivo. En primera instancia se inicia con la selección del nivel de tensión, esté en BT o AT y a partir de eso si la instalación seleccionada cuenta o en proceso de instalar un SFV-I. Conocer el comportamiento eléctrico de los SFV-I'S, es indispensables dividir el trabajo en dos secciones importantes de acuerdo a los objetivos específicos planteados de la manera como se describe en la Figura 3.1. La primera parte consiste en analizar la instalación eléctrica previo a la instalación del SFV para conocer el estado en la que se encuentra y tener como base o referencia para después de conectar el sistema FV verificar su impacto que estos traen consigo. La segunda parte en analizar el comportamiento

eléctrico en diferentes niveles de penetración, clasificando de acuerdo al nivel de penetración del SFV y al sector que corresponde, de la siguiente manera; caso A1: SFV-I de 2.565 kW correspondiente al sector residencial, caso A2: SFV-I de 7 kW, caso A3: SFV-I de 15 kW y finalmente caso A4: SFV-I con una capacidad instalada de 50 kW, a partir de caso A2-A4 corresponden al sector comercial.

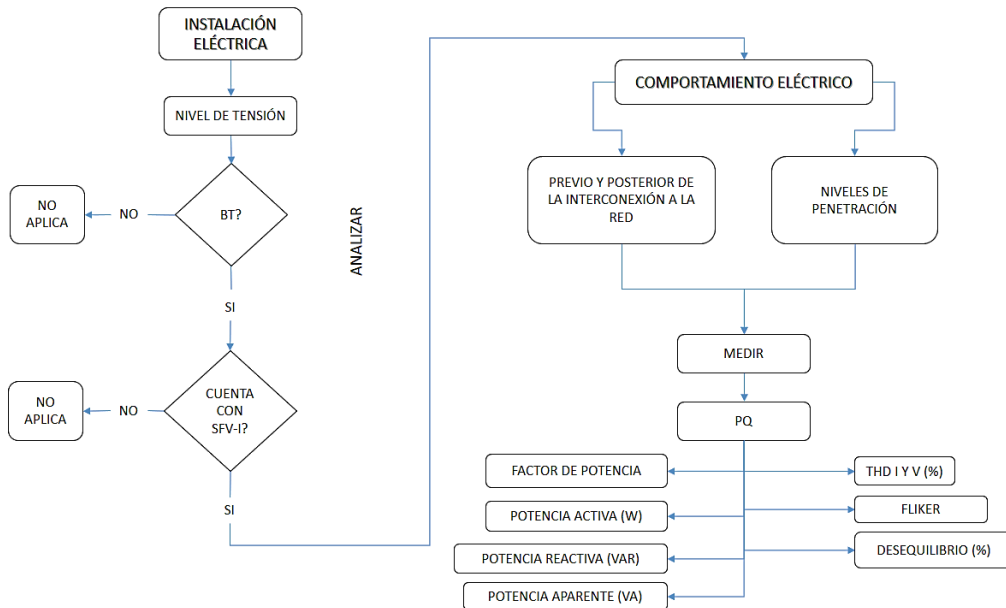


Figura 3. 1.- Procedimiento desarrollado del trabajo de tesis

Para realizar la medición eléctrica en la edificación seleccionada es indispensable conocer la configuración eléctrica para que a partir de ello se especifique el instrumento de medición, tal como se muestra en la Figura 3.2. Una vez seleccionada la instalación a medir se prosigue a verificar la tensión de interconexión del SFV-I o también nominado como PAC, lo cual de esa manera se configura el instrumento y proseguir con la medición con los parámetros eléctricos de interés, tal como se muestra en la Figura 3.2.

### 3.1.- Descripción de la instalación eléctrica

A continuación, se describen el tipo de conexión eléctrica con la que cuenta las instalaciones evaluadas, divididos en dos secciones: instalación eléctrica y SFV. En la sección de instalación eléctrica se da a conocer el nivel de tensión, tarifa, mención de las cargas con las que cuenta ya que el objetivo del trabajo no es enfocarnos en ello sino conocer el comportamiento eléctrico de los SFV-I. En la sección de SFV se menciona las características eléctricas de los componentes eléctricos principales como lo es el modulo fotovoltaico e inversor.

#### 3.1.1.- Instalación eléctrica

Es de suma importancia al momento de llegar a una instalación conocer la configuración eléctrica con la que se encuentra para que a partir de esos datos configurar el equipo a utilizar que en este trabajo es el FLUKE 435 Serie II, así como otros instrumentos.



En la Figura 3.2, se muestra el procedimiento de verificación de la conexión de la instalación eléctrica para que a partir de ello configurar el equipo.

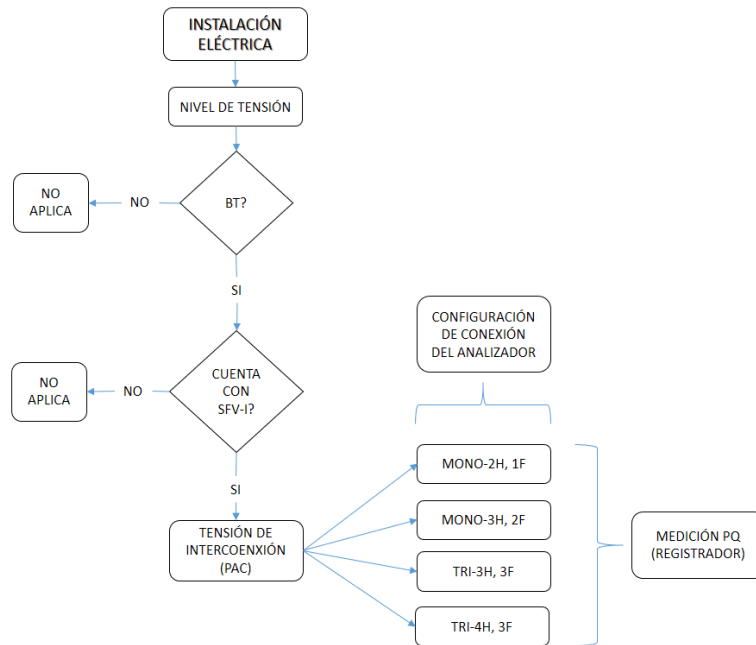


Figura 3. 2.- Procedimiento para configuración del equipo de medición

#### 3.1.1.1.- Tensión de interconexión

La conexión eléctrica del sistema fotovoltaico se debe de realizar en la red de distribución de baja tensión, para estos casos de estudio, dependiendo de la tensión de servicio. En el caso de servicios doméstico de la CFE es de:

- 127 V para sistemas monofásicos a 2 hilos (MONO-2H, 1F)
- 120 V/240 V para sistemas monofásicos a 3 hilos (MONO-3H, 2F)
- 220 V/127 V para sistemas trifásicos de 4 hilos (TRI-4H, 3F)

#### 3.1.1.2.- Número de fases

El número de fases en la salida del subsistema SFV dependen primordialmente de las características de la carga del usuario y por consecuencia del servicio que entrega CFE al usuario. El voltaje nominal estándar  $V_n$  para baja tensión publica que proporciona CFE, es [32][41]:

- Para sistema monofásico a 2 hilos  $\leq 5$  kW:  $V_n = 127$  V fase y neutro,
- Para sistemas monofásicos a 3 hilos 5 kW y 10 kW:  $V_n = 120$  V/240 V,
- Para sistemas trifásicos de 4 hilos 10 kW:  $V_n = 220$  V/127 V

#### 3.1.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado

En este apartado es identificar las características eléctricas de los componentes eléctricos del sistema fotovoltaico, principalmente los módulos fotovoltaicos e inversor conectado a red, para comprobar la capacidad instalada y generada para ratificar con los datos obtenidos

con el instrumento de medición de calidad eléctrica. Así como la configuración de módulos conectados al inversor.

### 3.1.3.- Caso A1: Domiciliario

#### 3.1.3.1.- Instalación eléctrica

Esta instalación se encuentra en nivel de baja tensión, es decir el voltaje de distribución es de 1 kV reducido mediante un transformador reductor a 127 VCA c/L, por lo tanto, la instalación es de tipo monofásico a 3 hilos, es decir, dos fases y un neutro, tal como se muestra en la Figura 3.3. La tarifa en la que se encuentra el cliente es tipo 1B, ya que esto es determinado por la temperatura promedio anual del lugar y con un consumo límite bimestral de 800 kWh. La casa habitación dentro los electrodomésticos más destacados son 2 aires acondicionados, iluminación led en varias partes de la casa, laptops, computadoras de escritorio, televisión, refrigerador, microondas, lavadora y bomba.

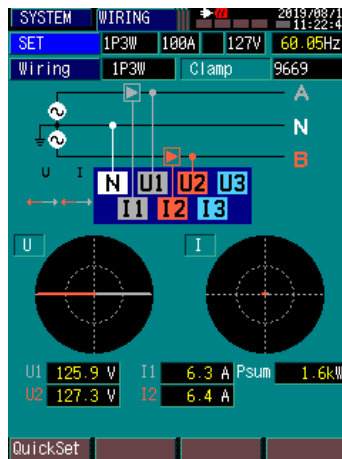


Figura 3. 3.- Esquema de conexión eléctrica del domicilio

#### 3.1.3.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado

Este sistema cuenta con una capacidad instalada de 2.565 kW y una generación de 12.825 kWh/día por una radiación solar al día de 5 kW y está compuesto de dos secciones; de un inversor central y la otra de microinversores. La primera consiste en un sistema con un inversor central (Tabla 3.2) de la marca FRONIUS modelo IG 2000 con una capacidad de 2 kW que conectan 7 módulos de 235 W (Tabla 3.1) de la marca ERDM SOLAR, modelo ERDM 235TP/6 con tecnología de policristalino conectados en serie. En la Tabla 3.1 y 3.2 se muestra las características eléctricas de los microinversores y del inversor central respectivamente del caso A1. En la Figura 3.4 se muestra el diagrama de conexión del sistema fotovoltaico, conexión de 6 módulos fotovoltaicos en serie y conectados al inversor central.

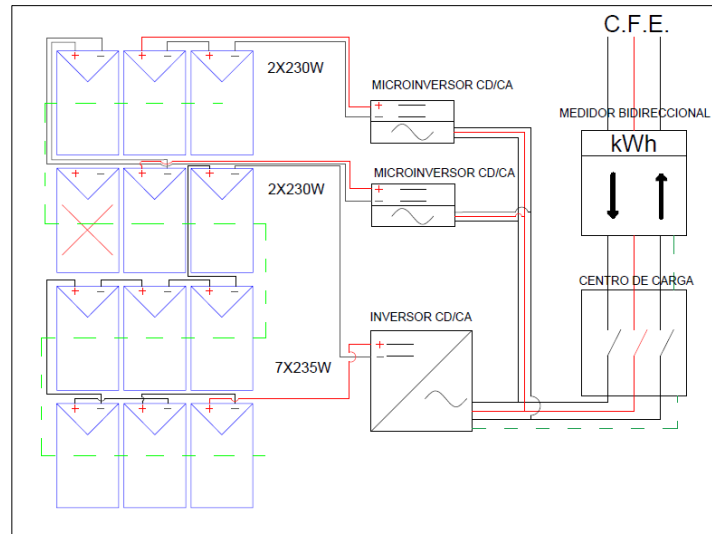


Figura 3. 4.-.- Esquema de conexión del SFV-I del caso A1

La segunda sección consiste en 2 microinversores (Tabla 3.2) de 500 W de la marca APsystems tipo YC500A-NA-MX de la cual se conectan dos módulos fotovoltaicos c/u (Tabla 3.1), de capacidad de 230 W de la marca EPCOM modelo WK-230W. En la Figura 3.4 se muestra la conexión de los dos microinversores con 2 módulos cada uno.

#### 3.1.4.- Caso A2: Comercial

##### 3.1.4.1.- Instalación eléctrica

La evaluación del comportamiento eléctrico se realizó en un SFV-I ubicado en la Calzada al Sumidero, Col. Las Delicias, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas perteneciente a la zona sureste, zona de carga de Tuxtla, del nodo Tuxtla Norte. El inmueble evaluado se encuentra en la tarifa Pequeña Demanda en Baja Tensión (PDBT) esta aplica para uso de energía en baja tensión a cualquier uso, excepto para los cuales se fijan la tarifa, con demanda hasta los 25 kW al mes. Por lo tanto, esta corresponde al sector comercial ya que dentro de ella se realizan actividades de oficina como ventas, capacitación y servicios de mantenimiento de equipos de protección civil. La instalación eléctrica de la empresa es tipo monofásica a 3 hilos, es decir, la tensión es a 220 VCA L-L y 127 VCA L-N. Cuenta con aires acondicionados, iluminación en interiores y exteriores, computadoras, laptops, impresoras, bombas y motores.

##### 3.1.4.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado

La capacidad instalada del SFV-I es de 7 kW, las horas solar pico de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez es de 5 horas por lo tanto tiene una capacidad de generación de 35 kWh/día.

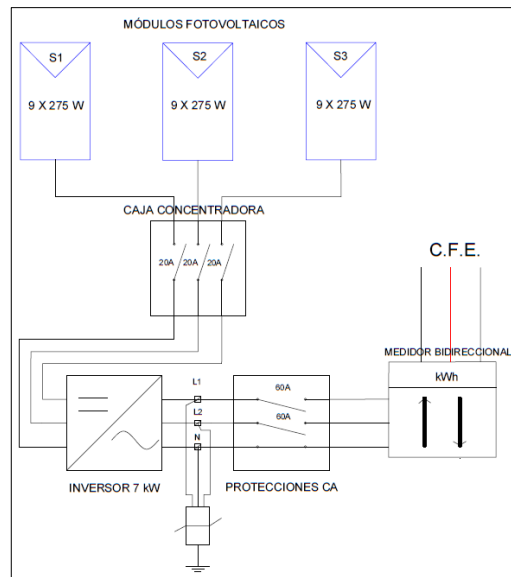


Figura 3. 5.- Diagrama de conexión del SFV-I en SEFESO

Módulos fotovoltaicos. Se instalaron 27 módulos con una potencia de 275 W de la marca CSUN, modelo PFVCS275-P60-G tipo Silicio policristalino (Si-p) de 60 celdas (ver Tabla 3.1). En la figura 3.5 se muestra la conexión eléctrica del SFV, en la que se cuenta con 3 string de 9 módulos cada uno conectados en serie que son conectados a la entrada en CD del inversor y con sus protecciones en CD y CA correspondientes que van conectado al medidor bidireccional y conectado a la mufa para la red de distribución.

Inversor conectado a red. El inversor utilizado en esta instalación es de tipo centralizado con una capacidad de 7 kW marca SMA, modelo SUNNY BOY 7.0-US (ver Tabla 3.2).

### 3.1.5.- Caso A3: Comercial

#### 3.1.5.1.- Instalación eléctrica

La instalación evaluada es una instalación destinado a oficinas, por lo tanto cuenta con una tarifa de Pequeña Demanda en Baja Tensión (PDBT, hasta 25 kW-mes) [42]. De acuerdo a la especificación de CFE sobre el nivel de tensión de la instalación es de baja tensión, es decir la energía recibida antes del transformador está a 1 kV. La instalación eléctrica de la empresa es tipo trifásica con 4 hilos, es decir, la tensión es a 220 VCA de L-L y 127 VCA de L-N. Las cargas con las que cuenta esta instalación son; aires acondicionados tipo paquete, iluminación en interiores y exteriores tipo led, computadoras, laptops, impresoras de planos (plotters), cafeteras, refrigeradores, cámaras de vigilancia, bombas y motores.

#### 3.1.5.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado

La capacidad instalada del SFV-I es de 15 kW, las horas solar pico de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez es de 5 horas por lo tanto tiene una capacidad de generación de 75 kWh/día. Está orientado hacia el sur geográfico con un ángulo de inclinación de 16° de acuerdo a la latitud del lugar, puesta sobre la fachada del edificio.

*Módulos fotovoltaicos.* Se instalaron 60 módulos con una potencia de 250 W de la marca SOLARWORLD, tipo Silicio mono-cristalino (Si) de 60 celdas (ver Tabla 3.1). Se tiene 10 módulos conectados en serie para formar 2 string por cada inversor (ver Figura 3.6). En la Figura 3.6 se muestra el diagrama de la conexión eléctrica del SFV con sus respectivas protecciones en CD a CA, como fusibles y supresores de picos en la caja concentradora y a la salida del inversor, al final del circuito conectados al medidor bidireccional para realizar la medición tipo Net Metering y conectado a la red de distribución de CFE.

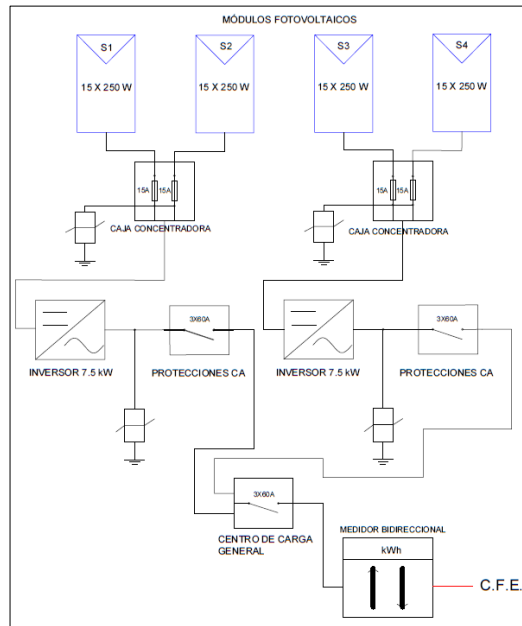


Figura 3. 6.- Diagrama de conexión del caso A3

*Inversor conectado a red.* Esta instalación consiste en dos inversores del tipo centralizado con capacidad de 7.5 kW c/u de la marca FRONIUS IG (ver Tabla 3.2), haciendo un total de 15 kW de capacidad instalada. Las terminales de los inversores son conectadas en paralelo a voltaje de 220 VCA (L-L) de la red en el PAC del edificio.

### 3.1.6.- Caso A4: Comercial

#### 3.1.6.1.- Instalación eléctrica

La instalación evaluada es una instalación destinado a servicios hotelera, por lo tanto cuenta con una tarifa de Gran Demanda en Baja Tensión (GDBT, mayor a 25 kW-mes) [42]. De acuerdo a la especificación de CFE sobre el nivel de tensión de la instalación es de baja tensión, es decir la energía recibida antes del transformador está a 1 kV. La instalación eléctrica de la empresa es tipo trifásica con 4 hilos, es decir, la tensión es a 220 VCA de L-L y 127 VCA de L-N. Las cargas con las que cuenta esta instalación son; aires acondicionados, iluminación en interiores y exteriores tipo led, computadoras, laptops, impresoras, cafeteras, refrigeradores, congeladores, cámaras de vigilancia, bombas y motores.

3.1.6.2.- Sistema Fotovoltaico Interconectado

La capacidad instalada del SFV-I es de 50 kW, las horas solar pico de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez es de 5 horas por lo tanto tiene una capacidad de generación de 250 kWh/día. Está orientado hacia el sur geográfico con un ángulo de inclinación de 16° de acuerdo a la latitud del lugar, puesta sobre el estacionamiento del edificio.

*Módulos fotovoltaicos.* Se instalaron 160 módulos con una potencia de 330 W de la marca JA SOLAR, modelo tipo Silicio mono-cristalino (Si) de 72 celdas (ver Tabla 3.1). Se tiene 16 módulos conectados en serie para formar 3 string por cada inversor y para el inversor de 6 kWp un string con 10 en serie y el otro con 6 (ver Figura 3.7).

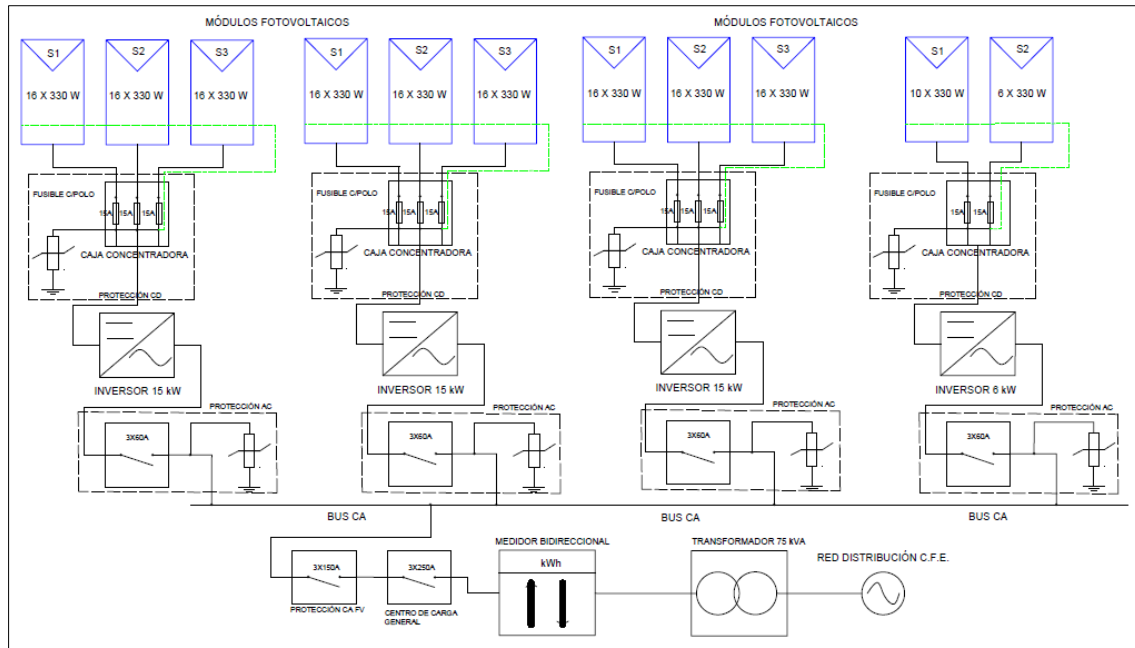


Figura 3. 7.- Diagrama de conexión del caso A4

*Inversor conectado a red.* Esta instalación consiste en 3 inversores del tipo centralizado con capacidad de 10 kW c/u de la marca FRONIUS SYMO 15.0-3 208 y 1 inversor de 6 kW, modelo FRONIUS PRIMO 6.0-1 208-240 (ver Tabla 3.2), haciendo un total de 50 kW de capacidad instalada. Las terminales de los inversores están conectadas en paralelo a voltaje de 220 VCA (L-L) de la red en el PAC del edificio.

Tabla 3. 1.-Características eléctricas de módulos fotovoltaicos

Caso	Potencia (W)	Voc (V)	Isc (A)	V <sub>MP</sub> (V)	I <sub>MP</sub> (A)	Eficiencia (%)	Marca	Tipo
A1-IC	235	37.12	8.55	29.43	8.07	N/A	ERDM SOLAR	policristalino
A1-MI	230	58.5	5.2	48.03	4.88	N/A	EPCOM	policristalino
A2	275	38.0	9.15	30.9	8.91	16.94	SCUN	Monocristalino
A3	250	37.6	8.81	30.5	8.27	--	Solarworld	policristalino
A4	330	46.9	9.14	37.8	8.77	--	JA SOLAR	monocristalino

Tabla 3. 2.- Características eléctricas de inversores

Dato técnico	Caso A1-IC	Caso A1-MI	Caso A2	Caso A3	Caso A4-1	Caso A4-2
Marca	FRONIUS IG	APsystems	SMA SUNNY BOY 7.0-US	FRONIUS IG Plus	FRONIUS SYMO 15.0-3 208	PRIMO 6.0-1 208-240
Max. Voltaje en DC (V)	500	55	600	600	1000	1000
Rango de voltaje de operación DC (V)	150 - 450	22 - 45	100 - 550	230 - 500	325 – 850	240 - 800
Max corriente DC (A)	13.6	12AX2	10	20.7	47.8 – 45.7	18
Voltaje de operación AC (V)	212 - 264	183 – 208 - 229 211 - 240 - 264	211 - 264	183 - 229 211 - 264	208 - 220	208 – 220 - 240
Frecuencia de operación (Hz)	59.3 – 60 - 60.5	59.3 - 60.0 60.5	60/50	59.3 - 60.5	59.3 / 60.5	59.3 / 60.5
Corriente máx. de salida CA (A)	8.4	2.4 - 2.08	29.2	36.1 - 31.3 27.1	41.7 – 39.4	28.8 – 27.3 – 25.0
Potencia Max de salida (W)	2000	500	7000	7500	15000	6000
Factor de potencia de salida	1	0.99	1	1, 0.85, -1 ind. / cap.	0 – 1 ind. / cap.	0.85 – 1 ind. / cap.

En la Figura 3.7 se muestra el diagrama de conexión eléctrica del SFV de 50 kW, donde cada string se conectaron 16 módulos de 330 W y cada inversor de 15 kW con entradas para 3 string y el único inversor de 6 kW se conectaron 2 string en la que en una cuenta con 10 módulos en serie y la otra de 6. Todos los inversores conectados en el mismo bus de CA y con sus respectivas protecciones en CD y CA. Del bus de CA de los inversores se va con una sola protección para conectarse al centro de carga general y estas conectadas al medidor y de ahí al transformador de 75 kVA.

### 3.2.- Punto de medición

Una vez identificado las características eléctricas de la instalación, se prosigue a localizar el punto de medición, ya que el monitoreo de todos los parámetros considerados para el análisis de la calidad de la energía, se deben realizar de preferencia directamente en el PAC. De acuerdo a las normas, el PAC se refiere al punto en el que se conectan eléctricamente dos o más usuarios [32], es decir conexión individual ubicado entre el usuario final (punto de medida de energía) y el sistema que lo alimenta (sistema de distribución), tal como se puede ver en la Figura 3.8 [39], para este estudio se refiere en el punto en que se conecta el sistema fv con la red, que puede estar en el centro de carga o en el interruptor principal de la mufa.

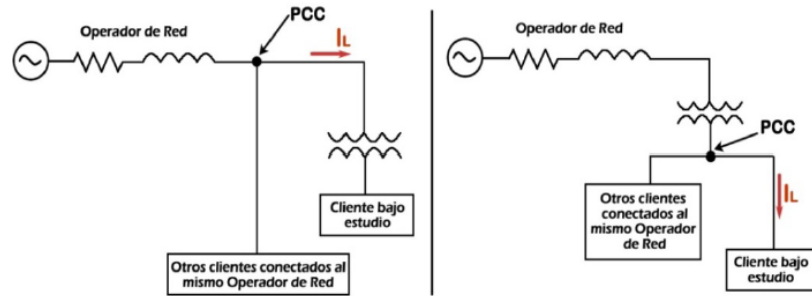


Figura 3. 8.- Punto de acoplamiento común (PAC), que sustituye al termino PCC [1]

Cuando el PAC está definido del lado de alta tensión del transformador las mediciones pueden ser tomadas por el lado de baja tensión, siempre y cuando las mediciones sean posteriormente referidas al lado de alta, es decir, usando una relación de transformación.

### 3.3.- Instrumento de medición

A continuación, se describen algunos instrumentos que nos permiten hacer lecturas de parámetros eléctricos que se consideran dentro de la calidad de la energía, como los armónicos en voltaje y corriente, flicker, fluctuaciones, desbalances, factor de potencia y potencias.

#### 3.3.1 Analizador de Calidad de la Energía

Para el monitoreo y medición de armónicos generalmente se utilizan analizadores de calidad de potencia, que se encargan de medir y almacenar muchas variables para su análisis posterior. Sin embargo, además de estos equipos, para una adecuada medición de armónicos es necesario tener en cuenta otros parámetros como, por ejemplo, las normas, la selección del PAC, ubicación de los sensores y registradores, frecuencia de muestreo, intervalos de observación, medición de armónicos de voltaje y/o corriente y principalmente las condiciones del sistema durante la medición, todos estos elementos se explican más adelante.

Una de las principales consideraciones para seleccionar el instrumento para realizar el monitoreo de la calidad de la energía es que deben de cumplir con ciertos requisitos que establece la norma IEC-61000-4-30. Los equipos de medida según la IEC-61000-4-30, se clasifican en dos clases [39]:

- Equipos de clase A: son equipos de medida usados para la evaluación de parámetros eléctricos y la verificación del cumplimiento de los valores de referencia (límites) establecidos en normas IEC.
- Equipos de clase B: son equipos utilizados para el seguimiento de los parámetros de calidad de energía, estudios de diagnóstico en instalaciones y otras aplicaciones donde no se necesita una alta precisión en las mediciones.



### 3.3.1.1 Fluke SERIE II 43511

El analizador ofrece un conjunto potente y completo de medidas para comprobar sistemas de distribución eléctrica. Algunos proporcionan una impresión general del rendimiento del sistema de alimentación eléctrica. Es un instrumento de medición de calidad de la energía que cumple con las normas internacionales, de clase A, nos permite medir lo siguiente; voltaje, corriente, frecuencia, fluctuaciones, armónicos, potencia y energía, eficiencia de inversores de potencia, desequilibrio, parpadeos, transitorios, etc. La metodología que realiza el equipo para calcular los parámetros eléctricos se describe en la Figura 3.9, partiendo de los datos de entrada básicos como el voltaje, corriente y frecuencia y a partir de ahí calcula los demás parámetros que se requiere aplicando las ecuaciones correspondientes descritas en el capítulo anterior.

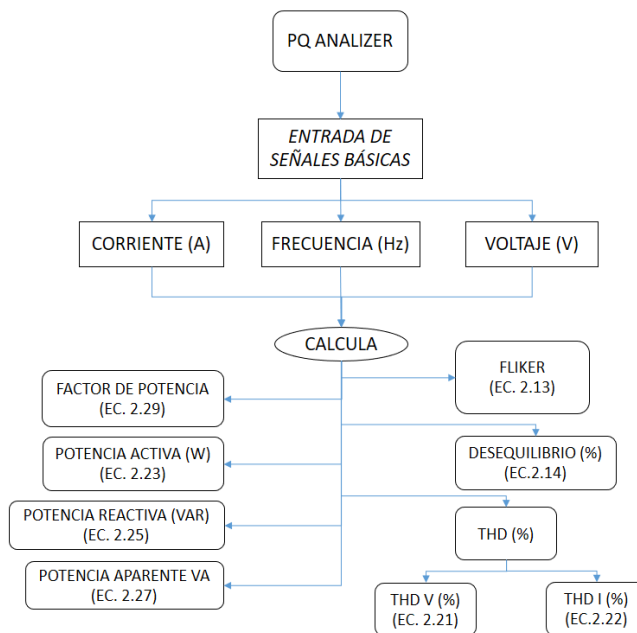


Figura 3. 9.- Procedimiento del equipo para realizar los cálculos eléctricos

Medidas generales: comprobar y ajustar la configuración del analizador que cumpla las características del sistema en prueba y los accesorios que se utiliza. Esto se aplica a:

- Configuración del cableado
- Frecuencia nominal
- Tensión nominal
- Límites utilizados para la supervisión de la calidad de la energía eléctrica y la detección de eventos
- Propiedades de los cables de tensión y las pinzas amperimétrica

### 3.3.1.2.- Conexión del equipo

Una vez seleccionada la instalación FV que cumple los requisitos planteados en el trabajo, se verifica el nivel de tensión de la interconexión, ya que es de suma importancia para la

configuración del equipo la cual realizara las mediciones y asesorarnos no exista algún error en muestreo de datos. El nivel de interconexión se refiere si la instalación eléctrica del edificio es monofásica (2H, 1F); es decir que haya dos hilos (L y N) y una fase (L), monofásica (3H, 2F); 3 hilos (L1, L2 y N) y 2 fases (L1 y L2), trifásica (3H y 3F); que cuente con 3 hilos y esas misma las fases sin neutro, y trifásica (4H y 3F); son las que cuentan las 3 hilo y fases con neutro. Para iniciar el proceso de medición, antes hay que comprobar si los cables de tensión y las pinzas amperimétrica están conectados correctamente, se utiliza el osciloscopio fasorial para verificar el orden de los conductores. En la Figura 3.10 se muestra el proceso a seguir para configurar el instrumento a utilizar, una vez conociendo la tensión de interconexión se configura en el instrumento para después iniciar las mediciones de PQ.

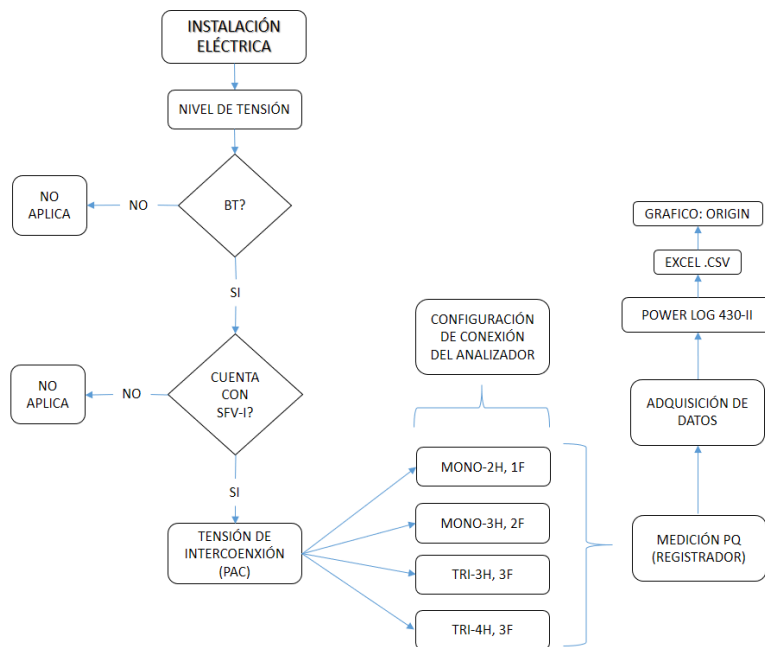


Figura 3. 10.- Proceso de conexión del equipo

Las pinzas están marcadas con una flecha para facilitar la polaridad de seña adecuada y éstas se colocan en la fase eléctrica en dirección que llega la corriente del transformado o mufa al centro de carga (ver Figura 3.12). Siempre que sea posible, se desactivan los sistemas de alimentación antes de realizar las conexiones. Utilizamos siempre el equipo de protección personal adecuado. Las mediciones se realizan en el PAC de la instalación eléctrica (ver Figura 3.11). En la Figura 3.11 se muestra el esquema del punto de medición en una instalación FV, es decir en el centro de carga en el que se conecta el SFV y donde llega la corriente CA después del medidor bidireccional. La Figura 3.12 se muestra la forma de conexión del equipo del analizador, la colocación de las sondas y sensor de voltaje se consideran la dirección que va de la red de distribución a la carga.

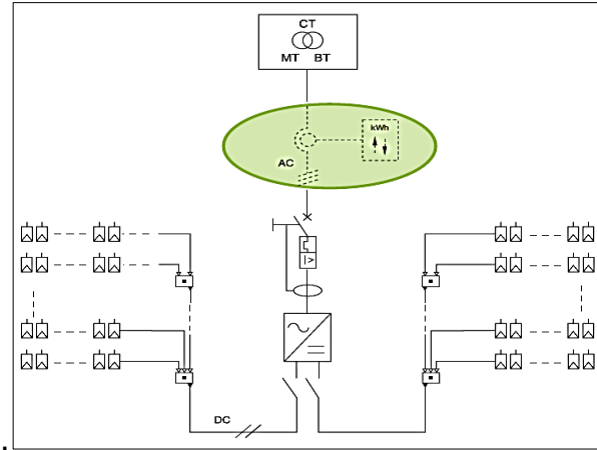


Figura 3. 11.- Punto de medición en una central fotovoltaica

En un sistema trifásico, se realizan las conexiones como se muestra en la Figura 3.12 en caso en monofásicos a 3 hilos se conectan tal como se muestra la Figura 3.3. Primero, se colocan las pinzas amperimétrica alrededor de los conductores de fase A (L1), B (L2), C (L3) y N (neutro), según sea el caso. Las pinzas están marcadas con una flecha que indica la polaridad de señal correcta.

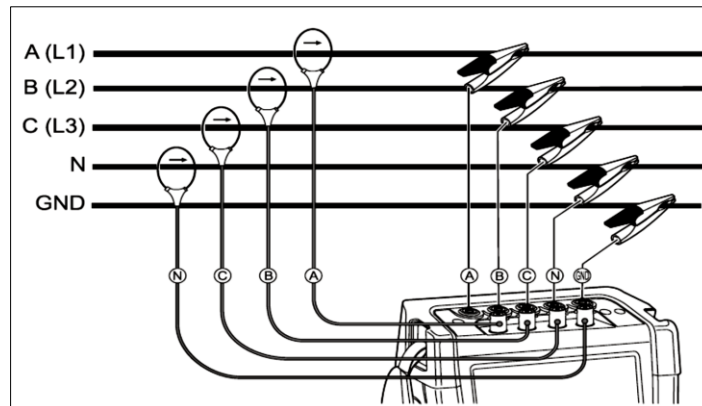


Figura 3. 12.- Esquema de conexión del medidor Fluke

Luego, se realizan las conexiones de tensión: comenzando por la conexión a tierra y después en sucesión N, A (L1), B (L2) y C (L3). Para obtener resultados de medición correcta, conectar siempre la entrada de conexión a tierra. Comprobar siempre dos veces las conexiones, que estén firmemente fijas. Para medidas monofásicas, utilizar la entrada de corriente A (L1) y las entradas de tensión de conexión a tierra, N (neutro) y fase A (L1). A (L1) es la fase de referencia para todas las medidas.

Para verificar si los cables de tensión y las pinzas amperimétricas están conectadas correctamente se puede verificar en las pantallas de osciloscopio y fasorial, seleccionando en la tecla. En el diagrama de vectores, las tensiones de fases y corrientes A (L1), B (L2) y C (L3) deben de aparecer en secuencia al observarlas en el sentido de las agujas del reloj como

se muestra en la siguiente Figura 3.13. En la Figura 3.13 se muestra la pantalla del medidor en el que se muestra el diagrama fasorial en el que observamos los voltajes de cada línea y neutro y del lado izquierdo los datos de valores de voltaje, frecuencia, el ángulo entre voltaje y corriente y del lado derecho se muestra el diagrama fasorial en el que se distribuye las 3 líneas respecto al ángulo entre ellos de 120°.

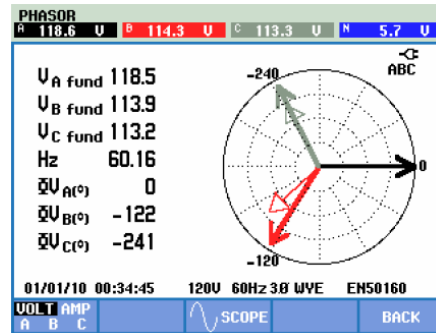


Figura 3. 13.- Diagrama de vectores correspondientes al analizador conectado correctamente

Pasos a seguir para la configuración del analizador, una vez conectada los sensores:

1.- Presionar el botón de encendido y aparecerá la pantalla de bienvenida como la siguiente imagen.

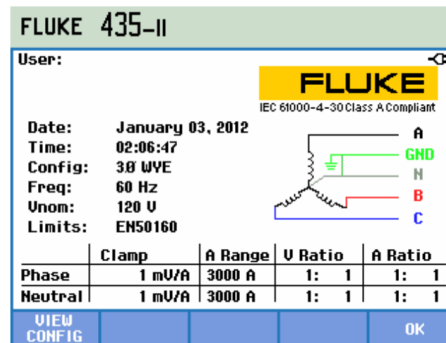


Figura 3. 14.- Pantalla de bienvenida al encender el equipo

2.- Luego presionar el botón F1 que nos permite acceder a una pantalla que muestra detalladamente las sondas de tensión y corriente al sistema de alimentación que se va a examinar. En la Figura 3.15 ofrece un ejemplo de un esquema en la forma de conexión de las pinzas y las sondas del equipo, en el que cada color corresponde en la entrada del equipo y la línea a analizar.

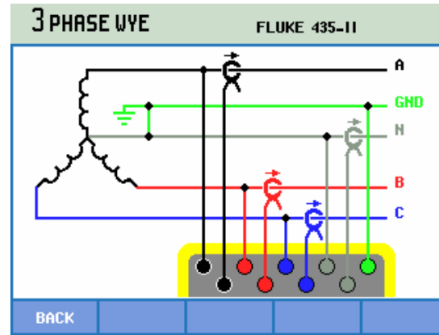


Figura 3. 15.- Esquema que muestra conexión de sondas

3.- Pulsar la tecla SETUP para acceder a los menús que incluyen todas las configuraciones del analizador, tal como se muestra en la Figura 3.16, donde encontramos los ajustes de los siguientes parámetros: configuración de cableado, frecuencia nominal, tensión nominal frecuencia, ajuste de límites de calidad de la energía eléctrica, tipos de sondas de tensión y corriente que se van a utilizar. Con la tecla F1, F2 y F3 visualizamos el tipo de conexión y con la tecla ENTER seleccionamos y salimos con F5.

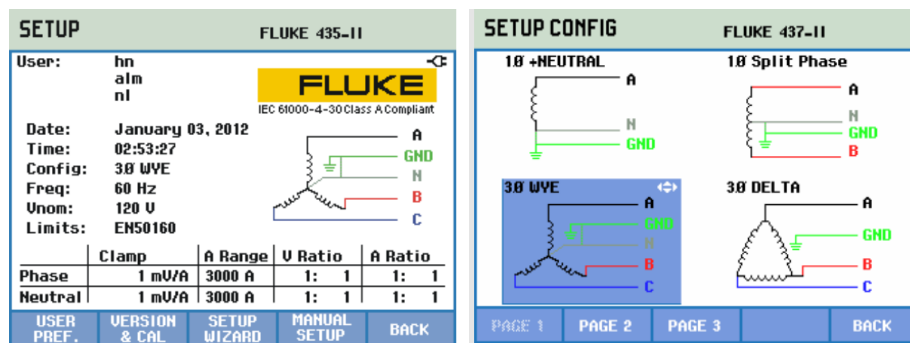


Figura 3. 16.-Pantalla de configuraciones del equipo

#### 3.4.1.3.- Selección de parámetros eléctricos

Antes de realizar medidas, configurar el analizador según la tensión de línea, la frecuencia y la configuración del cableado del sistema de alimentación que desee medir, en cada caso se describe su configuración. Después configurar que se va a medir, con el FLUKE se tiene muchos parámetros, para ellos en seguida de da un resumen de la configuración.

Pasos a seguir para la configuración del analizador, una vez conectada:

- 1.- Presionar el botón de encendido.
- 2.- Configurar al equipo como se describe en el apartado 3.4.1.2 dependiendo de la instalación y proseguir con el siguiente.
- 3.- Presionar la tecla LOGGER y aparecerá la siguiente imagen (Figura 3.17) donde se observa la configuración de intervalos, con las flechas arriba/abajo seleccionar la categoría de lecturas que se vayan a registrar, como datos y la duración.

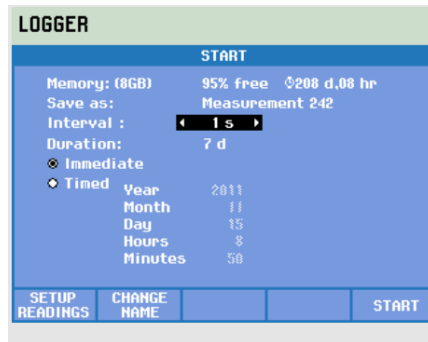


Figura 3. 17.- Categorías de lecturas

4.- El juego de lecturas que se debe registrarse se pueden seleccionar en el menú situado bajo la tecla de función F1-SETUP READINGS. Los parámetros con sus categorías que se pueden seleccionarlos con la tecla F3 o F4, es decir agregar y desagregar de la lista de seleccionados a medir, poder cambiar de categoría con la flecha arriba/abajo y para guardar lo modificado darle en la tecla F5 (OK).

5.- Una vez seleccionado presionar la tecla F5-START para iniciar las mediciones.

### 3.4.- Monitoreo y adquisición de datos

#### 3.4.1.- Monitoreo

Se realizan mediante analizador de calidad de energía como el FLUKE 435 serie II y el HIOKI (Figura 3.18). El monitoreo consiste tomar datos con intervalos de 30 segundos durante una semana de los parámetros principales son (categoría: seleccionado): voltaje: V rms para estrella, Amperaje: A rms, Potencia: potencia activa, reactiva, aparente y factor de potencia, armónico de voltaje: Volt THD, armónico de corriente: Amp THD, Frecuencia: Hz, Flicker: Pst-Plt y desbalance: unbal (%). Los objetivos del trabajo de tesis es conocer cómo se encuentra la instalación antes de conectar el sistema y luego medir posterior de conectar para comparar que tanto incluye el sistema a la red, pero únicamente la instalación del caso A2.



Figura 3. 18.- Equipo de medición de calidad eléctrica

#### 3.4.2.- Análisis de datos

Las adquisiciones de datos (ver Figura 3.10) fueron mediante programas especiales de cada instrumento, en el caso del FLUKE fue por el Power Log 5.5.0 que permite cargar en una PC

u ordenador portátil datos de tendencias y de formas de onda, así como capturas de pantalla, en formato de bits, le informa detalladamente sobre sus características. En su caso el proceso de datos se puede realizar con el micro SD del instrumento. El HIOKI mediante dos programas, una para establecer la comunicación entre la computadora y el HIOKI y la otra para visualizar los datos de manera gráfica. Una vez guardado los datos de los programas se guardan en archivos .txt para poderlos abrir en Excel y darle tratamiento en extensión de CSV (delimitado por comas) para abrir desde el graficador Origin Pro y graficar los datos deseados.

Los pasos para la obtención de los datos y análisis de estos son los siguientes:

- 1.- Monitoreo del sistema eléctrico a analizar mediante el equipo de medición utilizado es el FLUKE, durante una semana por intervalos de 30 segundos.
- 2.- Descarga de los datos a un equipo de cómputo, mediante programas de interfaz específicos.
- 3.- Una vez descargada los datos se prosigue a obtener vista de graficas previas para analizar si los datos muestran coherencia con los datos esperados y medidos de acuerdo a la configuración de a instalación FV.
- 4.- Convertir los datos a formato .txt.
- 5.- Extraer desde .txt ha Excel para guardarlos a formato CSV para graficar y dar formato de presentación en el programa Origin Pro.
- 6.- Presentar graficas de los datos obtenidos, respecto al tiempo para ver su comportamiento del sistema FV, entre los principales parámetros y respecto a la potencia, para ver que tanto influye la potencia de generación del SFV.

### 3.5.- Medición de parámetros eléctricos

A continuación, se describe todos los parámetros eléctricos considerados para determinar la calidad eléctrica, su método, muestras e intervalos de medición.

#### 3.5.1.- Voltaje

En la norma EN 50160, proporciona las principales características (frecuencia, magnitud, forma de onda y simetría de los tres voltajes de fase) de voltaje de la electricidad suministrada por los sistemas de distribución pública, tanto de baja y media tensión. Los límites o valores dentro de los cuales el voltaje se puede esperar que permanezcan. Para baja tensión de acuerdo a esta norma establece que el voltaje cuyo límite superior de valor nominal de rms es de 1 kV y media tensión cuyo valor nominal de rms se encuentra por encima de 1 kV y por debajo de 35 kV. La medición y prueba de la calidad del voltaje de alimentación, según esta norma, requiere de aparatos especializados y métodos de

medición. Esta disposición permite el monitoreo continuo, a corto y largo tiempo, durante 7 días, de los siguientes parámetros [43]:

- Tensiones y corrientes en tres fases;
- Frecuencia
- Factor de distorsión armónica total  $THD_V$  y  $THD_I$ ;
- Factor de desequilibrio de voltaje, que es un múltiplo de componentes de voltaje de secuencia positiva y negativa;
- Variaciones de voltaje rápidas y lentas, que se definen como parpadeo a corto plazo ( $P_{st}$ ) y largo plazo ( $P_{lt}$ );
- Factores de gravedad.

Los valores RMS de voltajes y corrientes se pueden determinar correctamente mediante métodos digitales en cualquier contenido armónico de formas de onda. Además, con los resultados de tensión y corriente RMS se puede calcular la potencia aparente. La potencia activa puede ser calculada y medida con precisión[44].

Método de prueba [43]: en condiciones normales de funcionamiento:

- Durante cada periodo de una semana, el 95% de los valores medios en rms de 10 minutos de voltaje de alimentación debe de estar dentro del rango de  $V_n \pm 10\%$ .
- Todos los 10 minutos significan que los valores rms de la tensión de alimentación deben estar dentro del rango de  $V_n +10\% / - 15\%$ .

La forma de medir el voltaje es de manera paralelo a ello, es decir con las puntas del voltímetro se colocan a los puntos cuya diferencia de potencial se pretende determinar, tal como se ilustra en la figura 3.19.

Las fluctuaciones en la potencia entregada por los SFV-I no deben producir variaciones de tensión fuera de los límites  $\pm 10\%$  de la tensión eficaz nominal en sistemas de distribución de BT ( $V_{nom} \leq 1$  kV) (sección 6.8.1).

### 3.5.2.- Intensidad de corriente

La base de las medidas de la potencia son los valores de muestra de tensión y corriente medidos en todas las entradas simultáneas. La potencia se mide en un espacio temporal de 10/12 ciclos (50/60 Hz) ( $T_w$ ) según requiere IEC 61000-4-30. Para la medición de la corriente se conecta en serie, es decir que la sonda amperimétrica se conecta a la línea cuya intensidad de corriente se desea medir, como se muestra en la Figura 3.19.



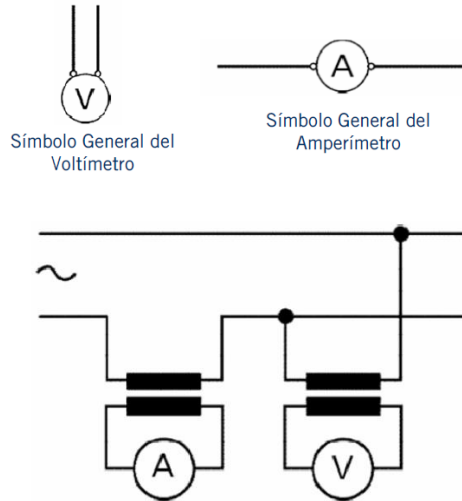


Figura 3. 19.- Conexión de un amperímetro y voltímetro de corriente alterna

3.5.3.- Frecuencia

El sistema debe de operar en sincronía con la red y no causar desviaciones en su frecuencia que sobrepasen los límites que es de 59.2 Hz a 60.8 Hz (sección 6.8.2).

3.5.4.- Potencia

La potencia activa (todos los componentes de frecuencia) en el instrumento (FLUKE) se calcula directamente a partir de las muestras medidas en las entradas de tensión y corriente, mediante los sensores (Figura 3.20. A)) o mediante de un transformador para los casos de altos voltajes o los sensores no están dentro de los rangos (Figura 3.20.C), aplicando la ecuación 2.23 para sistemas monofásicos (Figura 3.20) y trifásicos equilibrada (Figura 3.21).

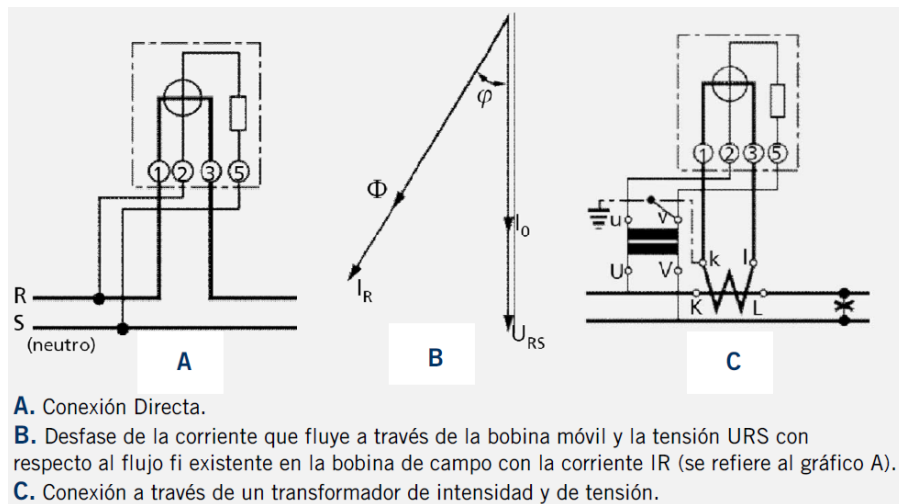


Figura 3. 20.- Medidor de potencia activa para corriente alterna monofásica [45]

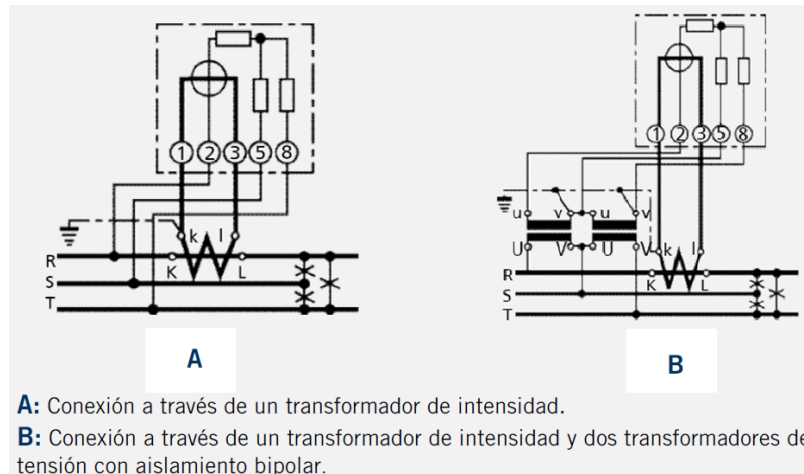


Figura 3. 21.- Medidor de potencia activa para corriente trifásica en tres conductores de igual carga [45]

### 3.6.- Determinación de calidad de la energía

#### 3.6.1.- Fluctuaciones

Las fluctuaciones se registran por caídas de voltaje, interrupciones y cambios de voltaje. Son desviaciones rápidas con respecto al voltaje normal [27]. En condiciones normales de funcionamiento, la variación de voltaje no debe exceder de  $\pm 10\%$  del voltaje eficaz nominal en sistemas de distribución de baja tensión, el voltaje nominal es de  $V_n \leq 1,000 \text{ V}$  [32]:

Magnitud de cambios rápidos de voltaje: los cambios rápidos del voltaje de alimentación se deben principalmente a cambios de carga en instalaciones de usuarios de la red o por conmutación en el sistema. En condiciones normales de funcionamiento, un cambio rápido de voltaje generalmente no supera el 5% del  $V_n$ , pero un cambio de hasta 10% del  $V_n$  con una corta duración puede ocurrir algunas veces en algunas circunstancias. También hay que considerar que un cambio de voltaje que resulte un valor menor al 90% del  $V_n$  se considera una caída de voltaje de suministro [43].

#### 3.6.2.- Desequilibrio

Desequilibrio de tensión de alimentación, en condiciones normales de funcionamiento, durante cada período de una semana, el 95% de los 10 minutos los valores rms medios del componente de secuencia de fase negativa de la tensión de alimentación serán dentro del rango de 0 a 2% del componente de secuencia de fase positiva en algunas zonas. Las instalaciones de los usuarios de redes conectadas monofásicas o bifásicas, desequilibran hasta alrededor del 3% en los terminales de suministro trifásico se producen. El desequilibrio se calcula de acuerdo a la ecuación 2.14.

El límite para desbalance de tensión y corriente tanto de secuencia negativa como de secuencia cero, el estado estacionario en el lapso de 10 minutos o más, es como se muestra en la Tabla 3.3 y 3.4, respectivamente.

Tabla 3. 3.- Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida

Tensión kV	Desbalance (%)
Menor de 1	3
Mayor o igual de 1	2

Tabla 3. 4.- Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

Impedancia relativa ( $I_{cc}/I_{IL}$ )	Desbalance % Menor a 1 kV
$(I_{cc}/I_{IL}) < 20$	5
$20 \leq (I_{cc}/I_{IL}) < 50$	8
$50 \leq (I_{cc}/I_{IL}) < 100$	12
$100 \leq (I_{cc}/I_{IL}) < 1000$	15
$(I_{cc}/I_{IL}) \geq 1000$	20

### 3.6.3.- Parpadeo (Flicker)

El algoritmo de la medida cumple la norma EN61000-4-15 y se basa en un modelo de percepción del sistema sensorial del cerebro y del ojo humano. El analizador convierte la duración y la magnitud de las variaciones de tensión en un "factor de molestia" que causa el parpadeo resultante de una lámpara de 60 W. Una lectura de parpadeo alta significa que la mayoría de la gente encontraría irritantes los cambios de luminancia. La variación de tensión puede ser relativamente pequeña. La medida se optimiza en lámparas alimentadas con 120 V / 60 Hz o 230 V / 50 Hz [46]. En condiciones normales de funcionamiento, en cualquier período de una semana, la severidad del parpadeo a largo plazo causada por la fluctuación de voltaje debe ser  $P_{It} \leq 1$  durante el 95% del tiempo, tal como se muestra en la tabla 3..3 [43]. El cálculo del parpadeo se realiza como se describe en la ecuación 2.13 del capítulo anterior.

Tabla 3. 5.- Límites de variación de tensión [39]

Indicador	Límite
Pst	$\leq 1$
Plt	$\leq 0.65$

### 3.6.4.- Distorsión armónica total de voltaje (THDV%) y de corriente (THDI%)

Medidas de los armónicos: a los efectos de evaluar los niveles de armónicos para la comparación con los límites recomendados, cualquier instrumento utilizado debe cumplir con las especificaciones de IEC 61000-4-7 y la IEC 61000-4-30. Y se calcula de acuerdo a la ecuación 2.20 y 2.21.

Los límites recomendados en esta cláusula se aplican solo en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés, PAC) y no deben aplicarse a equipos individuales ni a ubicaciones dentro de las instalaciones del usuario. En la mayoría de los casos, se puede encontrar que los voltajes y corrientes armónicas en estas ubicaciones son significativamente

mayores que los límites recomendados en el PAC debido a la falta de diversidad, cancelación y otros fenómenos que tienden a reducir los efectos. En el punto de acoplamiento común (PAC), los propietarios u operadores del sistema deben limitar los armónicos de voltaje de línea a neutro de la siguiente manera:

- Los valores diarios del percentil 99 del tiempo muy corto (3 s) deben ser menores a 1.5 veces los valores dados en la Tabla 3.4.
- Los valores semanales del 95 por ciento de tiempo corto (10 min) deben ser menores que los valores dados en la Tabla 3.4.

Tabla 3. 6.- Límites de distorsión armónica de voltaje [41]

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 <sup>a</sup>

- <sup>a</sup>High-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal whose effects will have attenuated at points in the network where future users may be connected.

Límites de armónicos recomendados (THD<sub>i</sub>%): Los límites se aplican a los usuarios conectados a sistemas donde la tensión nominal en el PAC es de 120 V a 69 kV. En el PAC los usuarios deben limitar sus corrientes armónicas de la siguiente manera:

- Las corrientes armónicas del percentil 99 muy corto (3 s) diarias deben ser menores que 2.0 veces los valores dados en la Tabla 3.5.
- Las corrientes armónicas semanales del percentil 99 corto tiempo (10 min) deben ser menos de 1.5 veces los valores dados en la Tabla 3.5.
- Las corrientes armónicas semanales del percentil 95 (10 min) deben ser menores que los valores dados en la Tabla 3.5.

Tabla 3. 7.- Distorsión armónica máxima permitida en corriente, tensiones de 220 V hasta 69 kV [32]

Impedancia relativa ( $I_{sc}/I_L$ )	Componente armónico individual máximo de corriente para armónicas impares					Distorsión armónica total (%)
	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	
$(I_{sc}/I_L) < 20$	4	2	1.5	0.6	0.3	5
$20 \leq (I_{sc}/I_L) < 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
$50 \leq (I_{sc}/I_L) < 100$	10	4.5	4	1.5	0.7	12
$100 \leq (I_{sc}/I_L) < 1,000$	12	5.5	5	2	1	15
$(I_{sc}/I_L) \geq 1,000$	15	7	6	2.5	1.4	20

Todos los valores deben estar en porcentaje de la demanda máxima actual, impedancia (IL). Este valor actual se establece en el PAC y debe tomarse como la suma de las corrientes correspondientes a la demanda máxima durante cada uno de los doce meses anteriores

divididos por 12. La Tabla 3.5 se aplica a las corrientes armónicas cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de potencia [41].

### 3.5.3.- Factor de potencia (PF)

Al conectar en un circuito de corriente alterna resistencias inductivas y capacitivas, la intensidad de corriente no varía al mismo tiempo que la tensión, sino que se adelanta o se retrasa [45]. De acuerdo a la especificación de CFE G0100-04, el inversor de corriente debe operar con un factor de potencia (PF) superior a 0.95 inductivo o capacitivo, para potencias de salida superiores al 10% de su potencia nominal. Para efecto de análisis de un SFV se considera como una carga con PF inductivo [32].

*El monitoreo de la calidad de la energía es necesario para caracterizar los fenómenos electromagnéticos en una ubicación particular en un circuito de energía eléctrica. En algunos casos, el objetivo del monitoreo es diagnosticar incompatibilidades entre la fuente de energía eléctrica y la carga. En otros, se trata de evaluar el entorno eléctrico en una ubicación particular para perfeccionar las técnicas de modelado o desarrollar una línea de base de calidad de la energía. En otros, el monitoreo se puede usar para predecir el rendimiento futuro de los equipos de carga o los dispositivos de mitigación de la calidad de la energía. En cualquier caso, la tarea más importante en cualquier proyecto de monitoreo es definir claramente los objetivos del monitoreo [47].*

*Los objetivos de monitoreo para un proyecto en particular determinarán la elección del equipo de monitoreo, el método de recolección de datos, los umbrales de activación necesarios, la técnica de análisis de datos a emplear y el nivel general de esfuerzo requerido del proyecto. El objetivo puede ser tan simple como verificar la regulación de voltaje en estado estable en una entrada de servicio, o puede ser tan complejo como analizar los flujos de corriente armónica dentro de una red de distribución. Los datos resultantes solo necesitan cumplir los objetivos de la tarea de monitoreo para que el monitoreo sea exitoso [47].*

*El cogido de red es un reglamento que aplica para sistemas o centros de carga que se encuentran instalados en media tensión. Este código nos permitirá tener como prioridad la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del sistema eléctrico nacional. La especificación CFE G0100-04 nos permite determinar el grado de disturbios que puede presentar un SFV-I a la red de distribución en BT de la CFE. Al cumplirla esta especificación nos garantiza principalmente la seguridad del usuario que instala su SFV en su domicilio y así como también del personal de la CFE. Además, de que el SFV-I a la red entregue buena calidad de la energía.*

# CAPITULO 4

## RESULTADOS Y DISCUSIONES

*En éste capítulo se discuten el comportamiento eléctrico de los SFV-I a la red de distribución en baja tensión, derivados de los datos tomados del analizador de calidad de energía en distintas instalaciones eléctricas. Para estos estudios se realizaron mediciones de parámetros de calidad de energía en cuatros sistemas fotovoltaicos de diferentes potencias instaladas, tomando medidas del sistema con la central conectada y con la central desconectada. Una de ellas es de uso comercial en tarifa de Gran Demanda (50 kW), dos de uso comercial en tarifa de Pequeña Demanda (7 kW y 15 kW) y una de tarifa doméstica (2.5 kW). Con el fin de conocer cómo se comportan los SFV-I al conectarse e interactuar con la red de distribución de la CFE. Hay que recalcar que estos casos fueron descritos a detalle en la metodología. Los datos presentados son de días típicos por lo que se presenta lo de un solo día.*

### 4.1. Sistemas fotovoltaicos previo y posterior a la interconexión con la red de distribución

#### 4.1.1.- Mediciones eléctricas

##### 4.1.1.1.- Voltaje

En la Figura 4.1 se muestra el comportamiento del voltaje en los 4 casos estudiados, sin y con el SFV-I a la red de distribución, a) caso A1, b) caso A2, c) caso A3 y d) caso A4. En la Figura 4.1 se observa como es el comportamiento del voltaje respecto al tiempo antes y después del SFV, donde podemos notar un incremento en la magnitud del voltaje evaluado durante el periodo con el SFV, se tiene una diferencia antes y después de conectar el SFV a la red. En los casos A2, A3 y A4 se tiene una diferencia entre las medias de cada situación de un volt y además de una desviación más pequeña con el SFV. En la Tabla 4.1 se muestran los valores de la media y la desviación estándar (SD) del voltaje en los 4 casos, sin y con el SFV conectado. En la que podemos notar que se tiene un incremento del voltaje al conectar el SFV a la red de 1 V en promedio, aunque hay que recalcar en que en ciertos momentos este sobrepasa de ese valor, como ejemplo como se muestra en la Figura 4.1. Y al mismo tiempo se reduce la variación del mismo.

Este aumento es notable cuando el SFV-I se conecta a la red y se debe a que el flujo de energía va del SFV a la red. Este comportamiento se pueden observar en otros trabajos reportados como [1][3][23][49], donde entre más generación FV mayor es el incremento del voltaje en el PAC.

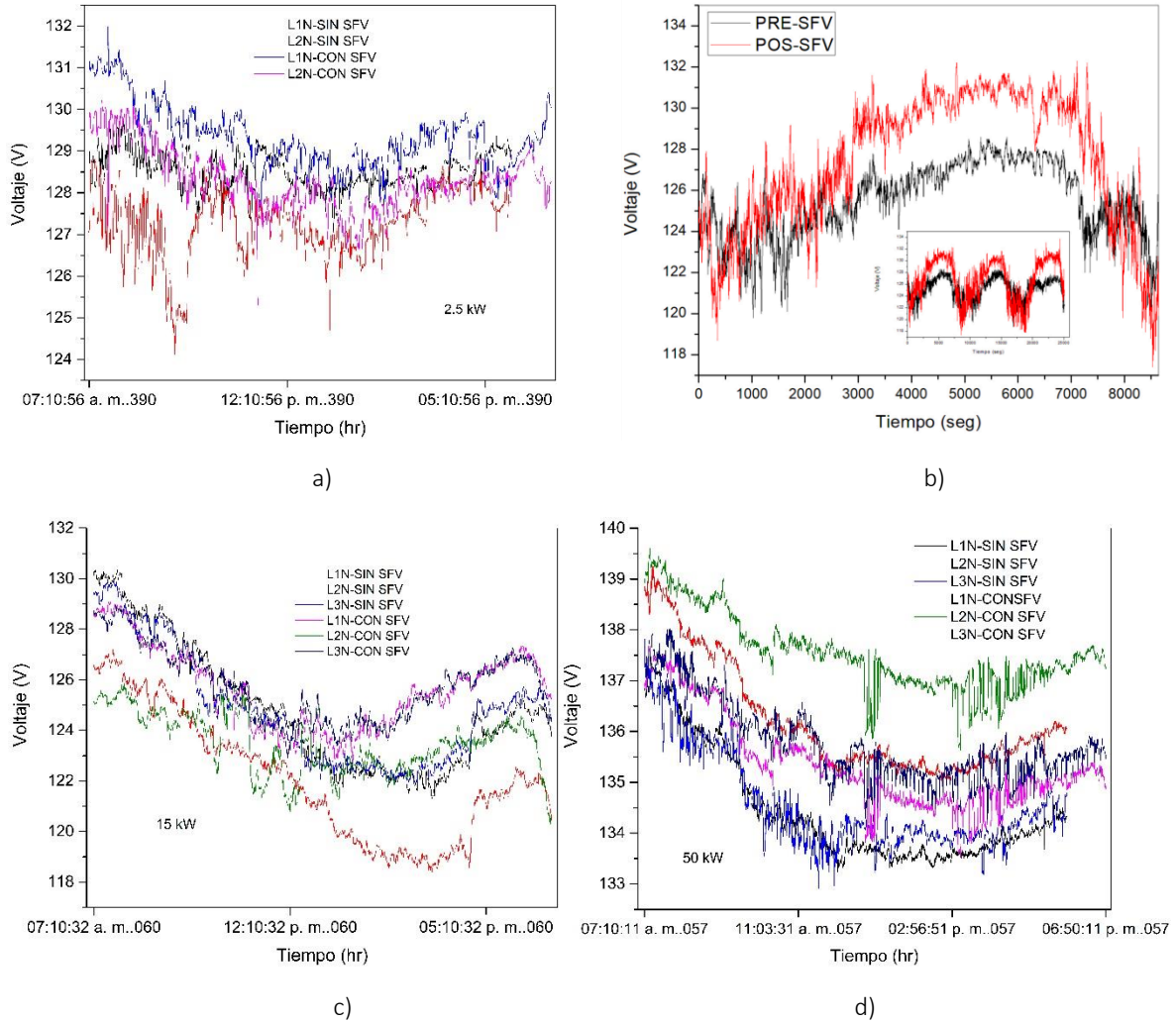


Figura 4. 1.- Comportamiento del voltaje de los 4 casos estudiados, a) Caso A1, b) Caso A2, c) Caso A3 y c) Caso A4

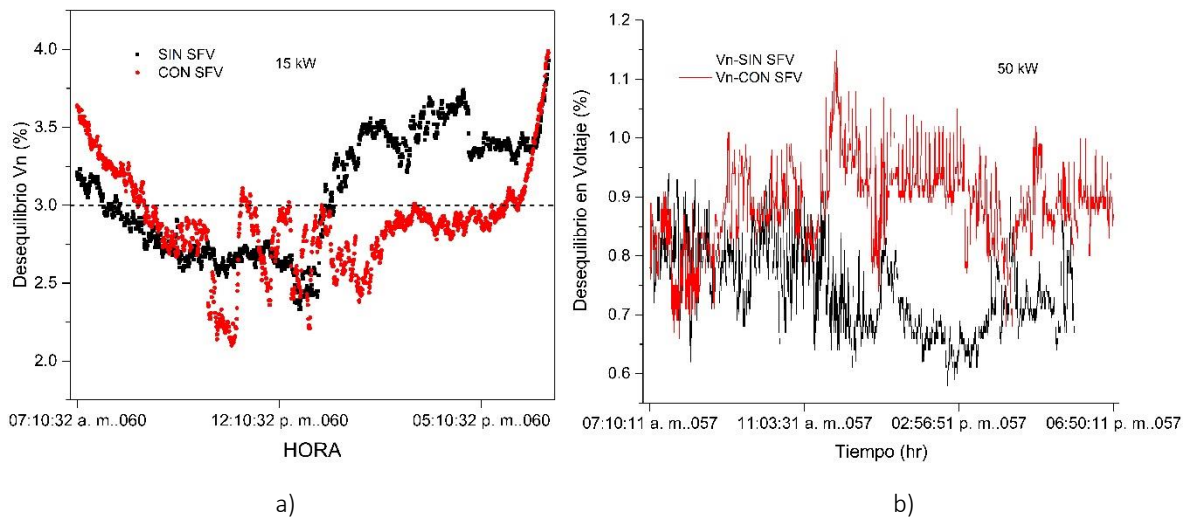


Figura 4. 2.- Desequilibrio sin y con SFV en sistemas trifásicos, a) Caso A3 y b) Caso A4

Otra de las características importantes en las instalaciones eléctricas es el equilibrio que puede existir entre las fases, principalmente en sistemas trifásicos. De los casos de estudios únicamente el caso A3 y A4 son sistemas trifásicos. En la Figura 4.2 a) se refiere al caso A3, en la que observamos mucha variación del desequilibrio durante el lapso de tiempo de las 9:30 am a 2:30 pm ya que durante esos momentos la radiación solar estuvo fluctuando. La media para ese caso sin el sistema es de 3.073 y con el sistema es de 2.8819. En la Figura 4.2 b) es el caso A4, en la que observamos mucha variación del desequilibrio, teniendo mayor desequilibrio conectando el SFV, con una media de 0.743 y 0.88615, SD de 0.0736 y 0.07229 sin y con SFV respectivamente. En lo que podemos concluir que a mayor capacidad FV existe mayor desequilibrio.

Tabla 4. 1.- Comparación del voltaje con y sin el SFV-I de los 4 casos

CASO		VOLTAJE					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	128.5135	0.4453	127.20	0.806	N/A	N/A
	CON SFV	129.333	0.7596	128.3297	0.727	N/A	N/A
A2	SIN SFV	125	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	CON SFV	126	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
A3	SIN SFV	124.87	2.497	122.0776	2.444	124.81	2.224
	CON SFV	127.678	1.5698	123.512	1.186	125.7587	1.4358
A4	SIN SFV	134.430	1.073	136.206	1.0794	134.55	0.9537
	CON SFV	135.359	0.905	137.539	0.7576	135.776	0.807

#### 4.1.1.2.- Corriente

En la Figura 4.3 se muestran el comportamiento de las corrientes neta de los 4 casos estudiados. En la Figura 4.3 a) se refiere al caso A1 en la que podemos observar que se tuvo sin SFV en que no tuvo consumo de cargas y con el SFV se tiene una media de 3.8174 de corriente. En la Figura 4.3 b) se observa el caso A2 que la fase con mayor consumo de corriente es la A, debido a que se tiene más cargas sobre esta línea y por lo tanto mayor consumo por arriba de 5 A hasta los 10 A y la fase con corrientes por debajo de los 5 A es la B. Un caso particular es que se observan corrientes de hasta los 16 A y entre los 3 a 6 A en la parte del neutro, esto nos indica que existe un desbalance de cargas en el tablero principal. En la Figura 4.3 c) y d) se muestra el caso A3 en la que observamos similitudes sin y con el SFV ya que con el SFV la radiación solar para ese día fue bajo, por lo que la corriente de salida del inversor es dependiente de ello. En la Figura 4.3 e) y f) es del caso A4 en la que



observamos el perfil de la corriente sin y con el SFV respectivamente, los valores típicos de corriente sin el SFV llegan a picos máximos de 60 A y esto va dependiendo del consumo de la carga, con el SFV observamos que existe un incremento llegando a pico máximo de 118 A con una tendencia tipo campana ya que la corriente de salida va en función de la generación FV.

En la Tabla 4.2, se muestra los valores promedio y desviaciones estándar de los 4 casos analizados, en la que observamos un aumento de la corriente en los casos A1 y A4 debido a la generación FV y en el caso A3 una disminución ya que para ese día la radiación solar fue baja y el uso de cargas disminuyo.

Tabla 4. 2.- Comparativo de corrientes de los 4 casos

CASO		CORRIENTE					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	0.3115	0.3989	0.3182	0.4099	N/A	N/A
	CON SFV	3.8174	2.3155	3.805	2.300	N/A	N/A
A3	SIN SFV	7.57	7.90	9.1696	7.2167	8.486	6.496
	CON SFV	5.226	4.4716	8.074	7.6602	5.6134	3.75
A4	SIN SFV	19.8356	2.6507	11.3035	4.0322	28.176	10.668
	CON SFV	50.424	26.51	50.517	34.5714	35.452	20.393

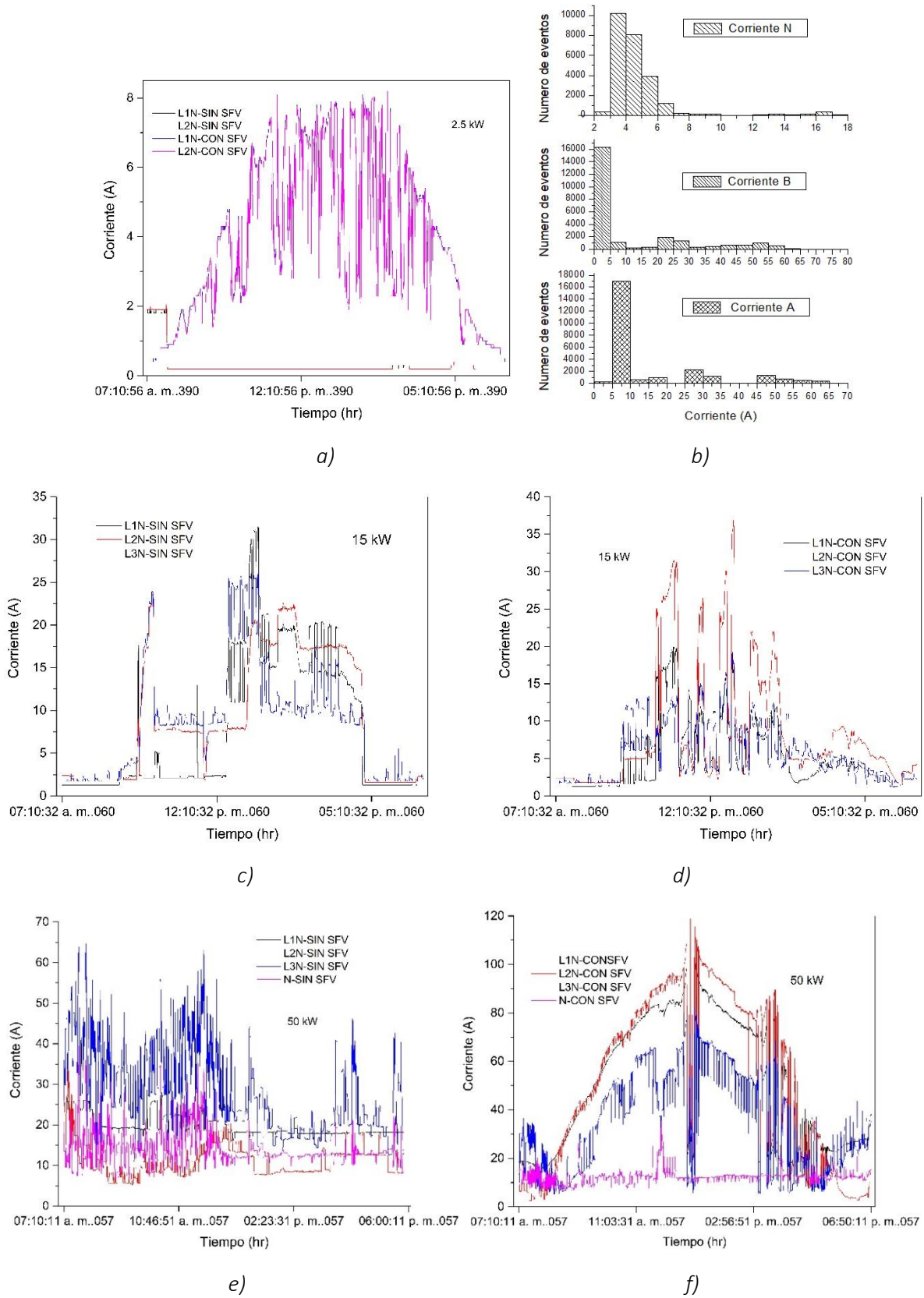


Figura 4. 3.- Corriente del Sistema eléctrico sin y con SFV de los 4 Casos

4.1.1.3.- Frecuencia

En la Figura 4.4 a) observamos que la media sin el SFV es de 60.0038 y con el SFV a 60.002. En la Figura 4.4 b) se puede observar que la frecuencia de la instalación del caso A2 esta del rango de 59.89 Hz a 60.098 Hz, estableciéndose más tiempo en los 60 Hz con una SD 0.02644 a 0.02404. En la Figura 4.4 c) es el caso A3 en la que observamos lo contrario al caso A1, en la que sin el SFV se tiene una media de 60.0045 con una SD de 0.02397 y con el SFV una media de 60.004 con una SD de 0.0257. En la Figura 4.4 d) es del caso A4 en la que observamos una media de 60.0036 sin el SFV y 60.0017 con el SFV, con una desviación estándar de 0.0246 y 0.0235 respectivamente. En la Tabla 4.3 se presentan y comparan las frecuencias de los 4 casos estudiados, en la que se observa una estabilización a los 60 Hz después de conectar el sistema FV, ya que la de mayor desviación estándar es la de antes de conectar el sistema.

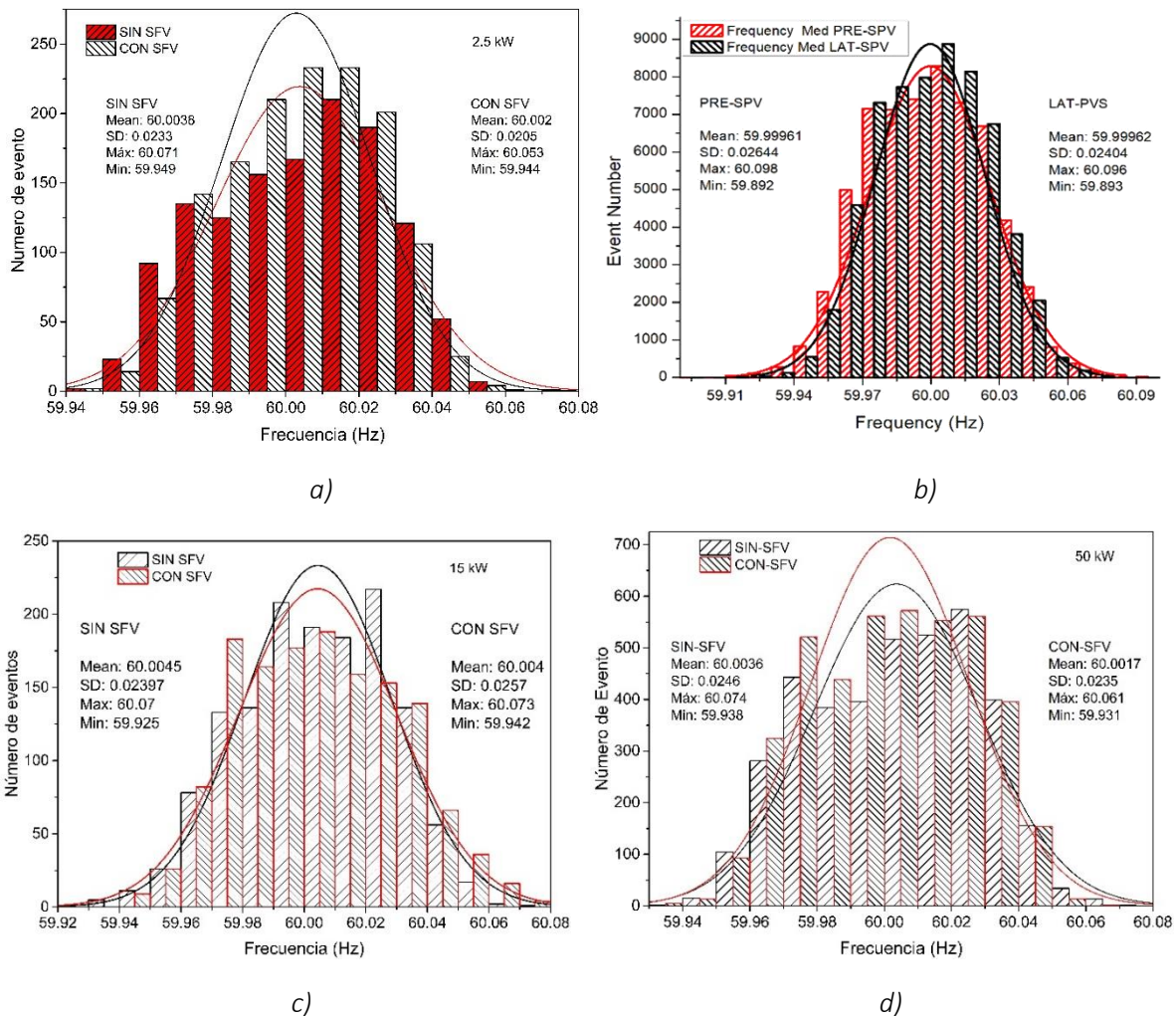


Figura 4. 4.- Comparativo de la frecuencia sin y con el SFV

Tabla 4. 3.- Comparativo de frecuencia sin y con SFV conectado

CASO	FRECUENCIA							
	A1		A2		A3		A4	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>SIN SFV</b>	60.0038	0.0233	N/A	N/A	60.0045	0.02397	60.0036	0.0246
<b>CON SFV</b>	60.002	0.0205	59.99	0.0264	60.004	0.0257	60.0017	0.0235

#### 4.1.2. Determinación de Calidad de la Energía Eléctrica

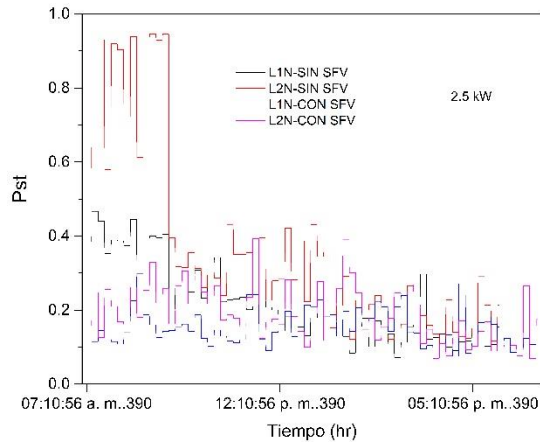
A partir de los valores obtenidos de los parámetros básicos como el voltaje y corriente podemos conocer la calidad de la señal, sin y con el SFV-I a la red de suministro. Es decir, si existen disturbios que modifiquen la forma de onda, el desplazamiento de la corriente respecto al voltaje y esto se ve reflejado en los flicker, el porcentaje de distorsión armónica y el factor de potencia calculados mediante los métodos descritos en la metodología.

##### 4.1.2.1. Variación de voltaje a corto plazo ( $P_{st}$ )

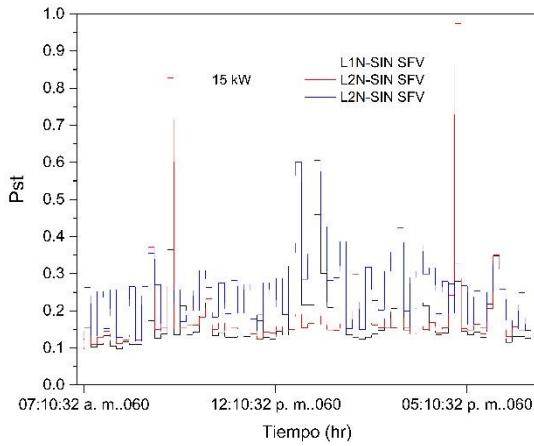
Las variaciones de voltaje a corto plazo sin y con el SFV de los casos estudiados, se muestran en la Figura 4.5. En la Figura 4.5 a) es el caso A1, b) y c) del caso A3, d) y e) corresponde al caso A4. Como podemos observar en la Tabla 4.4 se comparan los valores obtenidos sin y con el SFV, en la que se destaca una disminución de los valores de la media y de su desviación estándar de las variaciones de voltaje a corto plazo una vez conectada el SFV. Esto se ve comprobado con las magnitudes de voltaje descritos anteriormente y de acuerdo a; demuestra que las plantas FV no tienen problemas de flicker obteniendo valores entre los 0.2918-0.2063 [17], el 95 % fue entre 0.53-0.7-1.05 cada línea respectivamente [23] y obtuvo los valores por encima del límite máximo 1 y cuando hay una salida FV mínima este llega a 0.38 [50]. Esta disminución del valor de la variación se relaciona con el mejoramiento del voltaje cuando la potencia de salida del SFV es mayor.

Tabla 4. 4.- Variación de voltaje a corto plazo de los casos estudiados

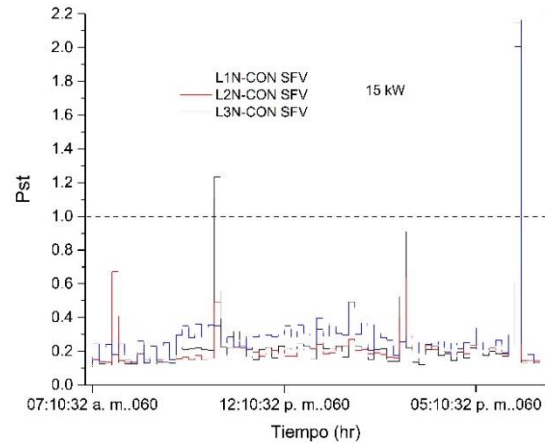
CASO		$P_{st}$					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	SIN SFV	0.2217	0.10709	0.3689	0.2557	N/A	N/A
	CON SFV	0.15215	0.0489	0.1897	0.0751	N/A	N/A
<b>A3</b>	SIN SFV	0.17	0.0711	0.182	0.1303	0.2576	0.096
	CON SFV	0.238	0.2644	0.233	0.247	0.2891	0.2362
<b>A4</b>	SIN SFV	0.097	0.0755	0.0917	0.0854	0.1806	0.127
	CON SFV	0.0952	0.10475	0.088	0.10895	0.1286	0.1092



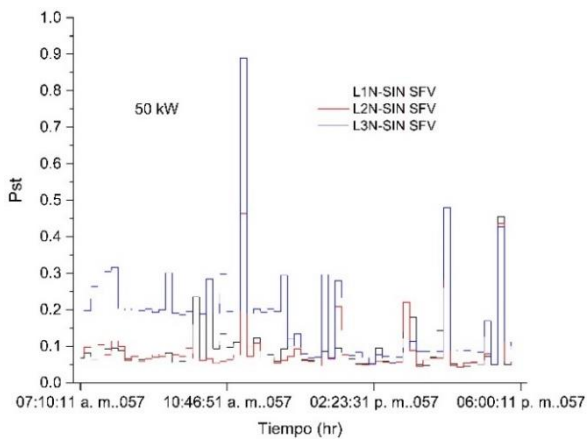
a)



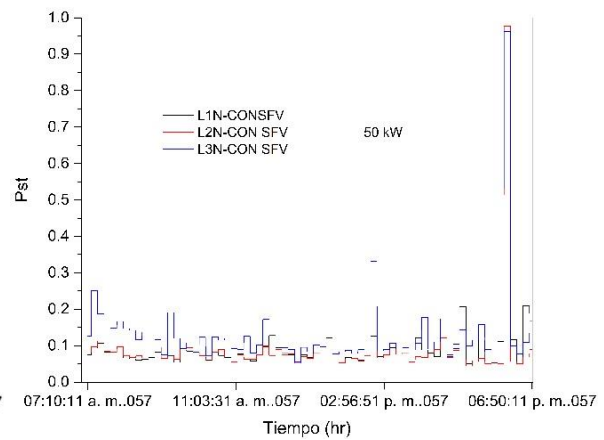
b)



c)



d)



e)

Figura 4. 5.- Variación de voltaje a corto plazo de los casos estudiados

4.1.2.2. Variación de voltaje a largo plazo ( $P_{lt}$ )

En la Figura 4.6 se muestran el comportamiento de la variación de voltaje a largo plazo, sin y con el SFV conectado a red de los casos estudiados. En la Figura a) es el caso A1, b) y c) del caso A3 y d) y e) del caso A4, sin y con el SFV-I a la red de suministro de CFE respectivamente. En la Tabla 4.5 se muestran los valores medios y su desviación estándar respectivamente de cada caso estudiado, en la que podemos observar en el caso A1 y A4 existe una disminución de la media, mientras que en el caso A3 un incremento y esto se debe a que para ese día se usaron cargas que en el día sin el SFV no se encendieron y por lo que no se notaron en las mediciones. De igual manera [17] obtuvo valores por debajo del límite de 0.2508 , mientras que [50] los parpadeos a largo plazo se elevaran por encima del límite de 0.65 en el 65 % del tiempo y cuando hay una salida mínima de potencia FV es de 0.36.

Tabla 4. 5.- Variación de voltaje a largo plazo de los casos estudiados

CASO		$P_{lt}$					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	0.2684	0.0995	0.5016	0.2669	N/A	N/A
	CON SFV	0.2036	0.0618	0.3282	0.2168	N/A	N/A
A3	SIN SFV	0.1826	0.0497	0.1936	0.099	0.2779	0.0634
	CON SFV	0.300	0.1814	0.257	0.129	0.2833	0.1248
A4	SIN SFV	0.111	0.0363	0.1252	0.0461	0.2287	0.10149
	CON SFV	0.0868	0.0134	0.08644	0.0116	0.1368	0.02116

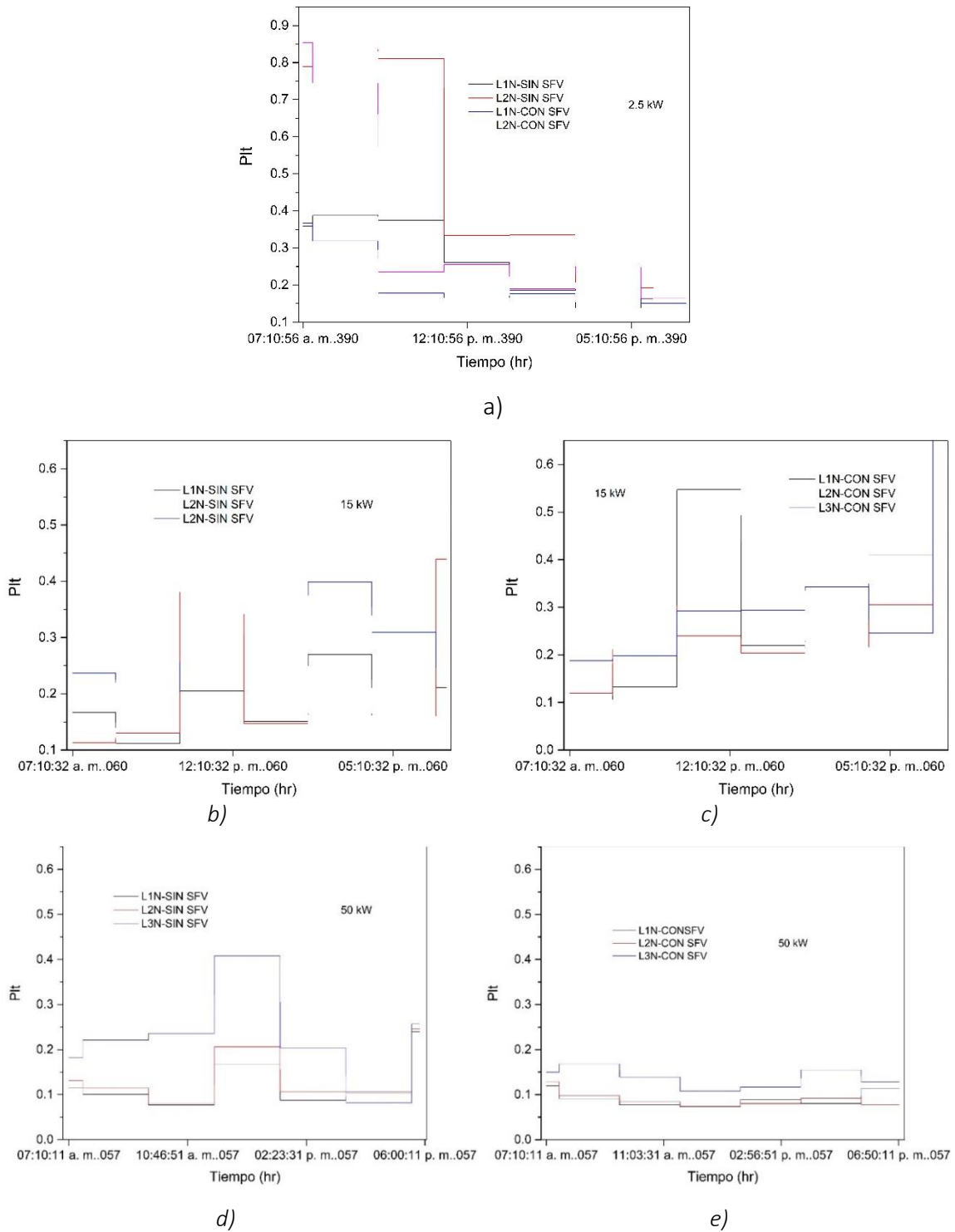


Figura 4. 6.- Variación de voltaje a largo plazo de los casos estudiados

#### 4.1.2.3. Distorsión Armónica Total de Voltaje (THD<sub>V</sub>)

En la Figura 4.7 se muestran el comportamiento de la THD<sub>V</sub> sin y con el SFV-I a la red de suministro de CFE. En la Figura 4.7 a) se muestra el comportamiento del caso A1, b) del caso A2, c) del caso A3 y d) del caso A4. En la Tabla 4.6 se muestran las medias y sus desviaciones



estándar de los casos estudiados, en la que observamos un aumento de la  $THD_V$  con el sistema.

En comparación a otros trabajos realizados en el análisis de la distorsión en voltaje se obtienen valores donde el 95th es de 3.71, 2.91, 3.58 y 2.98%, la 5° armónica es de 3.26, 2.39, 3.21 y 3.11% de un SFV que en conjunto suman 885 kWp [20], en otros estudios la  $THD_V$  no excede del 2% manteniéndose dentro del 1-1.25% en un SFV de 8 kWp [22], 3% y 6% (mínimo y máximo) los valores de 95% del tiempo están entre los 5.34% a 5.75% en un SFV de 9.45 kWp [23], y en otros casos van de 1% a 2.2% para sistemas de 228 kWp, 45 kWp y 49 kWp [19], en un SFV de 10 kW se mantienen entre los 2.7% a 4% [14], para un SFV de 11.07 kWp se encuentran entre los 2 a 4% [2] y en otro caso oscila entre los 1.25% a 2.5% en un SFV de 8 kWp [33].

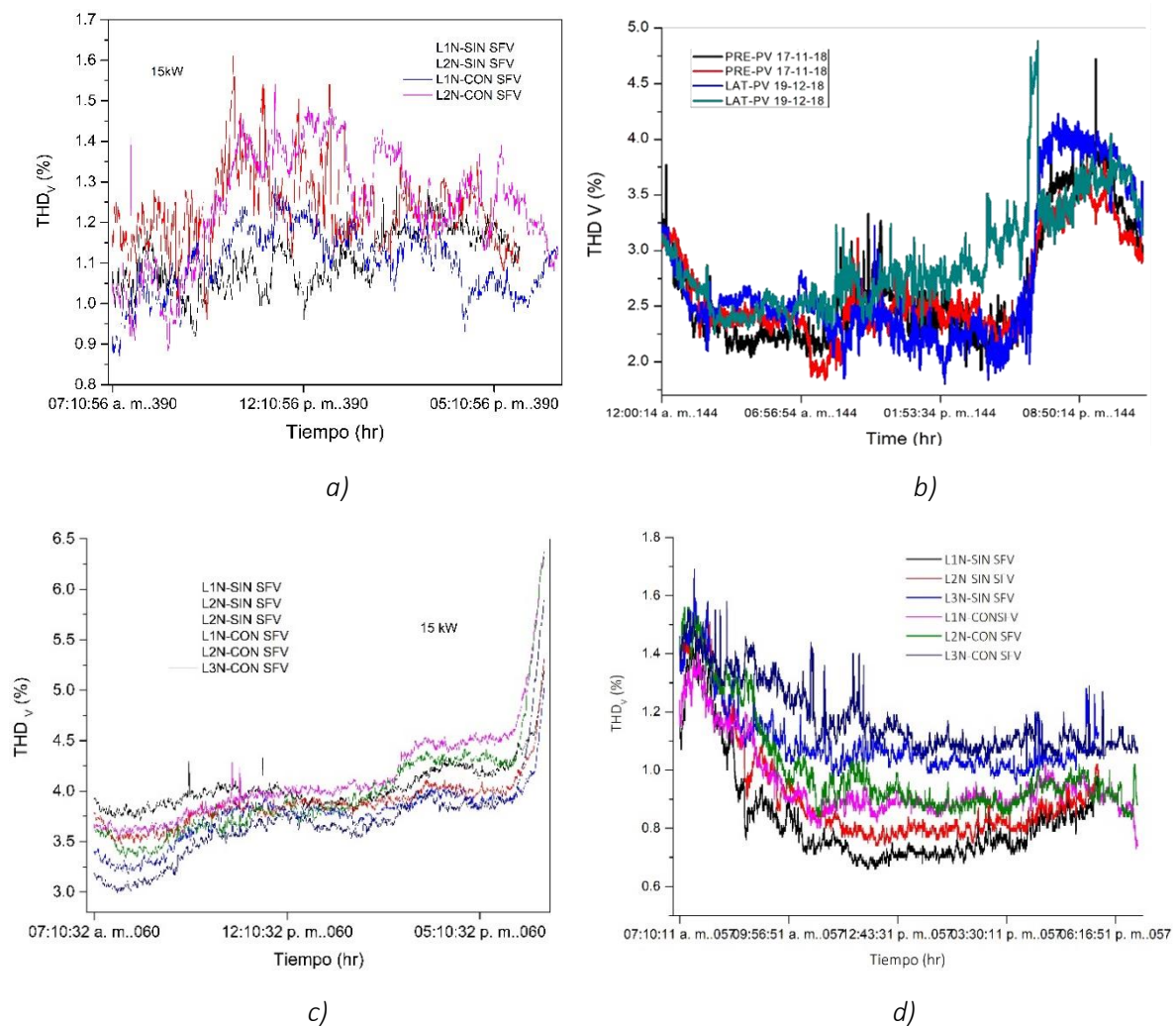


Figura 4. 7.- Distorsión armónica total de voltaje, sin y con el SFV de los casos estudiados



Tabla 4. 6.- Comparativo de la THDV sin y con el SFV conectado de los casos estudiados

CASO		THDV (%)					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	1.1062	0.0070	1.2308	0.095	N/A	N/A
	CON SFV	1.10248	0.0787	1.2452	0.1397	N/A	N/A
A3	SIN SFV	4.035	0.215	3.875	0.234	3.7541	0.267
	CON SFV	4.125	0.460	3.966	0.477	3.6699	0.4186
A4	SIN SFV	0.8339	0.1729	0.92016	0.1928	1.099	0.12338
	CON SFV	0.9541	0.1237	1.0057	0.1724	1.178	0.125

#### 4.1.2.4. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD<sub>i</sub>)

En la Figura 4.8 se muestra el comportamiento de la THD<sub>i</sub> de los casos estudiados sin y con el SFV. En la Figura 4.8 a) se muestra el caso A1, 4.8 b) el caso A2, c) el caso A3 y d) el caso A4. En la Tabla 4.7 se muestra la media y su respectiva desviación estándar de cada caso sin y con el SFV. Se observan picos de disparos de la magnitud de los valores de la THD<sub>i</sub> durante el encendido, apagado y durante la disminución de generación FV. Por lo que la distorsión está muy relacionada con la potencia de salida del inversor. Los reportes en THD<sub>i</sub> muestran que obtuvieron lo siguiente; picos de distorsión de 5-17.5% [20], 2-38% [22], 1-3% [33], estos midiendo a la salida del inversor. Mientras que la curva y valores obtenidos en este trabajo son similares a estos proyectos realizados, medidos en el PAC; 3.5-29% [2], 4-40% [13], 5-130 % [14] y 3->100 % [19]. De acuerdo a [33], los picos presentados en THD<sub>i</sub> durante la madrugada y el anochecer se debe en modo de compensación, ya que los inversores fotovoltaicos integran compensadores de reactivo y estas se activan cuando la generación este por arriba del 10%.

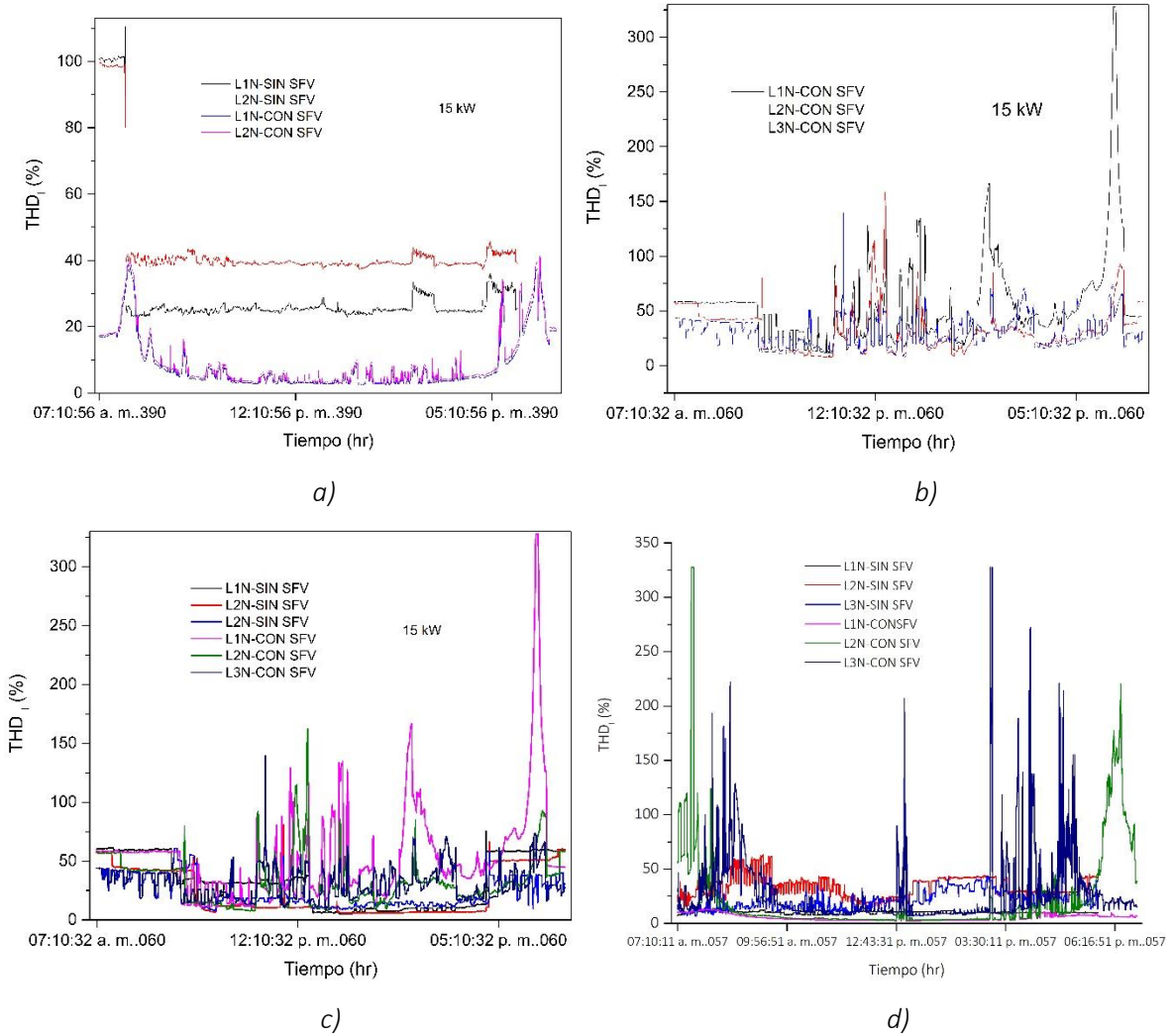


Figura 4. 8.- Distorsión armónica total de corriente, sin y con el SFV de los casos estudiados

Tabla 4. 7.- Comparativo de la THD<sub>i</sub> sin y con el SFV conectado de los casos estudiados

CASO		THD <sub>i</sub> (%)					
		L1N		L2N		L3N	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	30.534	18.4010	43.4509	14.3983	N/A	N/A
	CON SFV	8.54266	8.123	9.3602	8.556	N/A	N/A
A3	SIN SFV	32.269	21.418	23.51	19.517	23.1509	12.71
	CON SFV	53.633	41.657	32.332	19.55	30.811	13.63
A4	SIN SFV	10.25	1.1877	33.783	10.005	21.300	8.859
	CON SFV	5.6372	3.003	22.640	41.1186	28.354	33.3069

#### 4.1.2.5. Potencia Activa

En la Figura 4.9 se observa el comportamiento de la potencia activa sin y con el SFV-I a red de los casos estudiados. En la Figura 4.9 a) se observa el comportamiento del caso A1, Figura 4.9 b) el caso A2, Figura 4.9 c) el caso A3 y Figura 4.9 d) el caso A4. En la que observamos que sin el sistema la energía es con signo positivo ya que la energía va del generador (suministrador-CFE) a la carga. Sin embargo, al conectar el SFV este cambia de signo de + a - y este fenómeno se debe a que cambia el flujo de energía, ahora el sentido va de la carga (SFV) al generador (Suministrador-CFE).

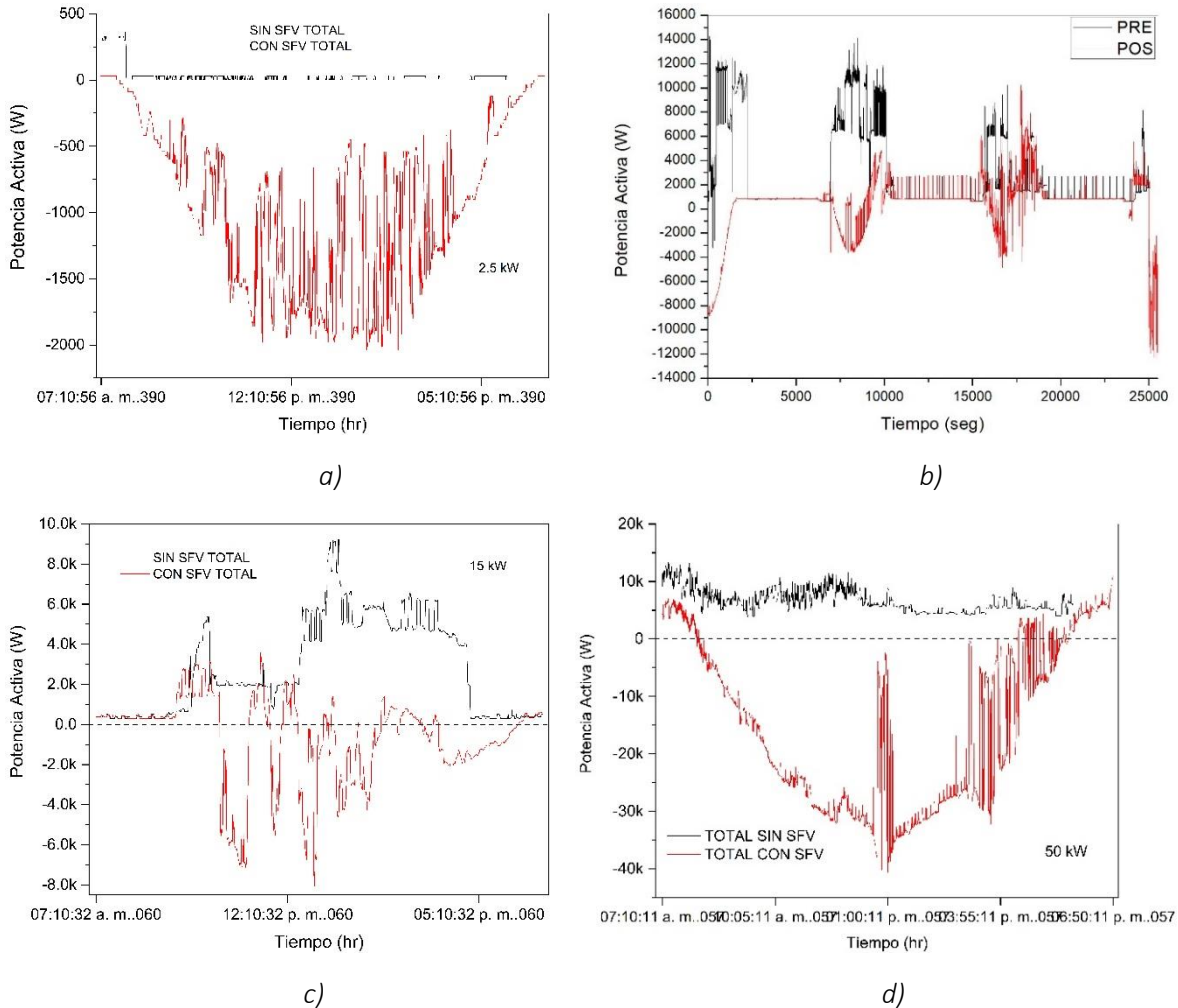


Figura 4. 9.- Potencia activa sin y con el SFV de los casos estudiados

En la Tabla 4.8 se muestran los valores de la media y sus respectivas SD de cada caso estudiado y en la que se obtiene valores positivos sin el SFV y valores negativos con el SFV-I a la red. En relación con lo anterior el signo negativo de las medias indican que el SFV-I a la red de suministro genera más de lo que la instalación eléctrica del usuario consume y por lo tanto este la entrega a la red de suministro de la CFE. Las fluctuaciones de la potencia activa que se observan sin el SFV se debe al uso de cargas y con el sistema FV con el uso de las

cargas y por las fluctuaciones de la radiación solar recibida en el campo FV. El efecto que se tiene de la potencia inversa se debe al flujo de potencias que sufre el punto de acoplamiento de común (PAC) entre el SFV-I y la red de distribución, así lo afirman varios autores. Al incrementar los niveles de penetración PV causa flujo de potencia inversa hacia el transformador [2][20][21][36].

Tabla 4. 8.- Comparación de potencia activa sin y con el SFV de los casos estudiados

CASO	POTENCIA ACTIVA (W)								
	L1N		L2N		L3N		TOTAL		
	Med	SD	Med	SD	Med	SD	Med	SD	
A1	SIN SFV	10.265	37.403	19.3759	36.342	N/A	N/A	32.457	76.8879
	CON SFV	-457.175	307.535	-449.286	305.4077	N/A	N/A	-906.034	613.677
A2	SIN SFV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	6,000	N/A
	CON SFV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-1,800	N/A
A3	SIN SFV	821.36	928.8139	979.27	868.358	974.60	783.069	2,774.529	2,350.969
	CON SFV	-97.524	632.61	-647.78	1,134.035	100.599	578.00	-645.1069	2,169.86
A4	SIN SFV	1,856.098	385.35	1,366	562.23	3,444.22	1,422.84	6,666.45	1,952.20
	CON SFV	-5,211.13	4,811.44	-6,649.73	5,057.98	-3,128.58	4,429.1278	-14,989.45	14,188.6672

#### 4.1.2.6. Potencia Reactiva

La potencia reactiva es indispensable para que las cargas inductivas puedan funcionar y entregar un trabajo. El comportamiento de la potencia reactiva sin y con el SFV se muestran en la Figura 4.10, en el a) se muestra el caso A1, b) caso A2, c) el caso A3 y d) el caso A4. En la que se observan una similitud sin y con el SFV conectado a la red, por lo que, los SFV no generan potencia reactiva, sino que contribuyen únicamente en potencia activa.

#### 4.1.2.7. Potencia Aparente

Es aquella potencia real o total requerida para que los equipos eléctricos de nuestra instalación se desempeñan, es la suma vectorial de la potencia requerida para generar campos magnéticos como aquella que se convirtió en trabajo. En la Figura 4.10 a) se muestra el caso A1 en la observamos que durante sin el SFV no se tuvo consumo mayor 86.8 VA y con el SFV se tiene una energía media generado de 961.31 VA y con un máximo de 2070 VA. En el caso A2 que se muestra en la Figura 4.10 b), en la que se muestra el comportamiento de la potencia aparente, sin el sistema y luego posterior a ello. En esta instalación vemos que la energía generada por el SFV si se logra suplir la mayor cantidad de energía necesaria en la instalación, reduciendo desde 14.5 kVA a 6 kVA y el resto entregado a la red. En cambio, para el caso A3, se muestra en la Figura 4.10 c), observamos un comportamiento distinto, es

similar sin y con el SFV, ya que la mitad de la generada se consumió en el lugar y la otra parte fue entregado a la red. En la Figura 4.10 d) se muestra el caso A4, en la observamos una gran diferencia de la media de 8,618.627 kVA a 19,107 kVA sin y con el SFV respectivamente, la mayor parte de la generación FV fue entregada a la red y la otra consumida en la instalación eléctrica del usuario.

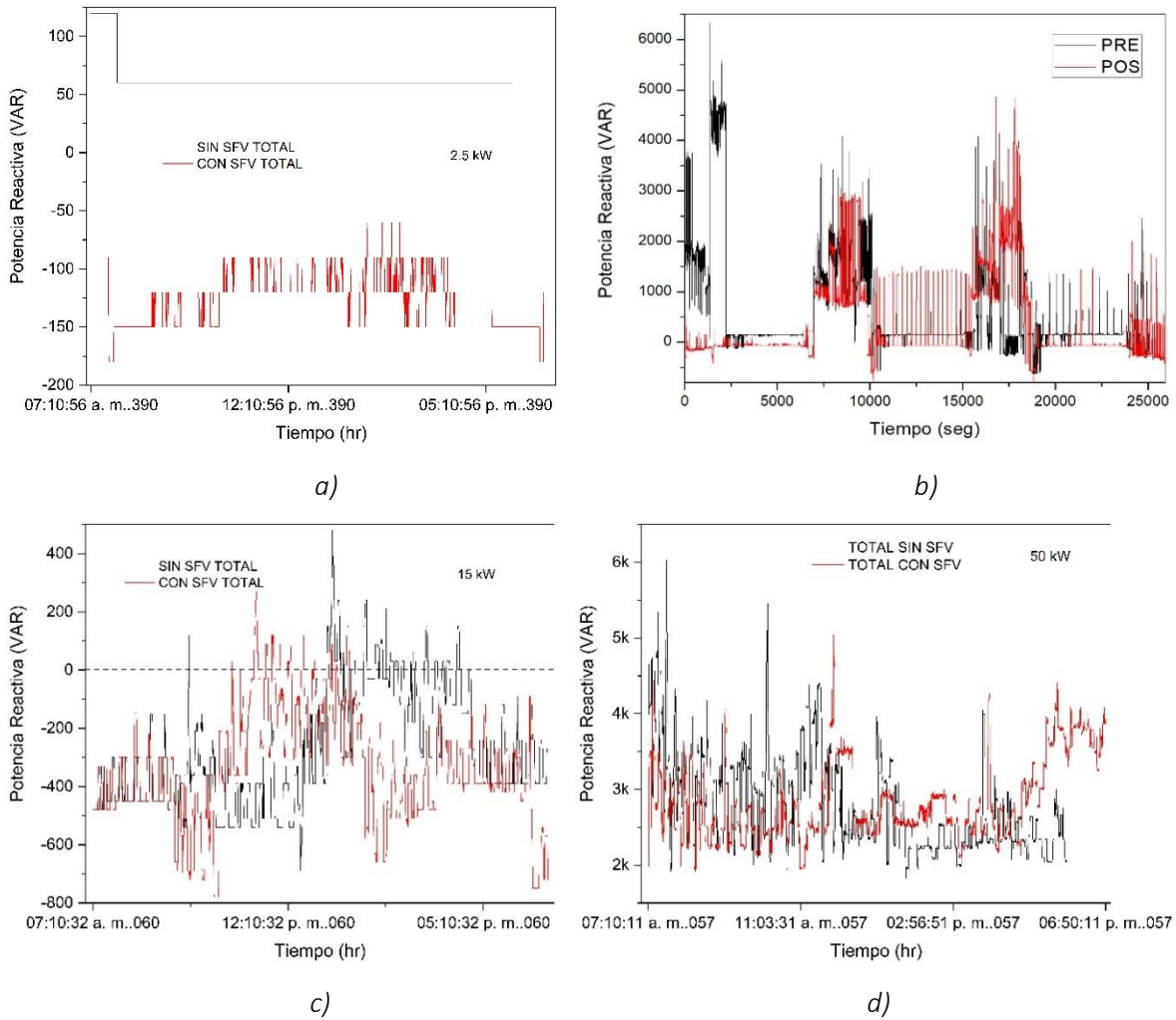


Figura 4. 10.- Potencia reactiva sin y con el SFV de los casos estudiados

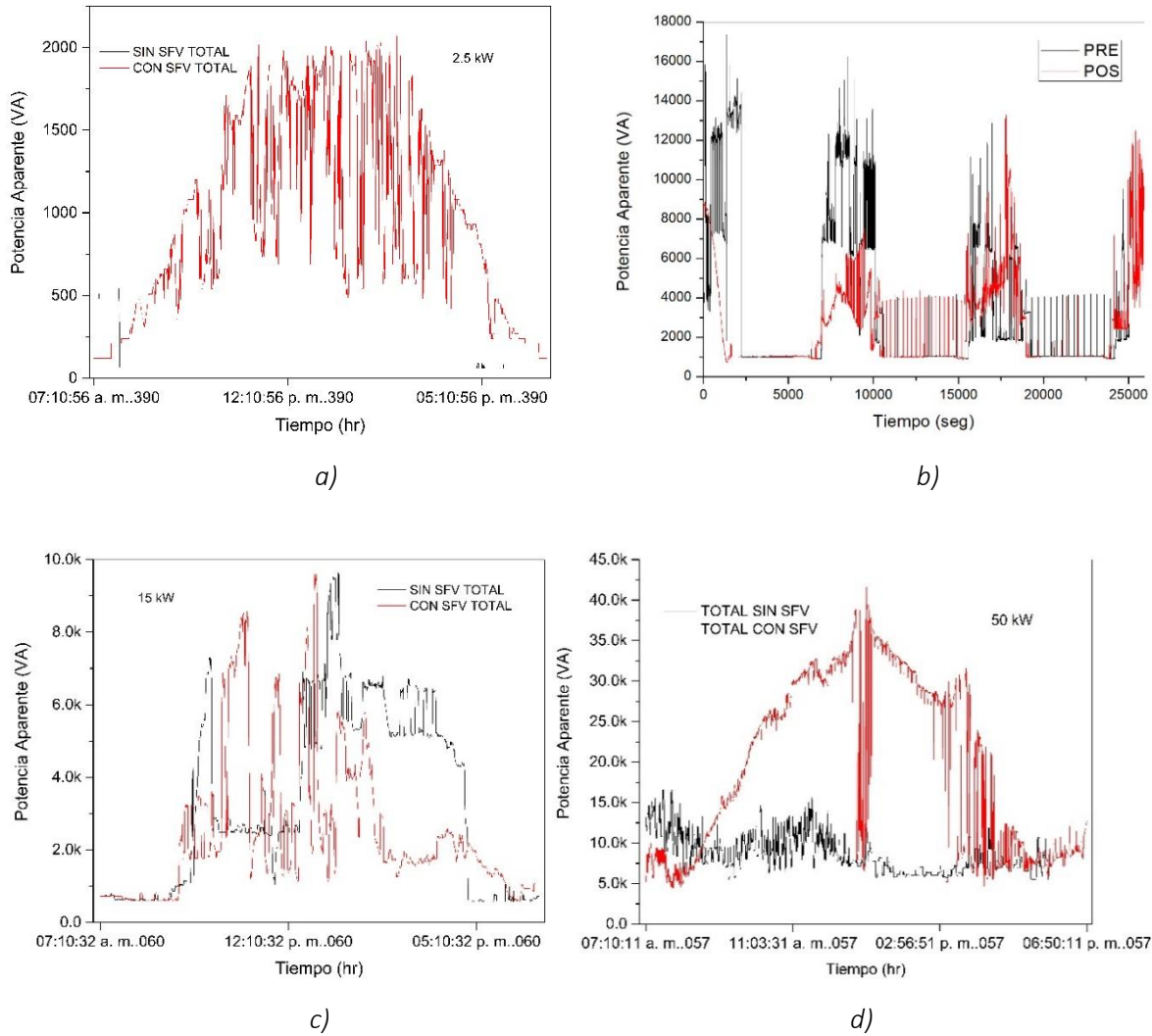


Figura 4. 11.- Potencia aparente sin y con el SFV de los casos estudiados

#### 4.1.2.8. Factor de potencia

En la Figura 4.12 se muestra el comportamiento del factor de potencia sin y con el SFV de los casos estudiados. En el inciso a) el caso A1, b) el caso A2. C) el caso A3 y d) el caso A4. En la que se muestra una representación muy descriptiva que nos muestra cuanta variación existe al instalar un sistema FV y el más afectado es el PF. En la Tabla 4.9 se muestra la media y su SD de cada caso respectivamente, en la que se observa que cuando esta sin el SFV los valores son positivo y cuando el SFV está conectado a la red de suministro siempre es negativa. La variación del PF sin el SFV es de alrededor de 0.7 a 0.95 de manera positiva, sin embargo, al conectar existe mucha variación, obteniendo valores hasta 0 y durante la generación del SFV se comporta de manera negativa a -0.9. Esta variación se debe a la estrecha relación entre la generación FV y la irradiación. El factor de potencia negativa se debe a la potencia inversa en el PAC. Cuando el FP es positiva se debe a que el SFV está generando muy por debajo de lo que se está consumiendo de la red durante el día y por la noche el sistema esta desconectado de la red, comportándose como carga inductiva. Cuando el FP es negativa se

debe a que el SFV está conectado a la red y genera más de lo que se consume en el edificio, comportándose como una carga capacitiva.

Todos estos datos obtenidos de la potencia activa (W), potencia reactiva (VAR), potencia aparente (VA) y el factor de potencia (FP), son constatados con otros trabajos realizados que nos permite reafirmar los datos que son correctos y verídicos [2][19][14][13][17][36].

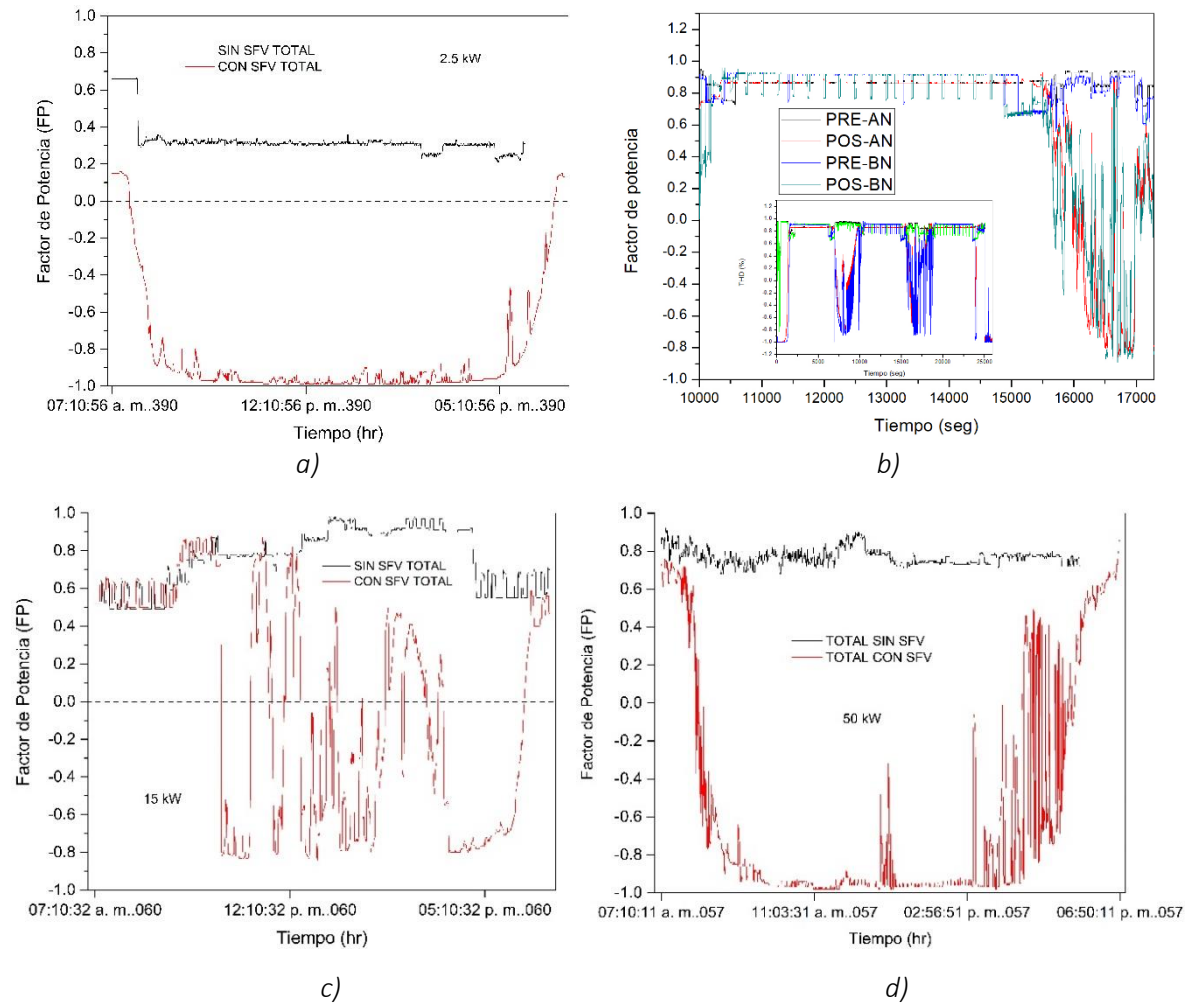


Figura 4. 12.- Factor de potencia sin y con el SFV de los casos estudiados

Tabla 4. 9.- Comparación de factor de potencia sin y con el SFV de los casos estudiados

CASO		FACTOR DE POTENCIA							
		L1N		L2N		L3N		TOTAL	
		Med	SD	Med	SD	Med	SD	Med	SD
A1	SIN SFV	0.134	0.1464	0.1564	0.2019	N/A	N/A	0.327	0.0894
	CON SFV	-0.829	0.295	-0.8139	0.3223	N/A	N/A	-0.8213	0.3093
A2	SIN SFV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0.8	N/A
	CON SFV	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-0.4	N/A
A3	SIN SFV	0.7390	0.1729	0.744	0.200	0.856	0.159	0.757	0.1518
	CON SFV	-0.0037	0.6526	-0.256	0.682	0.243	0.629	-0.0065	0.604
A4	SIN SFV	0.6907	0.0516	0.8742	0.04416	0.898	0.004465	0.7699	0.0424
	CON SFV	-0.544	0.556	-0.748	0.5464	-0.380	0.8060	-0.540	0.603

#### 4.2.- Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a red de distribución en diferentes niveles de penetración

En esta sección se presentan el comportamiento eléctrico en diferentes niveles de penetración FV. Estas se realizaron durante una semana en cada instalación, aquí se presentan los días típicos. El periodo de toma de datos se realizó cada 30 segundos, de acuerdo a la metodología utilizada. El caso A1 cuenta con la peculiaridad de que se analizó el sistema completo (SC) y por separado las dos secciones; únicamente con microinversores (MI) e inversor central (IC).

##### 4.2.1.- Mediciones eléctricas

###### 4.2.1.1.- Voltaje

La Figura 4.13 muestra el comportamiento del voltaje de cada fase (L-N) del caso A1. Durante un periodo de entre semana del mes de diciembre de 2019 con datos tomados del FLUKE podemos observar lo siguiente; las dos fases tienen la misma tendencia durante el día, sin embargo, la fase 2 está por debajo de la primera, existe una disminución del voltaje a partir de 7:35 am y manteniéndose entre los 125.35 mínimo y 130.36 V como máximo de la fase 1, mientras que la fase 2 estuvo como mínimo 124.54 y máximo 130.21 V (ver Figura 4.13 a) y b)). La fase con mayor variación es la fase L2N con una desviación estándar de 1.29606, tal como se puede ver en la gráfica (Figura 4.13 b)).

Para fin de semana se pueden observar en la Figura 4.13 c) y d), en el cual el voltaje se mantiene por arriba de los 127 V y por debajo de los 130 V, teniendo menos dispersión de



los datos (0.71507-0.59723) comparado entre semana (1.0-1.29) en ambas fases, esto se debe a la estabilidad de la red de suministro. En ambos casos podemos observar diferencia respecto al comportamiento, ya que entre semana el voltaje cae a inicios del día y vuelve a subir por la noche y en fin de semana no es tan pronunciada la caída y esto se debe a que en fin de semana los usuarios no se encontraban ocupando el domicilio.

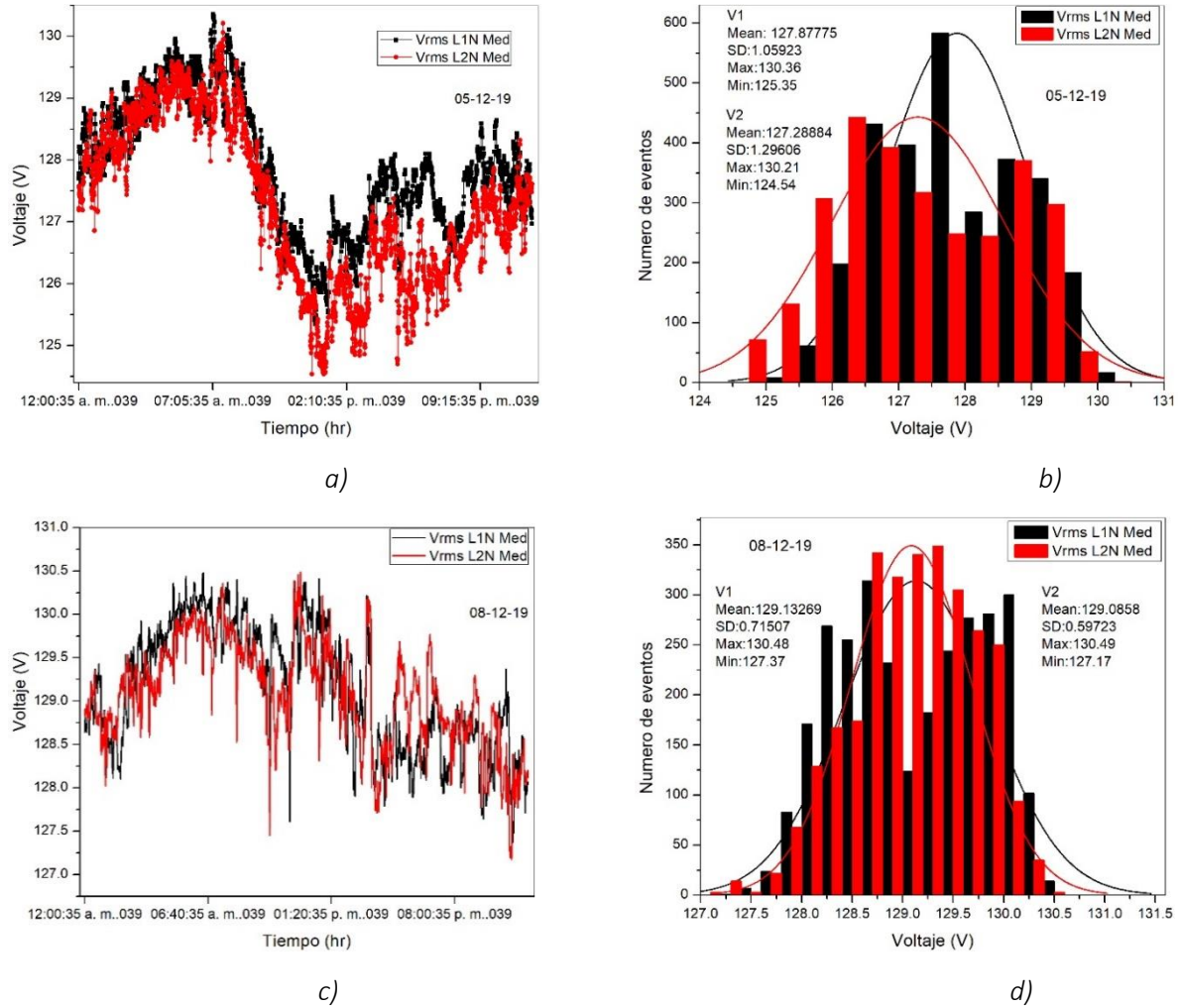


Figura 4. 13.- Voltaje del Caso A1, a) y b) entre semana, c) y d) fin de semana

Los datos obtenidos funcionando únicamente con los microinversores entre semana se muestran en la Figura 4.14 a) y b), donde la fase L1 alcanza un voltaje de 130.81 V y mínimo de 125.8 V y la fase L2 de 129.95 V máximo y mínimo de 125.7 V, la de mayor dispersión de los valores es la fase L1 de 1.04208. Para el caso donde únicamente se trabajó con el inversor central se observa en la Figura 4.13 c) y d) entre semana, el valor máximo en ambas fases fue de 129 V y mínimos de 124.81 V, teniendo mayor variación la fase 1. En las dos condiciones con MI y IC la fase L2 es la que tiene más variaciones que la L1.

En el caso A3 se compara cómo se comporta el voltaje entre y fin de semana con el SFV conectado a la red (ver Figura 4.15 y 4.16 respectivamente). Donde se observa semejanzas entre ellas de cómo se comporta cada fase, sin embargo existe mayor variación de ella entre

semana con desviaciones estándares por arriba de 1.6 comparado en fin de semana que tiene de 0.8 como mínimo, la fase que tiene mayor estabilidad es la fase L1N (Figura 4.16 b)) y la de mayor variación es la CN con 2.42 de SD (Figura 4.15 b)) teniendo caídas hasta 116.87 V. En este caso el voltaje se mantiene por arriba de los 116 V y por debajo de 132.42 V.

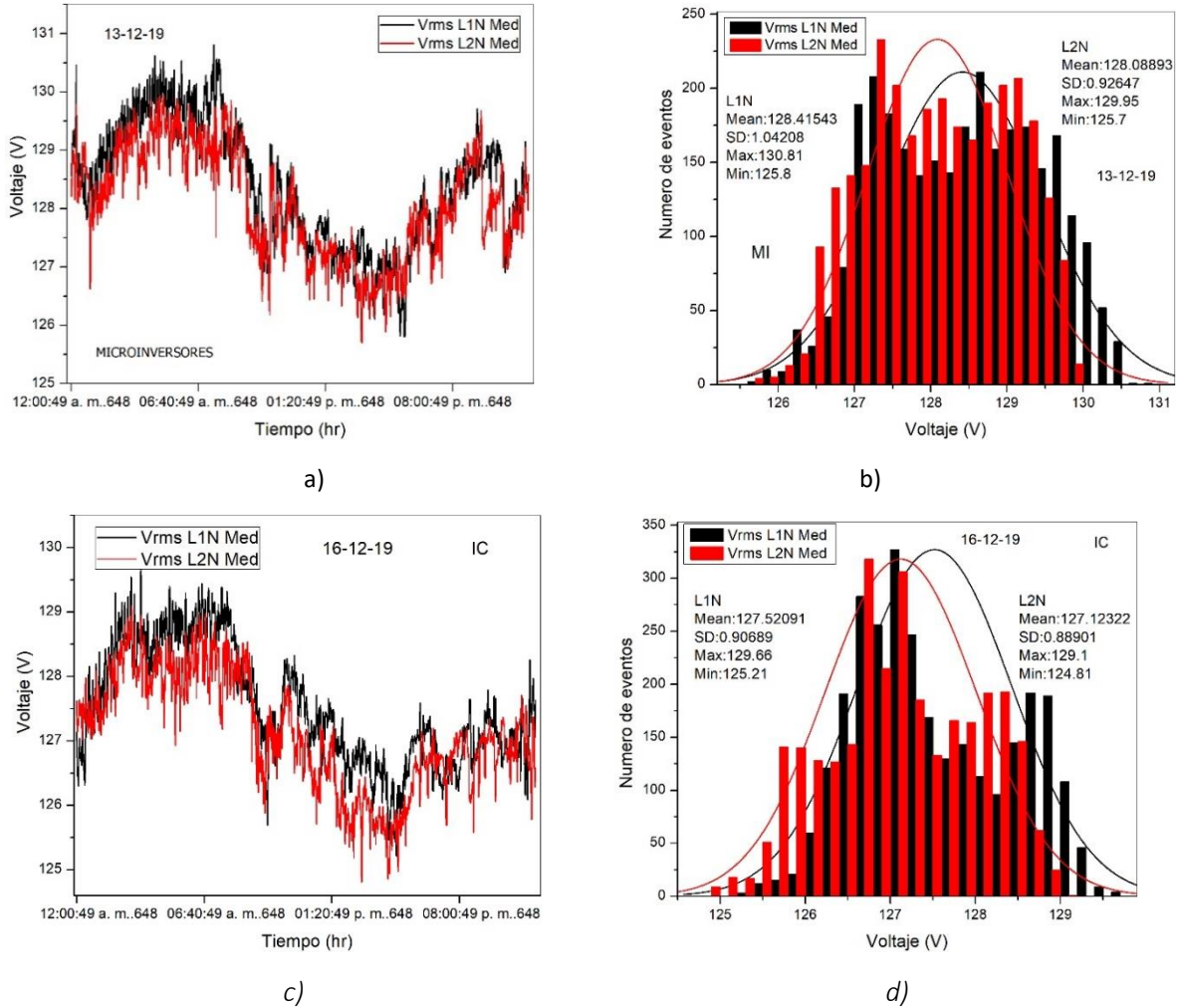


Figura 4. 14.- Comportamiento del voltaje del caso A1, a) y b) con microinversores, c) y d) con inversor central

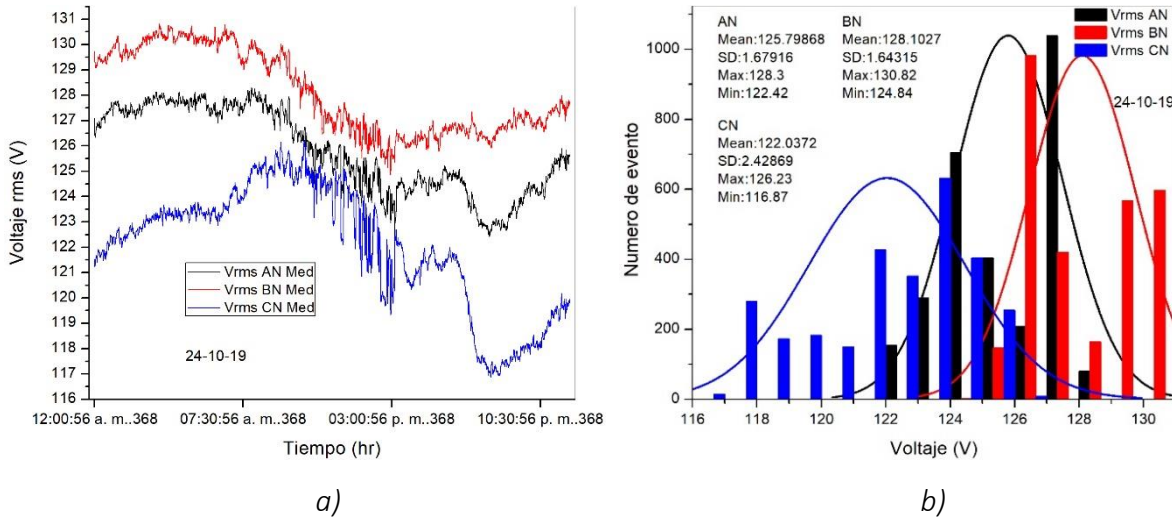


Figura 4. 15.- Voltaje de las tres fases del caso A3, entre semana

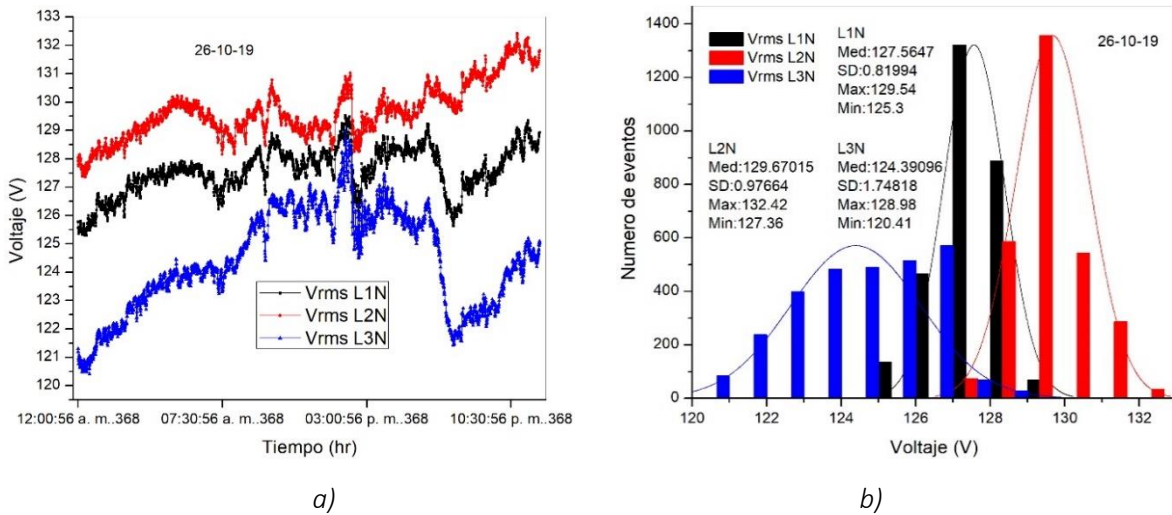


Figura 4. 16.- Voltaje de las tres fases del caso A3, de un fin de semana

En la Figura 4.17, se muestra las variaciones de voltaje en el caso A3 en dos situaciones, la primera entre semana (a)) donde podemos apreciar que al inicio del día se tiene variaciones desde los 3.25 % y en el momento que el sistema FV se conecta se ve favorable el voltaje reduciendo a 1% y en todo momento en que el sistema está inyectando energía a la red se mantiene entre 1% a 2.75% y al anochecer va en crecimiento hasta llegar a 4.25%. En la Figura 4.17 b) se observa el desequilibrio en fin de semana en donde presenta una reducción de variación iniciando el día con 3.3% y durante la interacción del sistema FV se mantiene entre menos del 1% a 2.4% y al final del día a 3.32%. La fase con mayor dispersión con las otras fases es la CN (L3N) en ambas situaciones. El equilibrio de voltaje en las fases se debe a que el SFV interconectado a la red aumenta el voltaje en el PAC.

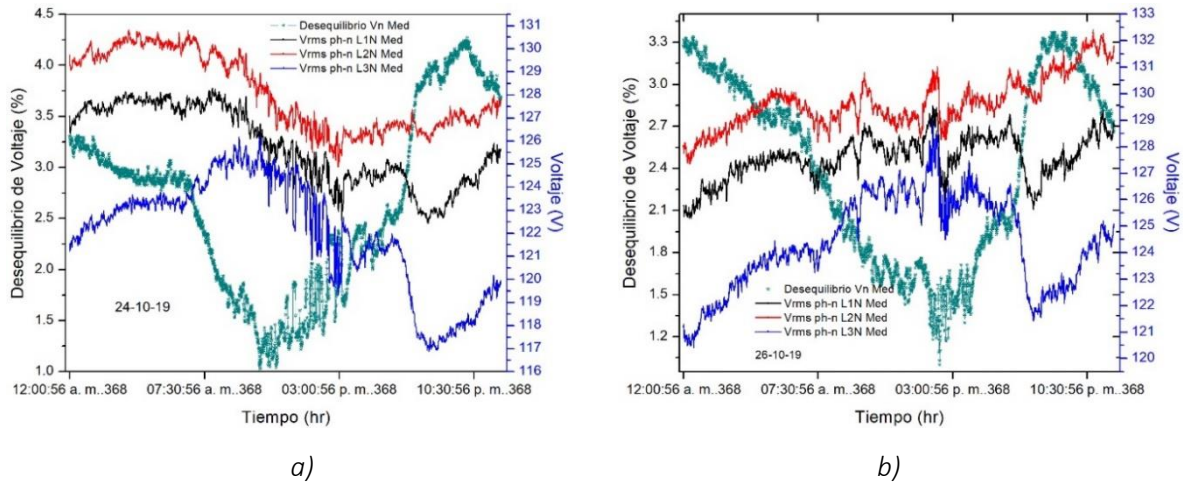
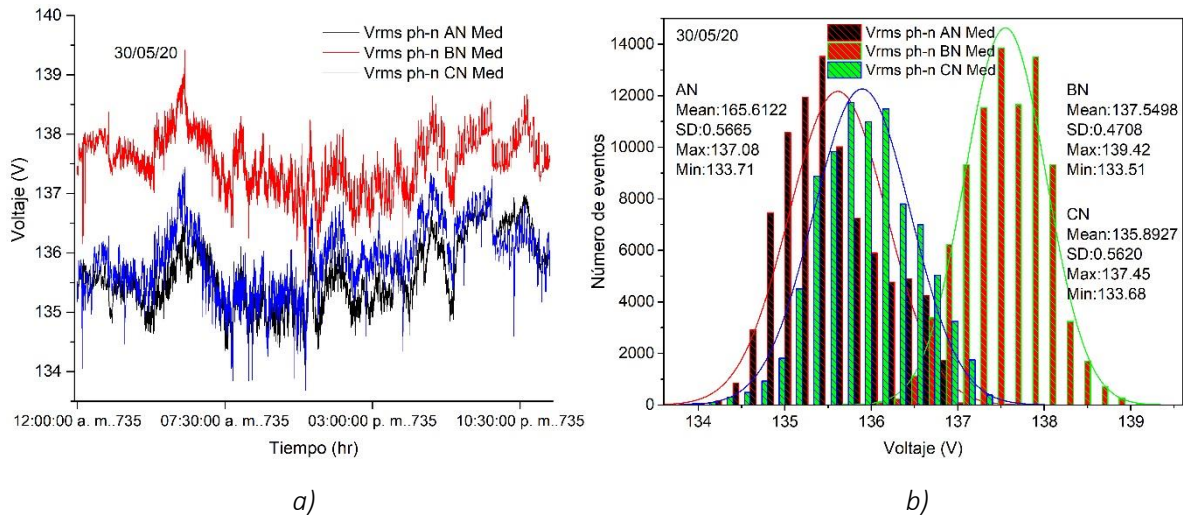


Figura 4. 17.- Relación entre desequilibrio de voltaje de las tres fases del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana

En la Figura 4.18 a) y b) se muestra el caso A4 con una capacidad de 50 kWp, en cual podemos observar las tendencias del voltaje son similares, pero en diferentes magnitudes como es en las fases AN y AC que tiene casi valores iguales, mientras que la fase BN su magnitud está más elevada y menor dispersión con un valor de SD 0.4706. En la Figura 4.18 c) y d) son el voltaje de línea a línea donde las de mayor magnitud son la AB y BC, mientras que CA es la más baja.





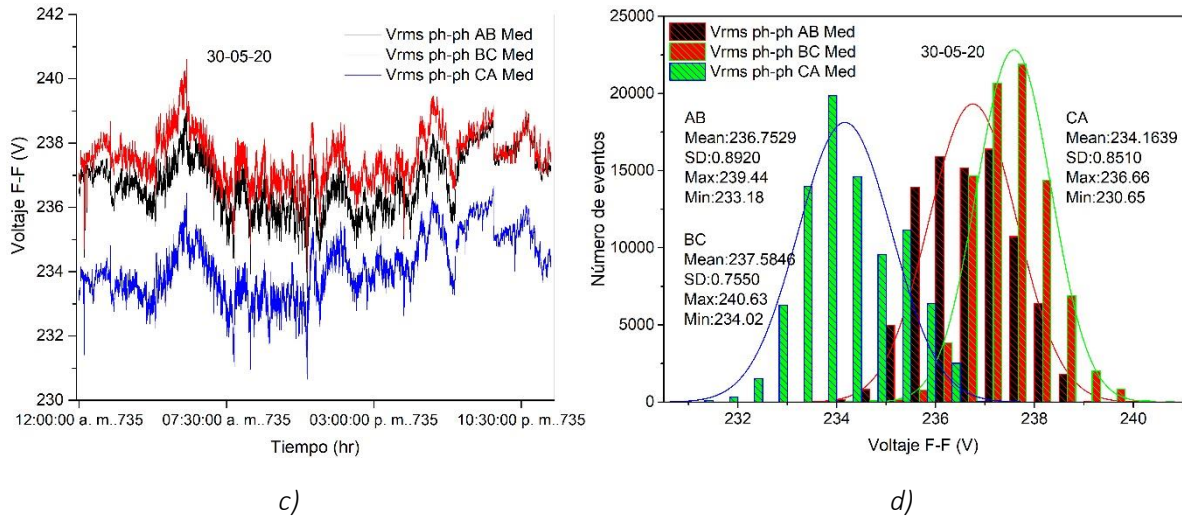


Figura 4. 18.- Voltaje del sistema trifásico del caso A4; a) y b) voltaje L-N, c) y d) voltaje L-L

Otro de los parámetros importantes es el equilibrio que debe existir de L-N y L-L. Los desequilibrios en voltaje se muestran en la Figura 4.19, donde el mayor tiempo se mantienen en promedio en 0.8763 en  $V_n$  y 0.1326 en  $V_z$  que están por debajo de los límites establecidos del 3%. En la Figura 4.19 b) observamos el diagrama fasorial que nos describe como se encuentra ubicado el ángulo de tensión, estas deben de aparecer en secuencia al observarlas en el sentido de las manecillas del reloj y a la misma distancia ( $120^\circ$ ), salvo en la línea CN se pasa por solo  $1^\circ$ . Todas las magnitudes de voltaje del caso A4 de L-N están por arriba del voltaje nominal (127 V) en sistemas de baja tensión. Y este parámetro podemos observar que la secuencia no cambia siempre se mantiene dentro de los  $120^\circ$  entre línea.

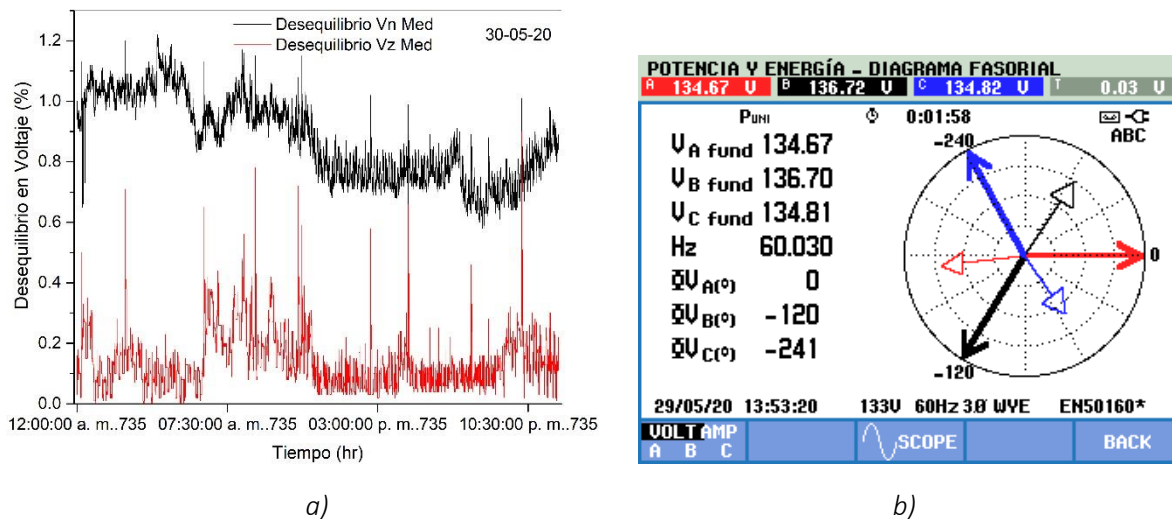


Figura 4. 19.- Desequilibrio de voltaje, a) respecto al tiempo y b) diagrama fasorial

En la Figura 4.20, vemos el comportamiento del voltaje respecto a la potencia activa en el PAC en diferentes niveles de penetración FV. En la Figura 4.20 a) se muestra el caso A1 con una capacidad de 2.565 kW, el SFV no influye en el voltaje, aunque se incremente la potencia

de salida del SFV éste no se estabiliza. La Figura 4.20 b) se muestra el caso A3 con un SFV de 15 kW, vemos que entre mayor es la generación FV esta se va estabilizando. a partir de los 5 kW inyectados esto se va reduciendo, así como del desequilibrio antes que el SFV se conecta está por arriba de 4 % y al conectarse este llega hasta el 1.30 % (Figura 4.20 c)). En la figura 4.20 d), vemos el comportamiento del caso A4 de 50 kW, donde se tiene un aumento del voltaje al conectar el SFV, aunque con mucha variación. Por lo tanto, entre mayor es el nivel de penetración FV se tendrá un impacto en el voltaje, teniendo mayor estabilidad y equilibrio.

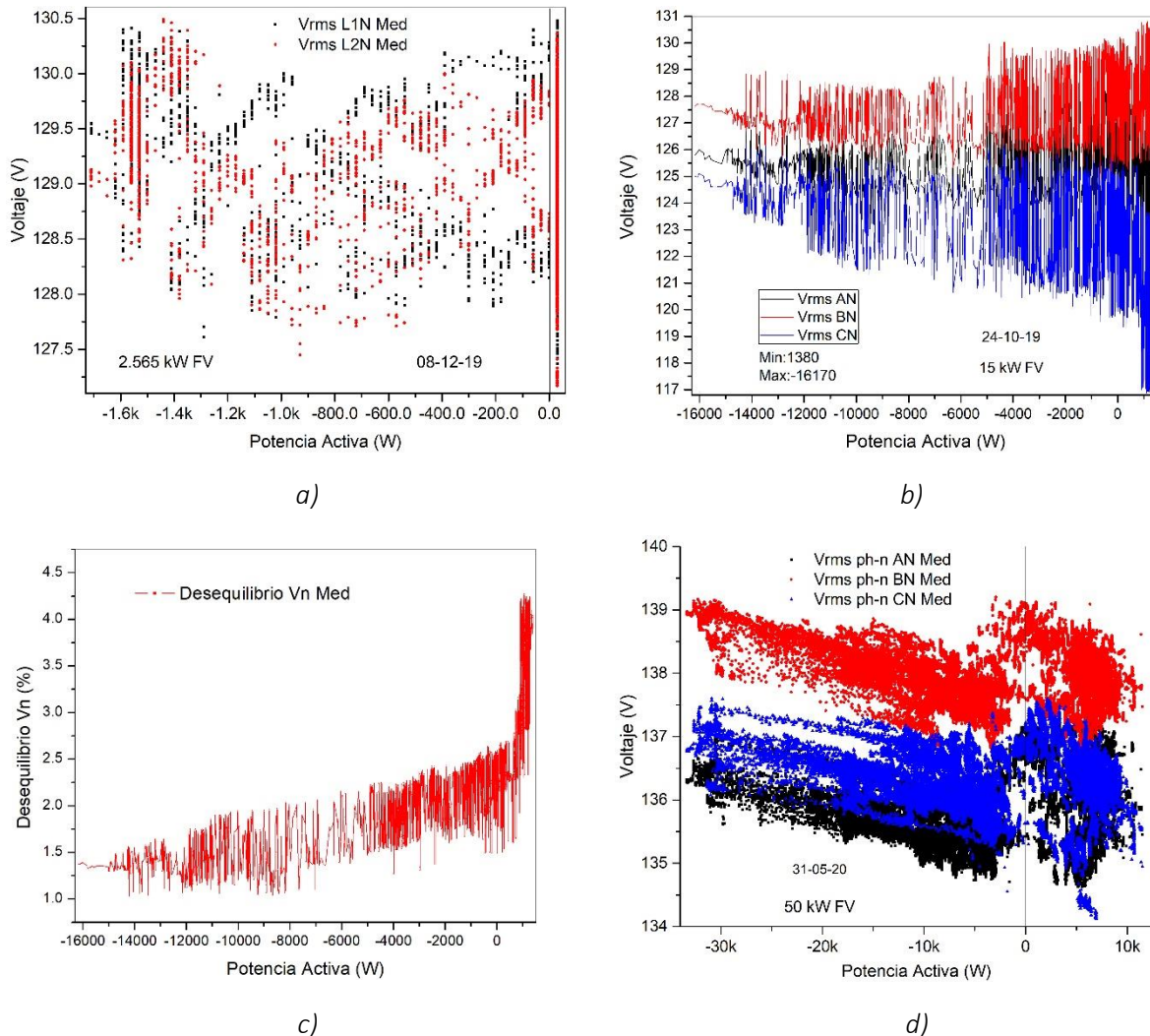


Figura 4. 20.- Variación de voltaje en función de la potencia FV; a) Caso A1, b) Caso A3 voltaje y c) desequilibrio y d) Caso A4

En la Tabla 4.10 se presentan los valores de voltaje de cada caso estudiado, en la que podemos observar que entre mayor es la capacidad del SFV este se tiene mayor estabilidad ya que el caso A4 es el que tiene menor SD. Es importante mencionar que el voltaje de cada instalación va a depender de la red y la distancia del transformador, por lo que cambia de una instalación a otra, lo que hay que destacar es la desviación estándar de su media que

existe en cada caso. En la Tabla 4.11 se muestra los valores de desequilibrio de voltaje en secuencia negativa ( $V_n$ ) y cero ( $V_z$ ) del caso A3 y A4, en la que se observa un menor desequilibrio de voltaje a mayor penetración FV.

Tabla 4. 10.- Voltaje en los diferentes niveles de penetración FV

CASO	VOLTAJE (V)					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	127.457	1.080	126.673	1.2633	N/A	N/A
<b>A3</b>	125.554	1.362	127.442	1.3969	123.1153	1.830
<b>A4</b>	135.325	0.4296	137.262	0.406	135.74	0.5914

Tabla 4. 11.- Desequilibrio de voltaje del caso A3 y A4

CASO	DESEQUILIBRIO (%)			
	$V_n$		$V_z$	
	Med	SD	Med	SD
<b>A3</b>	1.91	0.4774	1.4311	0.1178
<b>A4</b>	0.8456	0.1013	0.1356	0.0894

#### 4.2.1.2.- Corriente

Este parámetro va en función de la carga, que tanto consume y el tiempo de uso. En la Figura 4.21 a) es la corriente del caso A1 entre semana, se observa una variación de corriente en el transcurso de las 10:30 pm que va de entre los 4-9 A, se reduce el consumo a partir de las 4 am a 4.2 A hasta las 6:00 am, durante el día una tendencia tipo campana con valor máximo de 6 A y teniendo un pico invertido llegando a 1.5 A. En fin de semana podemos observar en la Figura 4.21 b), donde se puede apreciar que no se tiene consumos parecido al de entre semana durante la noche y madrugada, con la misma tendencia del tipo campana durante el día, sin embargo, con valores de 6.9 A como máximo, esto se debe que en fin de semana las personas no ocuparon el espacio y ese comportamiento durante el día se atribuye a que el SFV entrega corriente a la red.

Para el mismo caso A1, pero únicamente microinversores (MI) entre semana lo podemos observar en la Figura 4.22 a), que se tiene la misma tendencia, sin embargo, los valores son distintos a partir de las 12:00 am – 3:00 am oscilando entre los 4.2 A a 8 A y de 3-6 am de 2-5.6 A, reduciendo la magnitud a partir de las 6 am de 4 A a 0.5 A y de ahí inicio a incrementarse al llegar a 2.2 A, oscilando en ese periodo entre los 0.5-2.2 A, esta corriente durante el día es la que entrega los microinversores a la red, de acuerdo a la ficha técnica.

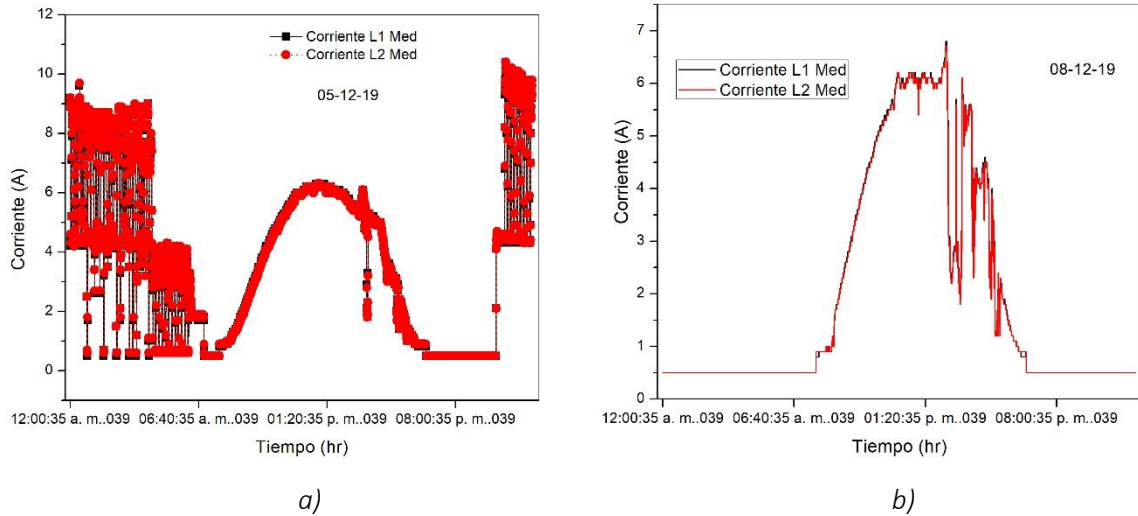


Figura 4. 21.- Comportamiento de corriente en el caso A1, a) entre semana y b) en fin de semana

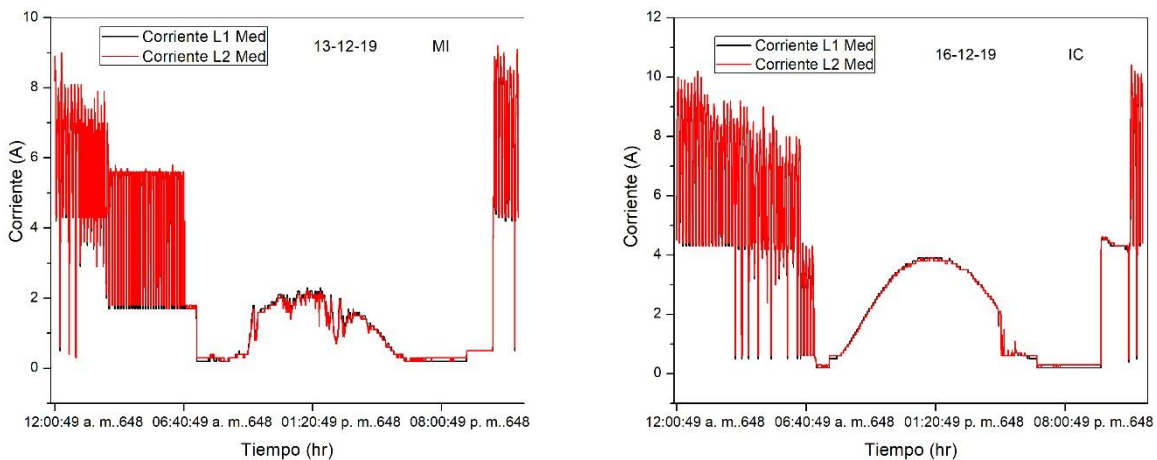


Figura 4. 22.- Comportamiento de corriente; a) Microinversor (MI) y b) Inversor central (IC)

Otra medición entre semana se muestra en la Figura 4.22 b), pero únicamente conectando el inversor central (IC) se tienen las mismas tendencias que las anteriores, pero con valores distintos a partir de las 12:00 – 6 am que oscila entre los 4.2 – 10 A y con el mismo comportamiento de la campana llegando como máximo a 4 A al medio día, esta corriente es la que entrega el inversor central. Los consumos de corriente en las madrugadas y en las noches se debe al uso de aires acondicionado, TV entre otras cargas pequeñas, mientras que durante el día se tiene una campana por los inversores que entregan a la red.

En la Figura 4.23 se tiene en el caso A3, en la que se muestra los valores de corriente que entregan a la red el SFV, ya que el consumo de energía eléctrica en este caso es mucho menor de lo que se genera mediante el SFV. Pero la fase con mayor corriente es la fase L3, que va de los 10 A hasta los 100 A y las fases L1 y L2 tiene valores por debajo de los 30 A.



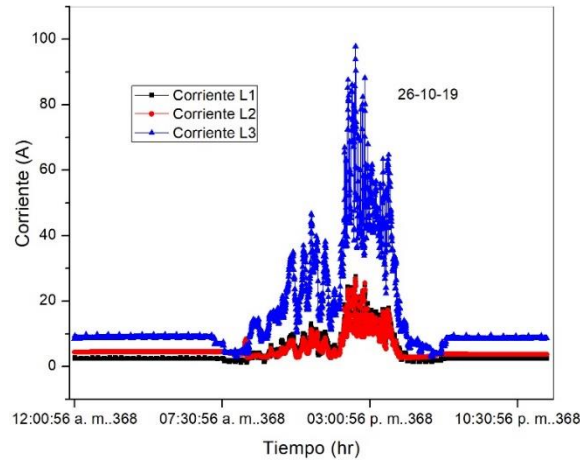


Figura 4. 23.- Corriente de las tres fases del caso A3, de un fin de semana

El comportamiento de la corriente para el caso A4, se pueden ver en la Figura 4.24 a) respecto al tiempo, la línea A va de 1.5 A a 56.8 A con un promedio de 14.26 A, la línea B de 1.4 A a 61.3 A con un promedio de 15.33 A y la línea C de 3.9 A a 78.5 A con un promedio de 19.31 A. La línea C es la de mayor magnitud y la línea A y B tiene la misma tendencia. En la Figura 4.24 b) se puede observar los ángulos de fase en corriente y voltaje, vemos como la corriente está atrasada del voltaje al inicio y al final del día y durante el transcurso del día sufren cambios en el desfase una tras otra y es en ese tiempo en que el SFV-I está inyectando energía a la red de CFE.

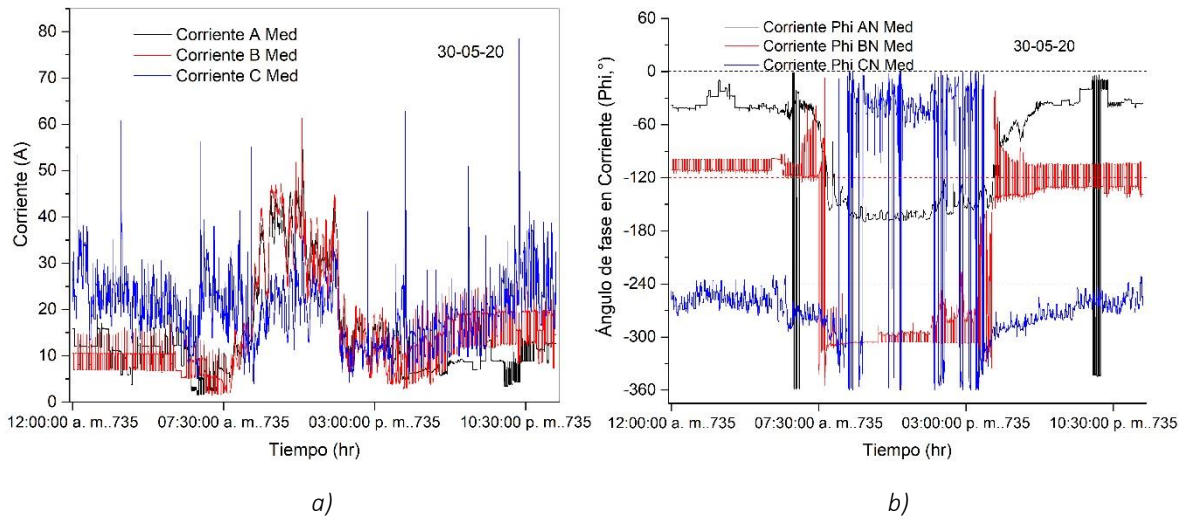


Figura 4. 24.- Comportamiento de corrientes en el sistema trifásico del caso A4, a) respecto al tiempo y b) desfase entre V-I

En la Figura 4.25 se muestra las corrientes netas con respecto a la potencia activa de los casos estudiados. En la Figura 4.25 a) vemos el caso A1 que la corriente se incrementa hasta 6 A cuando el SFV inyecta a la red 1.59 kW, 0.5 A cuando la potencia en el PAC es de 0 kW y 10 A cuando el SFV está desconectado de la red y esto sucede normalmente por las noches y madrugada. Para el caso A3, se muestra en la Figura 4.25 b) en la que se

observa que el mayor tiempo el SFV inyecta a la red con un menor consumo en el inmueble, ya que los valores altos de corriente se encuentran del lado negativo de la potencia y la fase con mayor amperaje entregado a la red es la C, ya que es el punto en que se comparte una línea de cada inversor. Para el caso A4 se puede ver en la Figura 4.25 c), se observa la misma tendencia que entre mayor sea la generación FV, mayor será la corriente ya que es la que entrega cada inversor medido en un fin de semana y esto se debe a que el inmueble estaba ocupado a un 25 % por la contingencia sanitaria.

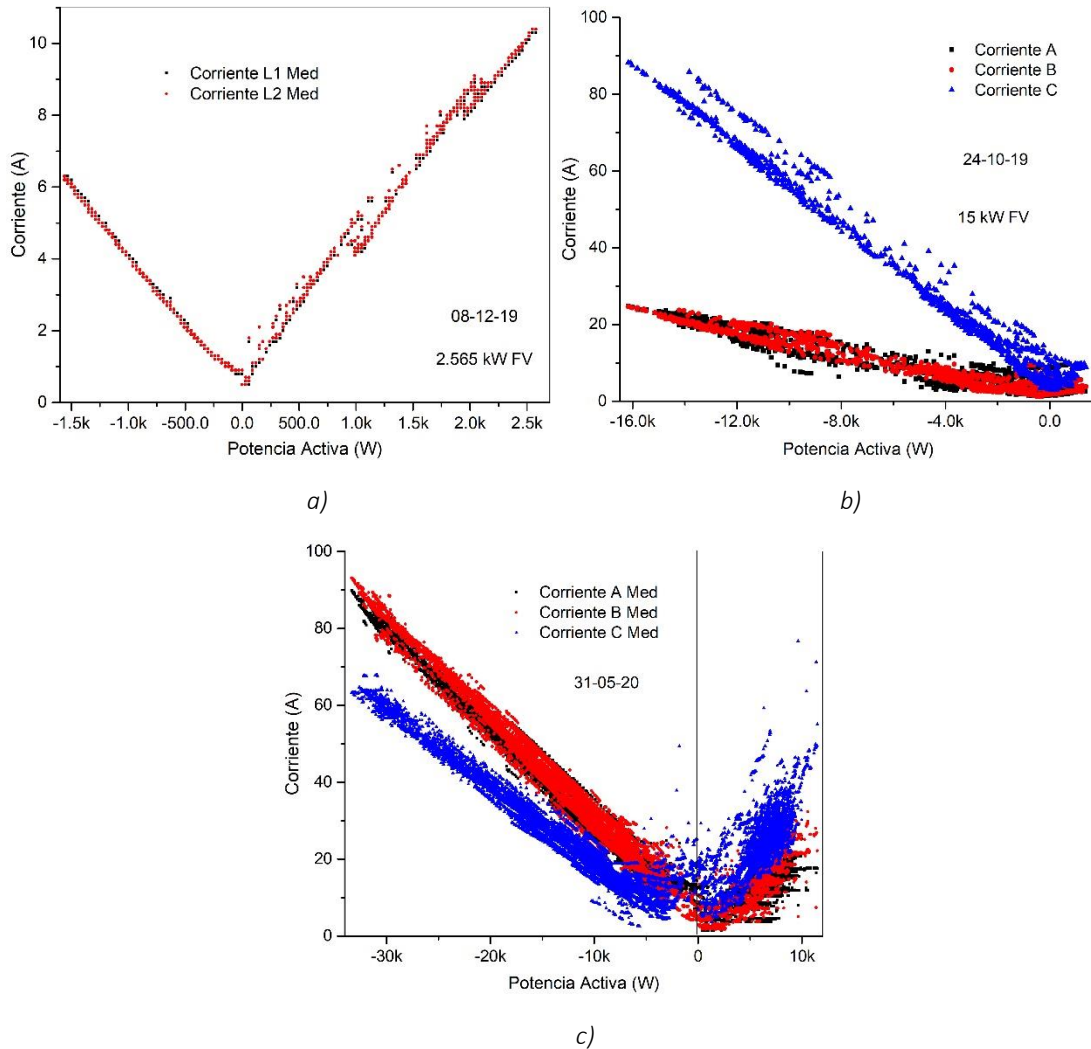


Figura 4. 25.- Corriente de salida en función de la potencia activa; a) Caso A1, b) Caso A3 y c) Caso A4

Como se mencionó al principio, la corriente va en función de la carga, además en función del nivel de penetración FV conectado a red. En la Tabla 4.12 se muestra los valores de corriente neta de los casos estudiados y está relacionado directamente al nivel de penetración FV. Es decir, entre mayor generación FV mayor será la corriente neta.

Tabla 4. 12.- Corriente en los diferentes niveles de penetración FV

CASO	CORRIENTE (A)					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	3.666	2.134	3.641	2.110	N/A	N/A
<b>A3</b>	8.664	6.692	8.476	6.763	30.028	25.964
<b>A4</b>	18.846	12.615	18.819	13.048	17.143	6.509

4.2.1.3.- Frecuencia

Para el caso A1 se puede observar en la Figura 4.26 cómo se comporta la frecuencia entre semana y fin de semana. Donde la frecuencia mínima ronda en los 59.93 Hz y máximo de 60.08 Hz, con valor medio de 60.00 Hz (b). El día que destaca con mayor variación es en fin de semana (SD:0.02632) y el de menor es entre semana.

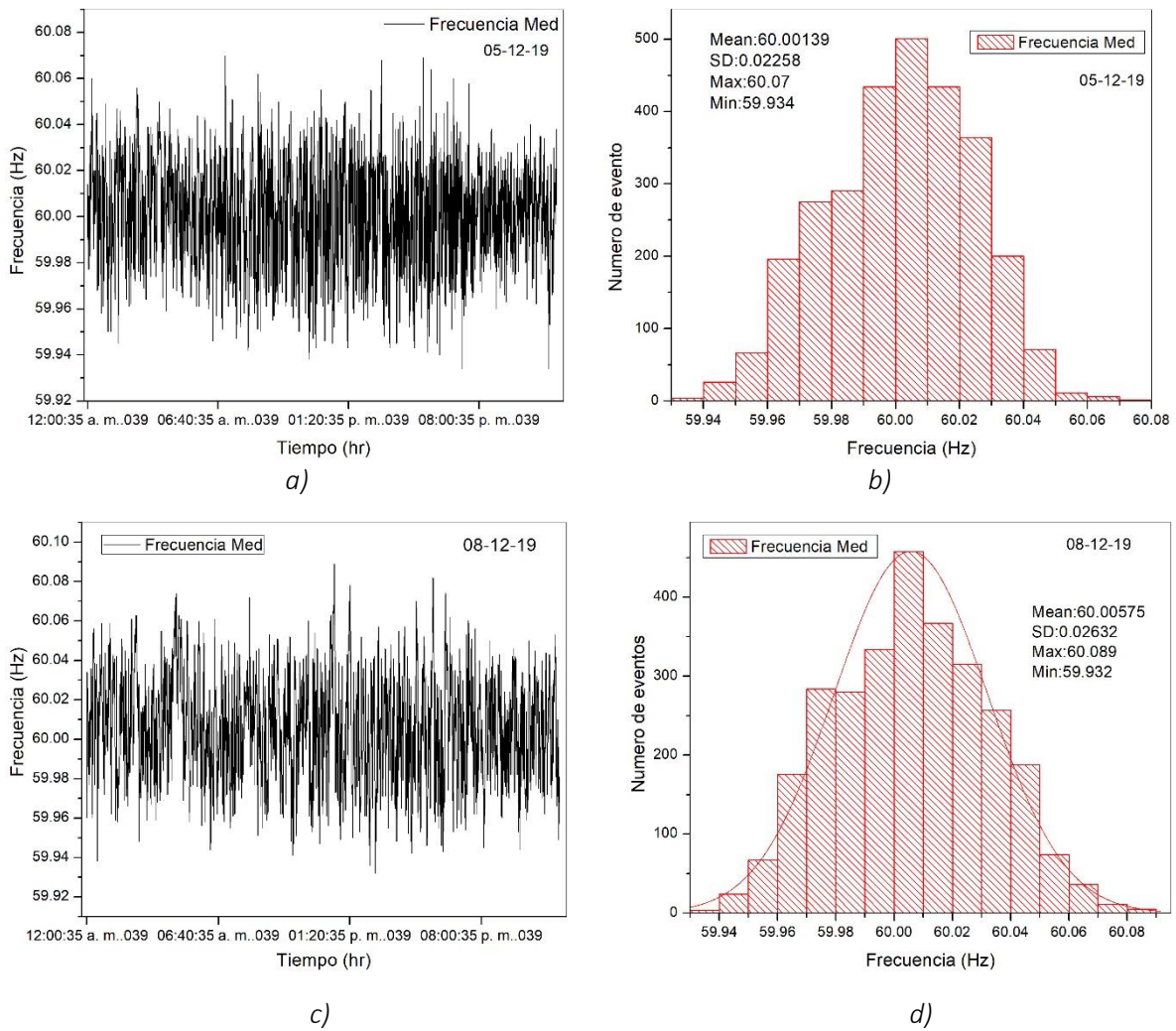


Figura 4. 26.- Comportamiento de la frecuencia caso A1, entre semana a) y b), fin de semana c) y d)

En la Figura 4.27 a) y b) se muestra el comportamiento de la frecuencia con microinversores y con inversor central en la Figura 4.27 c) y d), el de mayor variación es con inversor central, con una SD de 0.02314. Sin embargo, estos valores de este parámetro no son tan distantes entre cada situación medido. En la Figura 4.28, se muestra el comportamiento de la frecuencia del caso A3, en a) podemos observar respecto al tiempo y en dos lapsos la frecuencia cae hasta los 59.90, esto sucede a las 07:28 am aproximadamente y 10:30 pm. En el b) donde vemos la frecuencia se mantiene entre los 59.97-60.03 Hz, como mínimo en los 59.903 Hz, media de 60.00 Hz y máximo en 60.105 Hz. Para el caso A4 se pueden observar en la Figura 4.29, la frecuencia va de 59.928 a 60.074 Hz con un promedio de 60.0013 Hz.

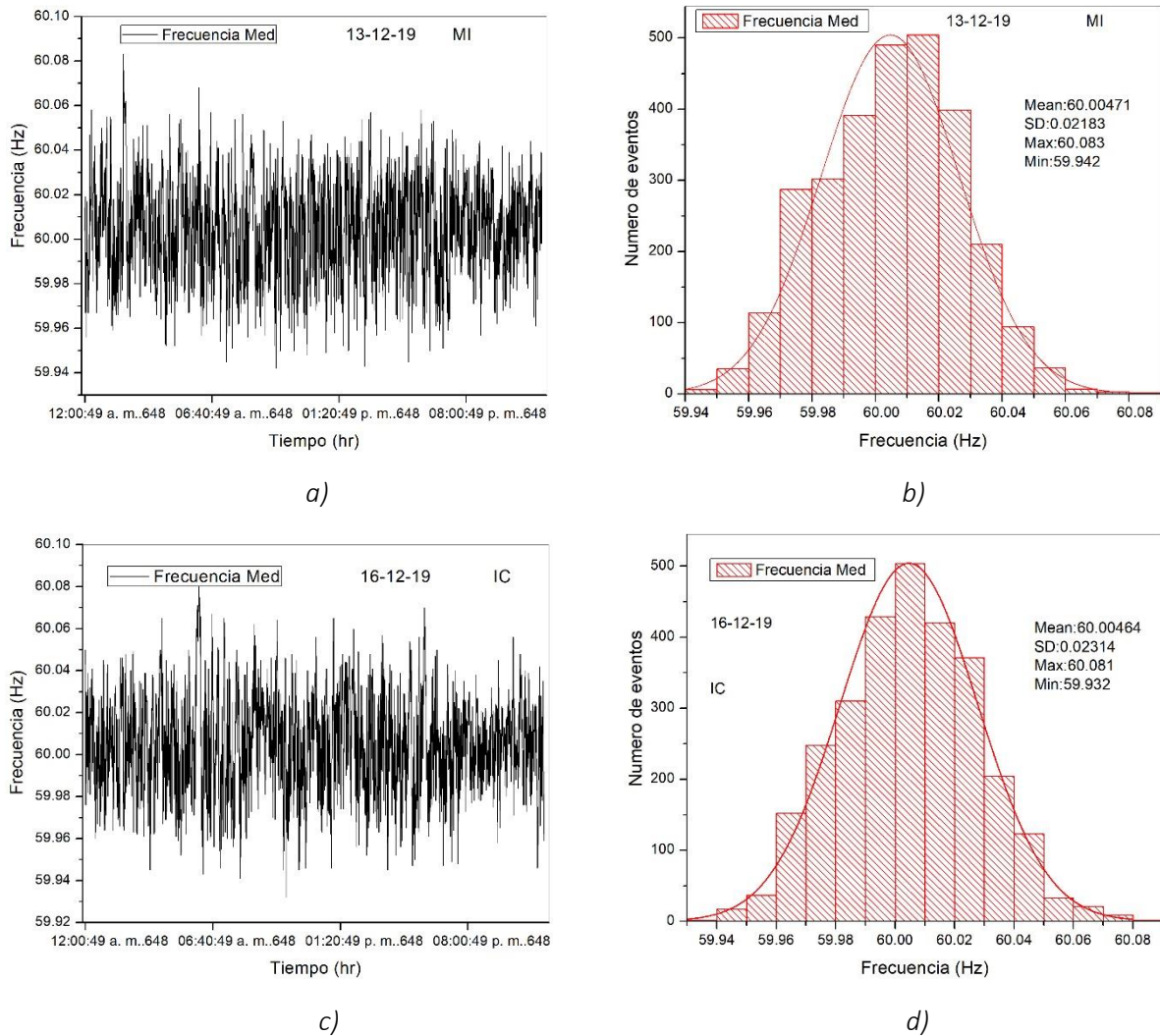


Figura 4. 27.- Comportamiento de frecuencia caso A1; ), con microinversores a) y b), con inversor central c) y d)



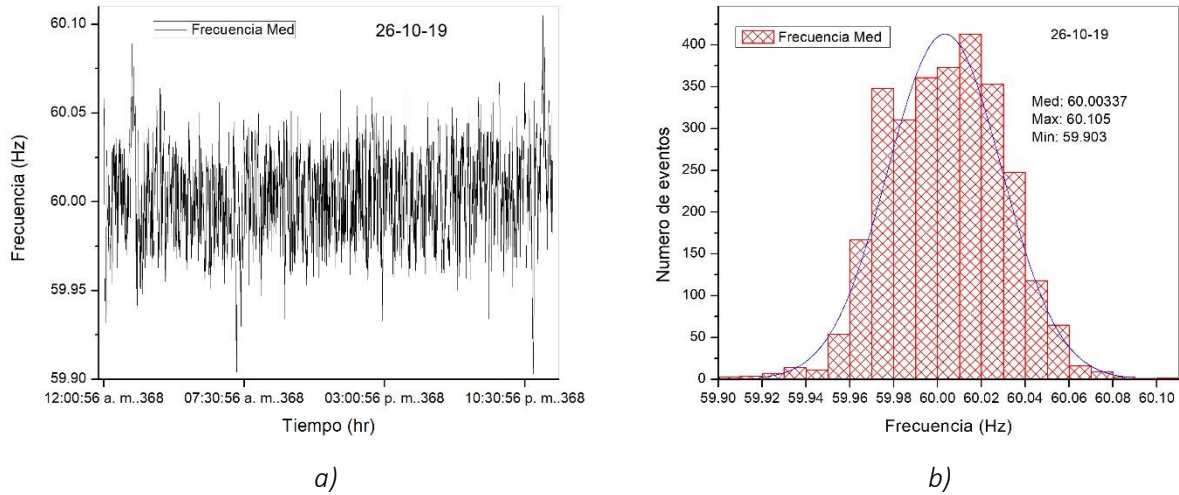


Figura 4. 28.- Comportamiento de la frecuencia del caso A3 en fin de semana

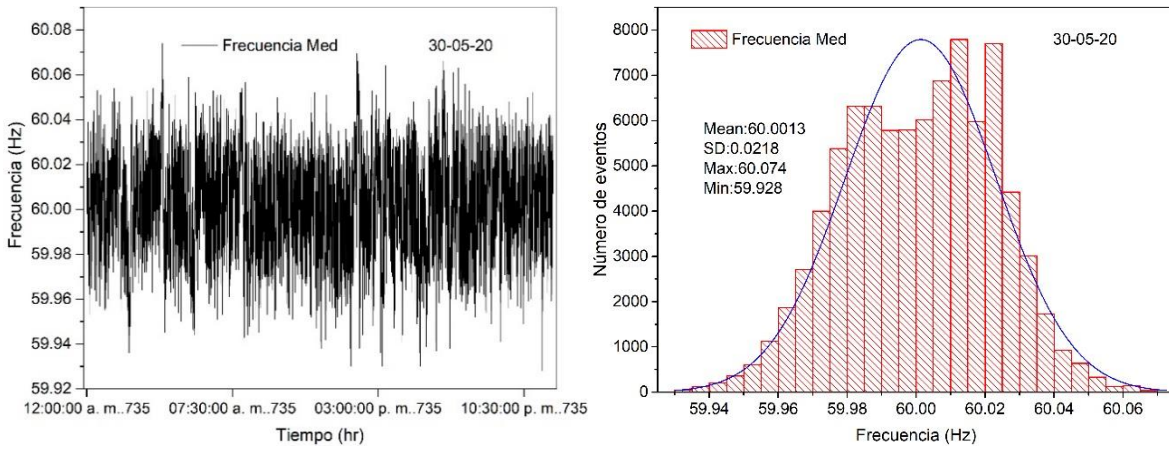


Figura 4. 29.- Comportamiento de frecuencia del caso A4

En la Tabla 4.13 se muestran en un resumen de la frecuencia de los casos estudiados, el valor medio y su respectiva SD. En la que observamos que el comportamiento de la frecuencia se estabiliza en el caso A4, y menor en A2. Por lo que a mayor penetración FV mayor estabilidad a los 60 Hz.

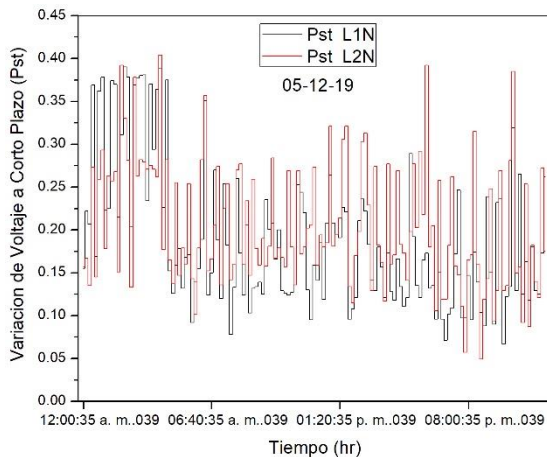
Tabla 4. 13.- Frecuencia en los 4 niveles de penetración FV

FRECUENCIA								
CASO	A1		A2		A3		A4	
Estadístico	Med	SD	Med	SD	Med	SD	Med	SD
Magnitud	59.999	0.0248	59.995	0.0240	59.999	0.0258	60.000	0.0228

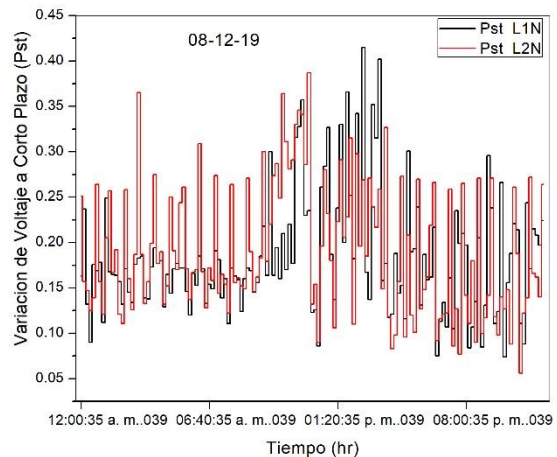
#### 4.2.2. Determinación de Calidad de la Energía Eléctrica

##### 4.2.2.1. Variación de voltaje a corto plazo ( $P_{st}$ )

Estas variaciones de voltaje a corto plazo se pueden apreciar en la Figura 4.30 del caso A1, donde la mayor parte del tiempo y de las distintas medidas fueron por debajo de los 0.4, caso de algunos que en cierto momento sobrepasaron de ese nivel máximo 0.73. Para el caso A3, se encuentran en la Figura 4.31 a) medido entre semana y b) en fin de semana, durante el mayor tiempo se mantiene por debajo de 0.3 y picos al medio día tanto entre semana y fin de semana. Sin embargo, la que tiene variaciones por un periodo largo es durante el día entre semana que va de las 6:00 am a 5:30 pm aproximadamente pasando de 0.1 a 0.17 y conforme van pasando las horas sube hasta 0.45 en la fase L2N y L3N, pero la fase L1N es la que más variación tiene que va hasta los 1.05 entre las 11 am a 5 pm. Para el fin de semana, se puede apreciar que existe dos momentos del día con mayor variación entre las 11 am y 3 pm, alcanzando un valor de 1.48 antes del mediodía y 1.28 después de ello, siendo la fase L1N la más pronunciada. Para el caso A4 se puede observar en la Figura 4.32 que existen variaciones no tan pronunciadas, manteniéndose durante el día por debajo de 0.2 y picos máximos de 0.65.



a)



b)

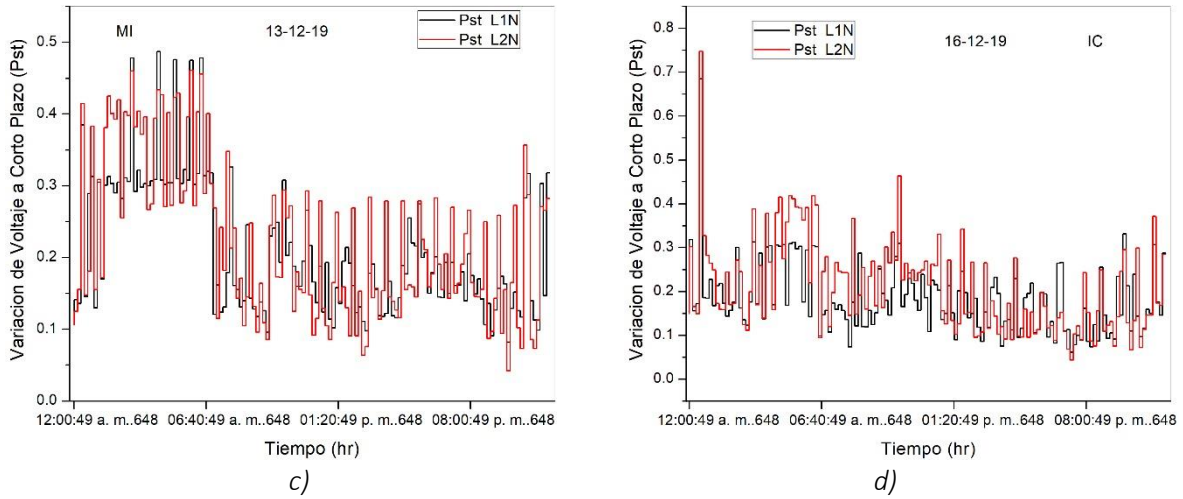


Figura 4. 30.- Variaciones de voltaje del caso A1 entre semana a), fin de semana b), con microinversores c) y con inversor central d)

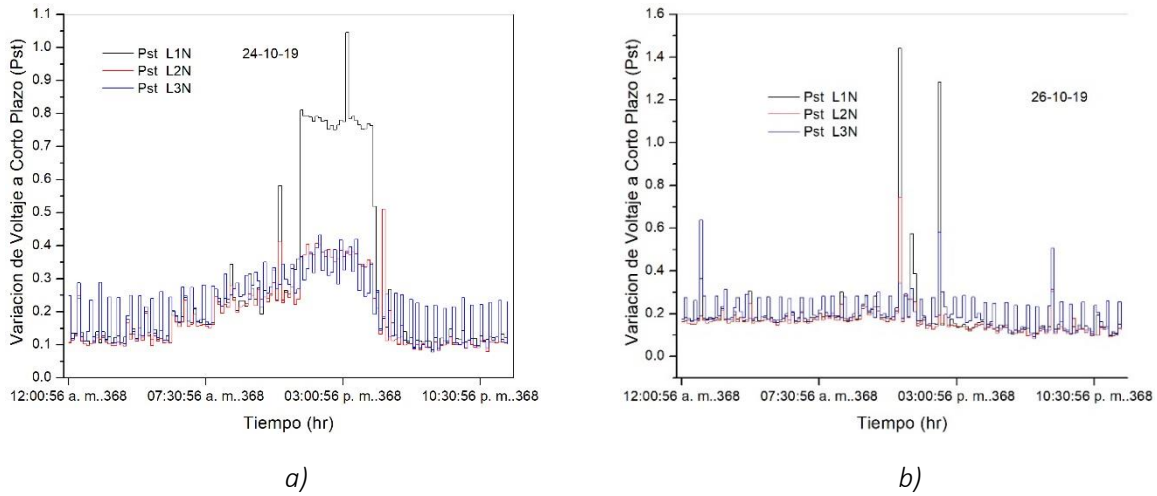


Figura 4. 31.- Variaciones de voltaje del caso A3 entre semana a) y fin de semana b)

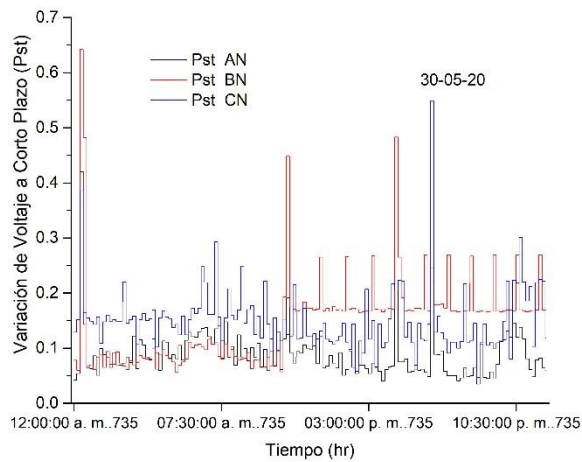


Figura 4. 32.- Variación de voltaje a corto plazo del caso A4

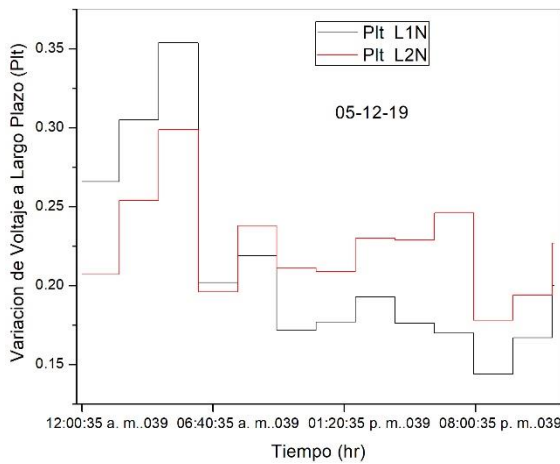
En la Tabla 4.14 se muestran los valores medios y SD de las variaciones de voltaje a corto plazo, lo que se observa una reducción de las Pst a mayor penetración FV.

Tabla 4. 14.- Variación de voltaje a corto plazo en los diferentes niveles de penetración FV

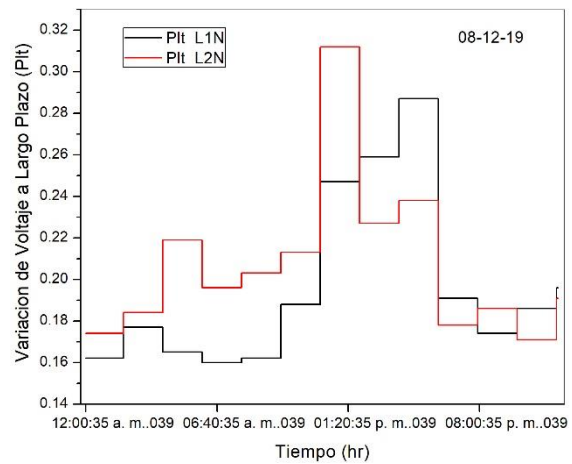
CASO	P <sub>st</sub>					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	0.1614	0.0497	0.2044	0.0606	N/A	N/A
<b>A3</b>	0.4173	0.2741	0.2624	0.0996	0.2740	0.0792
<b>A4</b>	0.0885	0.0360	0.1603	0.0739	0.1458	0.0646

4.2.2.2. Variación de voltaje a largo plazo (P<sub>lt</sub>)

En la Figura 4.33 se muestra la P<sub>lt</sub> del caso A1. En la que se mantiene por debajo de los 0.40 y en otros en 0.35. Sin embargo, en la Figura 4.33 a), c) y d) los casos entre semana, con microinversores e inversor central tienen la misma tendencia durante el día, que inician con una alta variación (0.36 aproximadamente) y a partir de las 7 am disminuye sin sufrir otra variación tan pronunciada en el resto del día como en la madrugada, salvo el caso de fin de semana, que inicia en los 0.22 y sufre un aumento al medio día, alcanzando 0.31. Para el caso A3 se pueden observar en la Figura 4.34 a) entre semana, donde la fase L1N es la que tiene mayor variación a partir de las 2:30 pm hasta las 9.30 pm aproximadamente que alcanza 0.8 pasando por el límite de 0.65. En la Figura 4.34 b) en fin de semana sucede ese mismo patrón, pero a menor tiempo alcanzando un valor de 0.65. Las fases L2N y L3N en ambos casos tiene el mismo comportamiento, salvo que entre semana oscila entre 0.1 al valor máximo de 0.35 y fin de semana se encuentra entre 0.15 a 0.3.



a)



b)



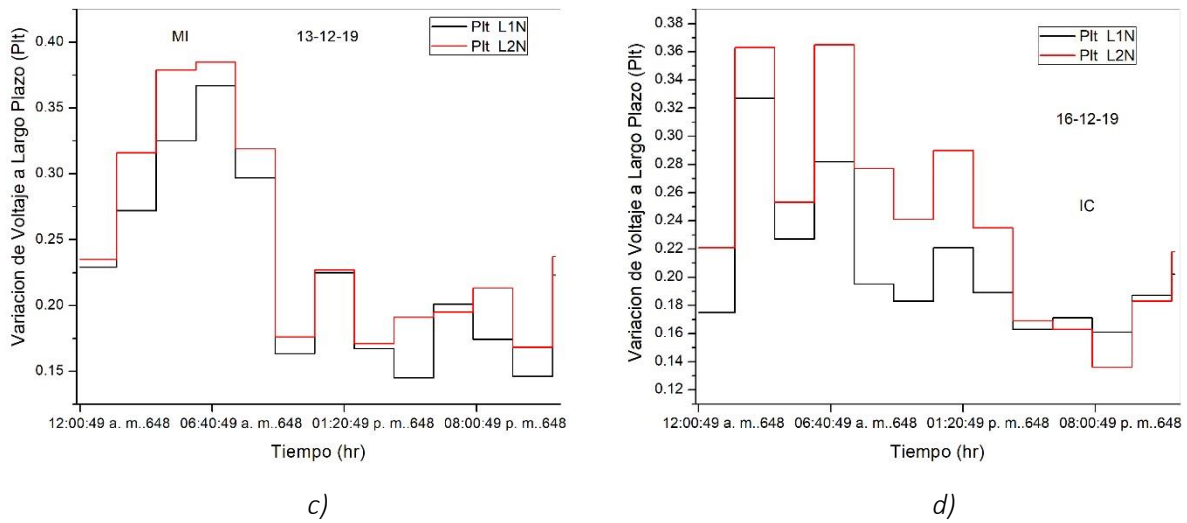


Figura 4. 33.- Variaciones de voltaje del caso A1 entre semana a), fin de semana b), con microinversores c) e inversor central d)

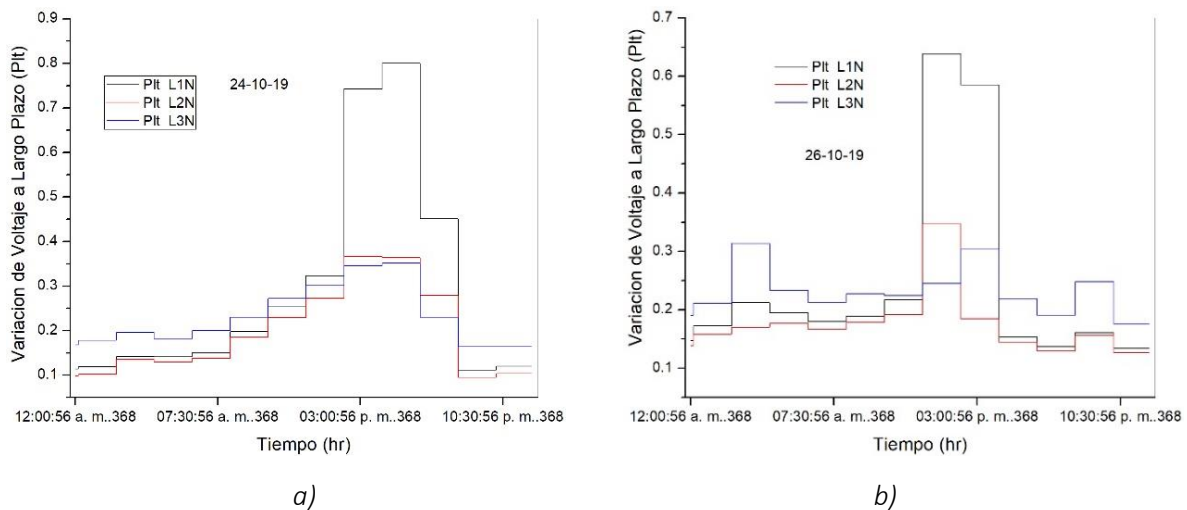


Figura 4. 34.- Variación del voltaje a largo plazo del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana

El caso A4 se pueden observar en la Figura 4.35 a) entre semana, las variaciones están muy por debajo 0.32, para fin de semana en la Figura 4.35 b) se mantiene por mucho tiempo por debajo de 0.5 y al medio día sufre un cambio brusco alcanzando un valor de 2.7 en las tres líneas en un periodo de 2 horas.

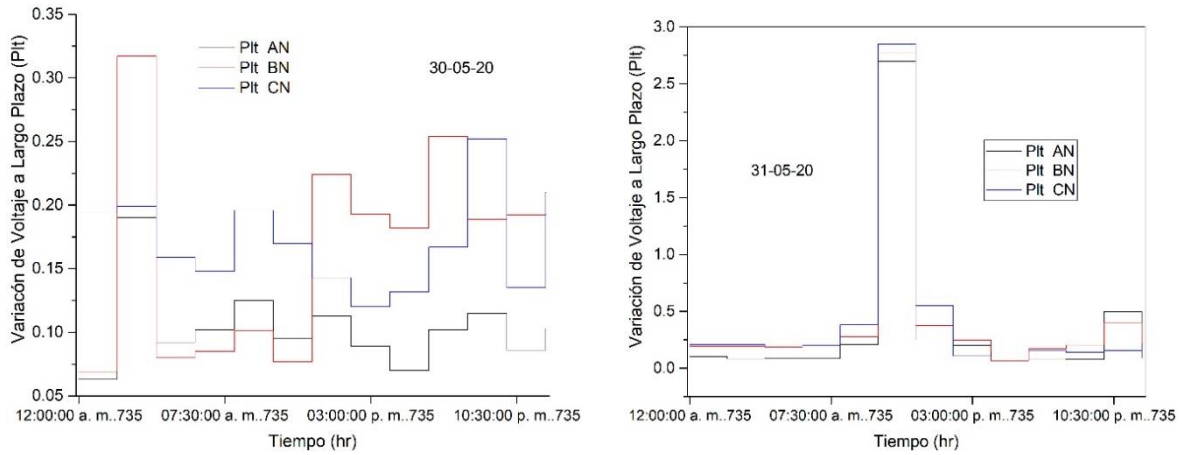


Figura 4. 35.- Variación de voltaje a largo plazo para el caso A4

En la Tabla 4.15 se muestran los valores medio y sus respectivas SD de Plt de los casos estudiados. En la que a mayor penetración FV menor es la variación de voltaje a largo plazo.

Tabla 4. 15.- Variación de voltaje a largo plazo en los diferentes niveles de penetración FV

CASO	P <sub>lt</sub>					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	0.1869	0.0171	0.2233	0.0145	N/A	N/A
<b>A3</b>	0.4327	0.2504	0.2692	0.0784	0.2854	0.0532
<b>A4</b>	0.0989	0.0175	0.1580	0.0623	0.1531	0.0254

#### 4.2.2.3. Distorsión Armónica Total de Voltaje (THD<sub>v</sub>)

En la Figura 4.36 a) y b), podemos observar cómo se comporta la THD<sub>v</sub> del caso A1 entre semana y fin de semana respectivamente y en la Figura 4.37 a) y b) microinversor e inversor central. De las 4 situaciones podemos destacar que todos se mantiene por debajo de los 1.7 %. Sin embargo, en el caso del fin de semana observamos más variaciones de los valores durante el día teniendo una tendencia similar el caso de la conexión únicamente del inversor central y la situación con menor variación es con los microinversores.

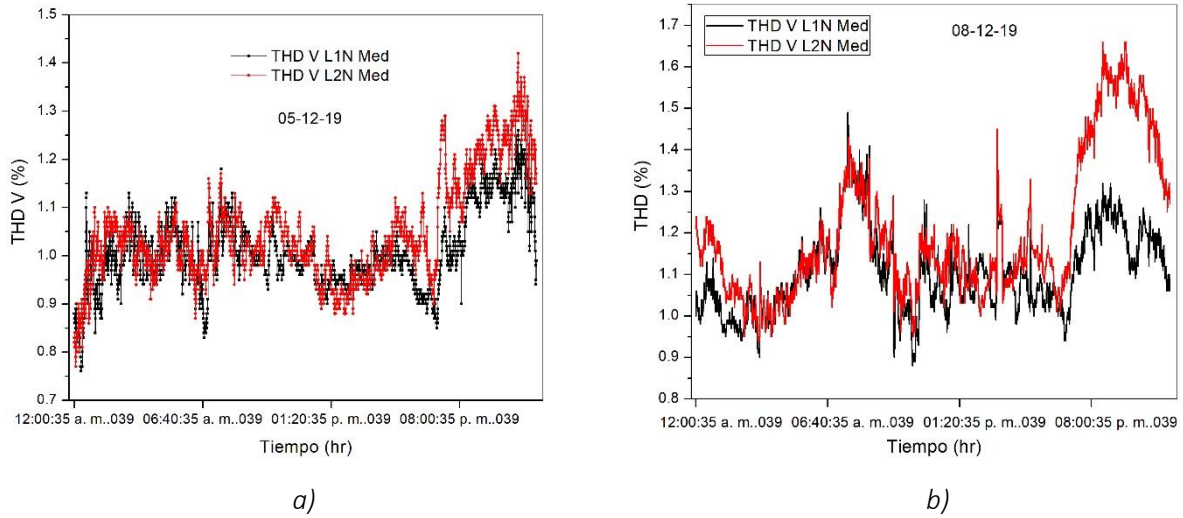


Figura 4. 36.- Distorsión armónica total de voltaje del caso A1; a) entre semana y b) fin de semana

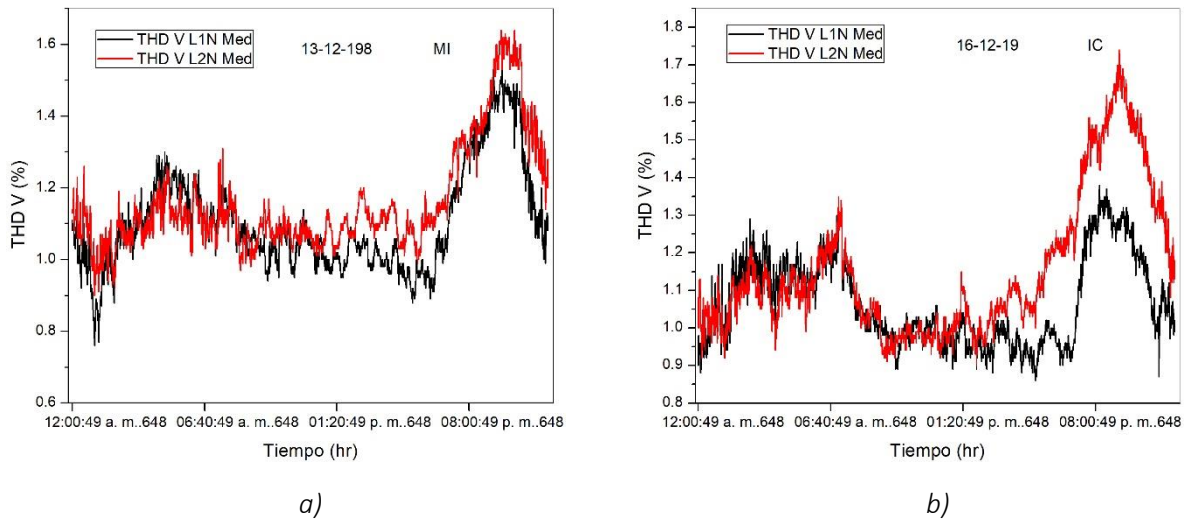


Figura 4. 37.- Distorsión armónica total de voltaje del caso A1; a) microinversores y b) inversor central

El caso A3 podemos observar en la Figura 4.38, en el a) es entre semana donde existen picos al momento de conectar y desconectar el SFV, al momento de conectarse el sistema llega a 5% pero el más pronunciado es a partir de las 6.00 pm aproximadamente llegando a 6.75%. Para el fin de semana se tiene los mismos picos, el de inicio es de 4.5% y el segundo es 8%, las fases con mayor porcentaje son la fase L3N y L2N respectivamente. Sin embargo, el de mayor distorsión durante el día es el de fin de semana que se mantiene en un promedio de 4% mientras que entre semana es de 3.5%.

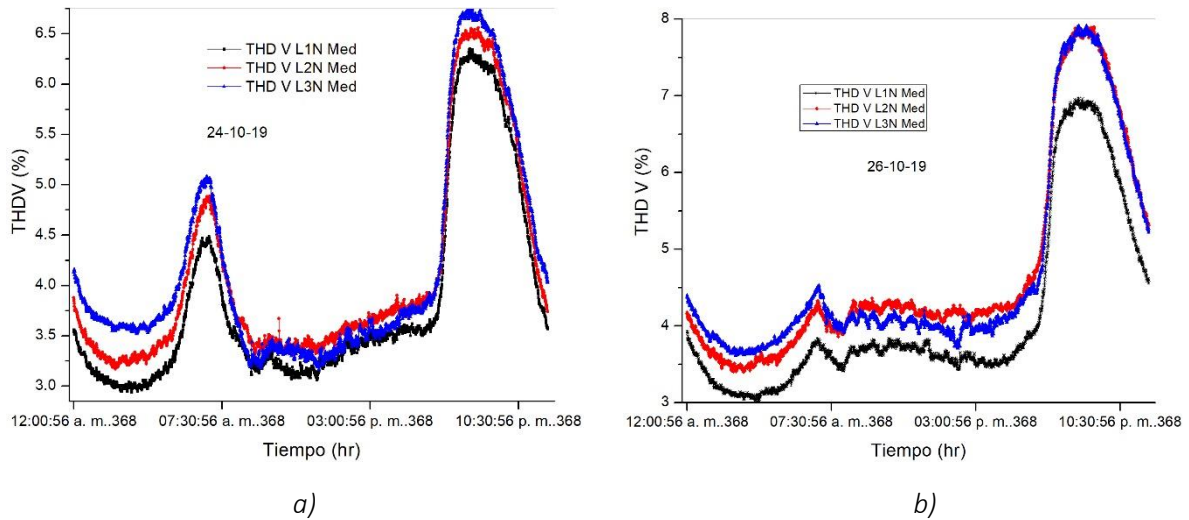


Figura 4. 38.- Comportamiento de la distorsión armónica en voltaje del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana

En la Figura 4.39, se observa el comportamiento de la THD<sub>v</sub> del caso A4, donde se tienen picos máximos de 1.4 % y un mínimo de 0.8 %. Podemos observar que cuando el SFV se conecta se incrementa la THD en las tres fases no muy pronunciadas, pero si se tiene un aumento en la conexión y desconexión del SFV.

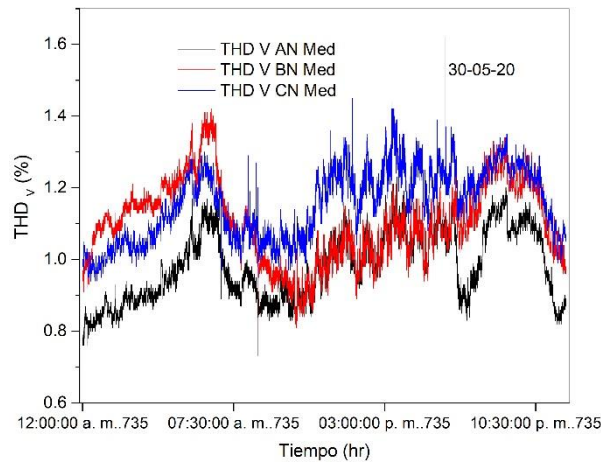


Figura 4. 39.- Comportamiento de la distorsión armónica total en voltaje caso A4

En la Figura 4.40 observamos la relación del THD<sub>v</sub> respecto a la potencia activa en el PAC. En el a) y c) vemos que la THDV no se ve influenciado por la generación FV sin importar el nivel de penetración, pero para el caso A3 b) si se ve afectado al momento de conectarse el SFV.

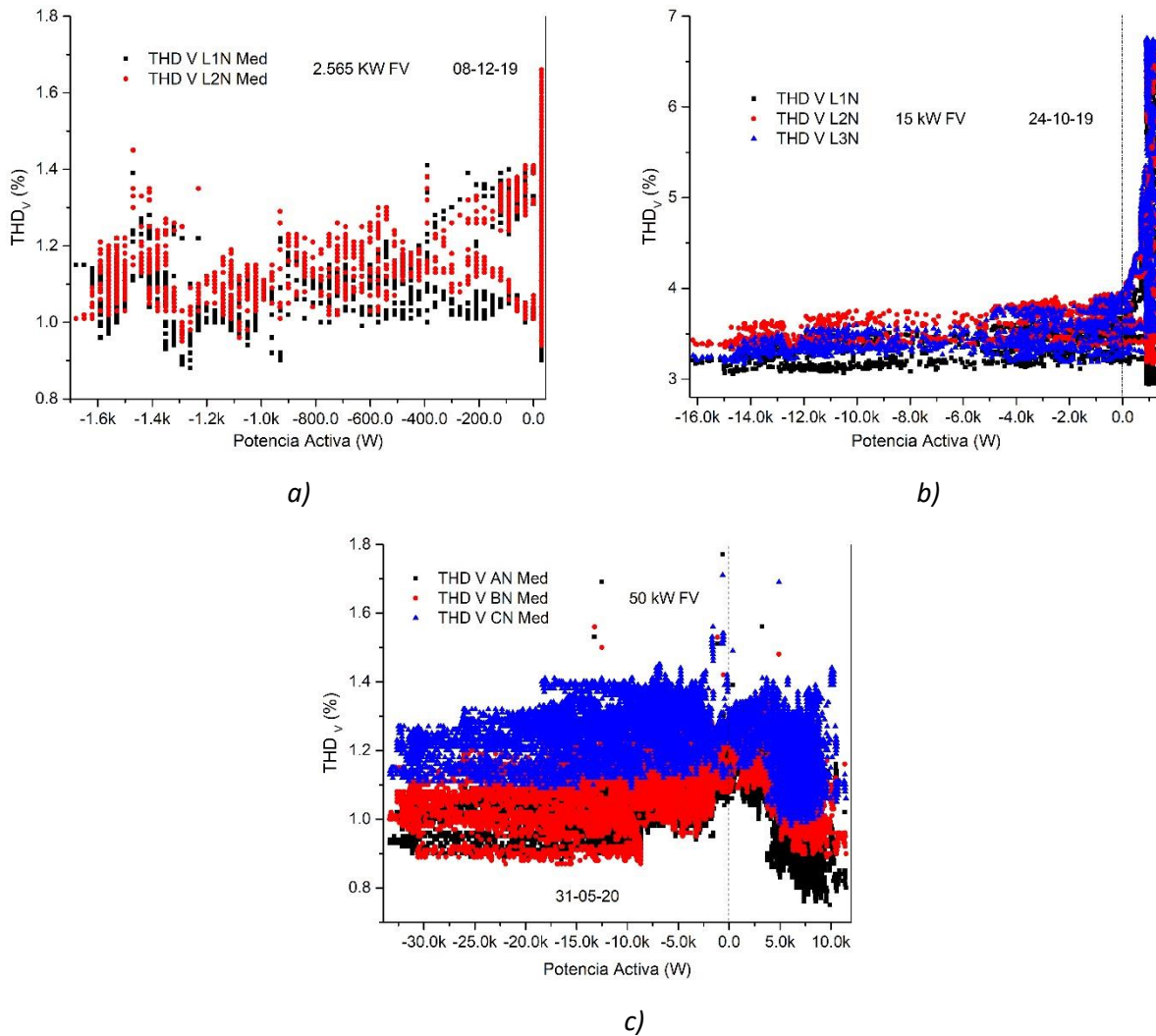


Figura 4. 40.- Generación de THDV&PA; a) Caso A1, b) Caso A3 y c) Caso A4

En la Tabla 4.16 se muestra la media y la SD de cada caso, en la que observamos el de mayor distorsión es el caso A3 con una media de 3.6 %, máximo de 5.456 % y min de 3.17 %, mientras que el caso A1 y A4 son los que menor distorsión presentan. El porcentaje de distorsión en voltaje no depende del nivel de penetración FV sino de las condiciones que exista en la instalación eléctrica del usuario.

Tabla 4. 16.- Distorsión armónica total de voltaje en los diferentes niveles de penetración FV

CASO	THD <sub>v</sub> (%)					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	0.9839	0.0479	1.0087	0.0597	N/A	N/A
<b>A3</b>	3.4534	0.3190	3.6918	0.3447	3.6194	0.4162
<b>A4</b>	0.9861	0.0845	1.0296	0.0742	1.165	0.0950

#### 4.2.2.4. Distorsión Armónica Total de Corriente (THD<sub>I</sub>)

La THD<sub>I</sub> es una de las que mayor ruido entrega a la red, ya que en el momento de la conexión y desconexión del inversor a la red existen picos muy pronunciados. En la Figura 4.41 y 4.42, podemos observar cómo se comporta el SFV en varias situaciones del caso A1, todas las situaciones tienden a tener el mismo comportamiento salvo entre semana se tiene oscilaciones de los valores de la THD<sub>I</sub> por la madrugada y noche que alcanzan de 16% a 100% tal como se puede ver en Figura 4.41 a), Figura 4.42 a) y b). En el transcurso de las 5-6 am se reduce hasta alcanzar un 20% y al momento en que el SFV se conecta tiende a elevarse nuevamente al alcanzar un 37% y vuelve a reducirse nuevamente durante la generación, sin embargo, vuelve a incrementarse a la hora de la desconexión del SFV. En el caso de los microinversores se tienen valores del 43% y 60% con el inversor central en el momento de conexión y desconexión. El comportamiento con el SFV completo en fin de semana en la Figura 4.41 b) se observa que en la madrugada y al anochecer la THDI se mantiene por debajo del 17 %, esto se debe que en fin de semana los usuarios no se encontraban en el inmueble.

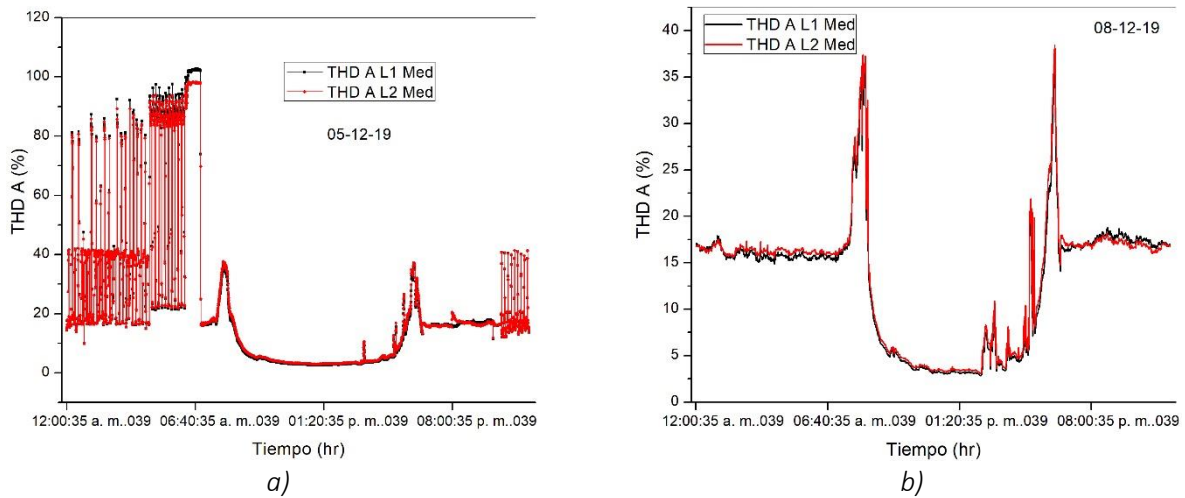


Figura 4. 41.- Comportamiento de la distorsión armónica total de corriente caso A1; a) entre semana y b) fin de semana



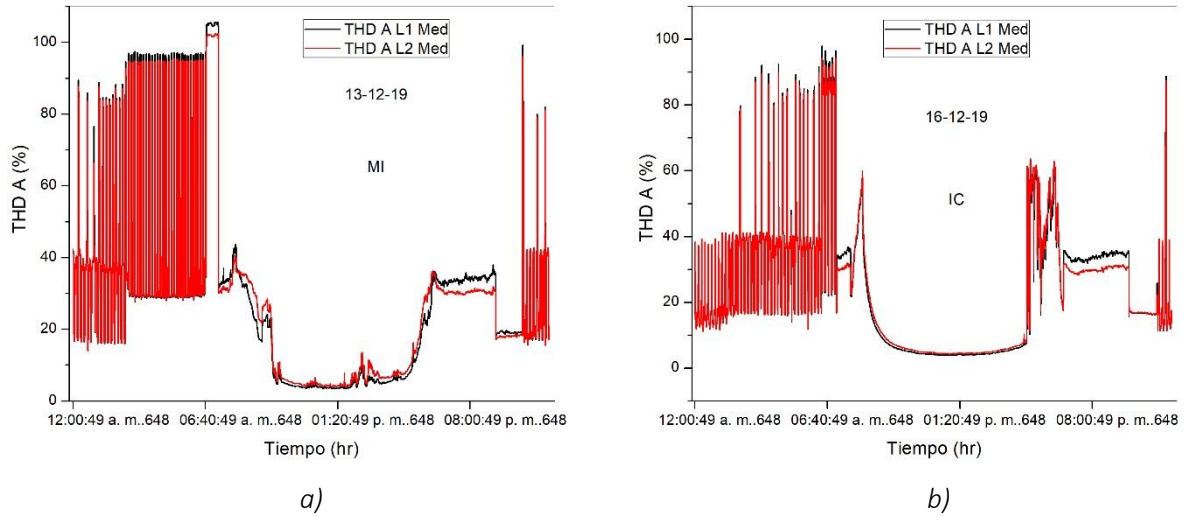


Figura 4. 42.- Comportamiento de la distorsión armónica total de corriente caso A1; a) microinversores y b) inversor central

Algo curioso que destaca en este caso es que en todas las condiciones se tienen el mismo comportamiento, salvo que con diferentes magnitudes. Sin embargo, el que tiende a tener más variaciones en la distorsión de corriente por más tiempo son los microinversores comparados con los inversores centrales y todo el sistema completo.

Para el caso A3 se observan en la Figura 4.43 se presentan entre semana a) y fin de semana b), donde se tiene el mismo patrón de comportamiento en la que vemos picos durante el encendido y apagado del SFV. La fase con mayor distorsión es la fase L2N con picos de hasta 330% mientras que la fase L1 y L3 están entre los 15-75% aproximadamente.

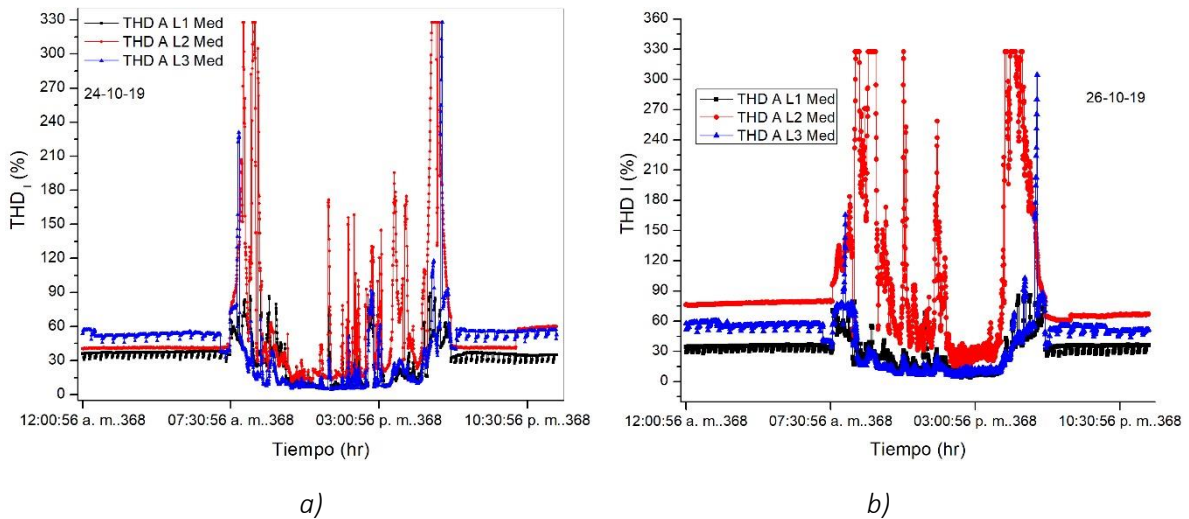


Figura 4. 43.- Distorsión armónica total en corriente del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana

El caso A4 se pueden observar en la Figura 4.44 con mayor intensidad en la línea BN que van de 3.34% a 263% con un promedio de 41.2436%, mientras que la línea AN está entre los 3.22% a 169.67% con un promedio de 15.766 y por otro lado la línea CN ronda entre los 4.14% a 96.61% con un promedio de 19.063.

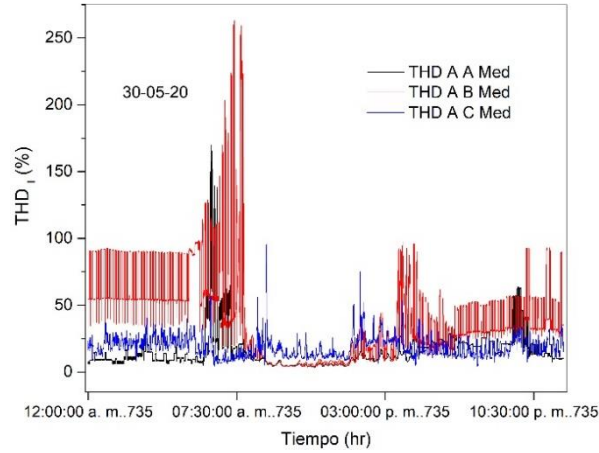


Figura 4. 44.-Distorsión armónica total en corriente del caso A4

Las relaciones de la  $THD_i$  con la potencia activa en el PAC se ven en la Figura 4.45 en los diferentes niveles de penetración. En todos los niveles de penetración el  $THD_i$  es afectado por la inyección de energía a la red de distribución y el impacto es directamente proporcional al nivel de penetración. El caso A1 llega máximo 36 %, mientras que en los casos A3 y A4 llegan por arriba de los 300 %, igual que de su media y SD de los casos estudiados en la Tabla 5.17.

Tabla 4. 17.- Distorsión armónica en corriente en los diferentes niveles de penetración FV

CASO	THD <sub>i</sub> (%)					
	L1N		L2N		L3N	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	8.8223	8.3694	9.4210	8.6825	N/A	N/A
<b>A3</b>	29.4526	21.3218	72.2789	77.5063	29.9460	39.6550
<b>A4</b>	12.4620	8.2917	24.9445	33.777	17.9451	8.3716



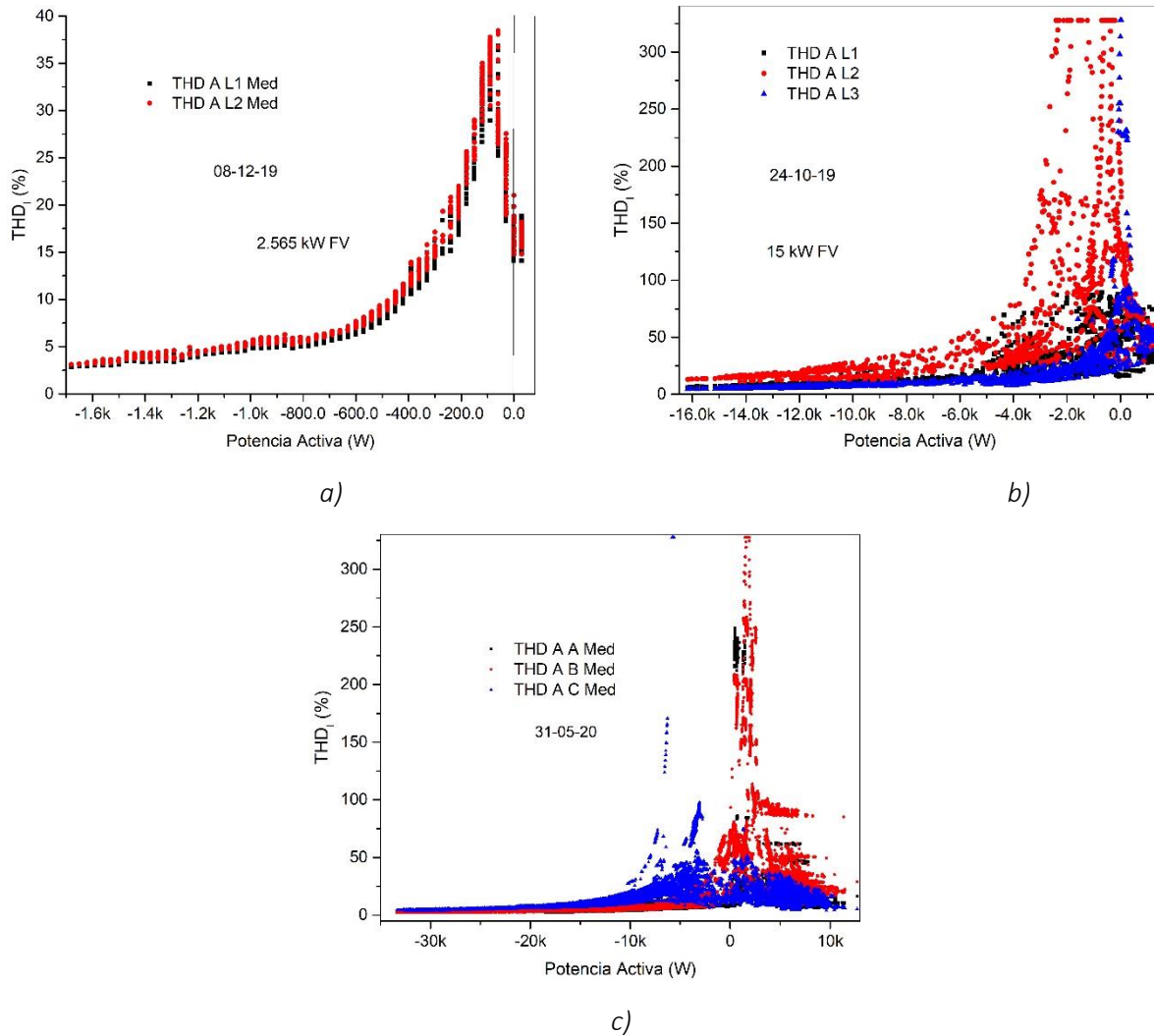


Figura 4. 45.- Relación de la THDI & PA en los diferentes niveles de penetración

La forma de la curva y similitudes en la magnitud de  $THD_i$  obtenidas en este trabajo se comprueban con otros realizados que a continuación se mencionan; para un sistema de 5 kWp se registraron valores de 1% a 40% [13], de 3-20-28% para 11.07 kWp [2], de 10 kW oscilan entre los 2-130% [14], 9-34% para 8 kWp [22] y de 50-100% sistemas de 228-45-49 kWp [19]. Lo que indica que la contribución de armónicos en corriente es cada vez más impactante cuando el nivel de potencia activa es baja (para la potencia generada por debajo aproximadamente del 20% de la potencia nominal en estas condiciones) y se debe a que el MPPT y los controles del factor de potencia de la PCU están desactivados, a un nivel de potencia activa más alto, se introducen controles específicos de corriente de circuito cerrado con el objetivo de minimizar el contenido armónico [13]. Por lo tanto, estos efectos se pueden ver cuando la generación FV se ve afectada por cambios repentinos (como el paso de nubes) durante el día y el THD en corriente en esos déficits es alto y la emisión de estas depende fuertemente de la potencia activa de salida del SFV y está a la vez es directamente proporcional a la irradiación solar disponible [14].

#### 4.2.2.5. Potencia Activa

En el caso A1 se muestra en la Figura 4.46 a) durante la semana que por la noche y madrugada llegan a consumir 2.5 kW ya que en ese momento encienden aires acondicionado y al amanecer se reduce a 0.7 kW. En todas las situaciones siendo las 7 am se puede apreciar que el sistema FV se conecta a la red y comienza a inyectar energía hacia la red, debido a que la generación es mayor que el consumo y por lo tanto se invierte el signo debido a la dirección de flujo de energía, entregando 1.7 kW al medio día. En la situación de un fin de semana b) podemos ver que en ese día no se tiene ningún consumo en la madrugada y por la noche en consecuencia de que las personas no se encontraban ocupando el espacio. Durante el día la generación FV es mayor ya que esta es negativa y se entrega a la red de distribución.

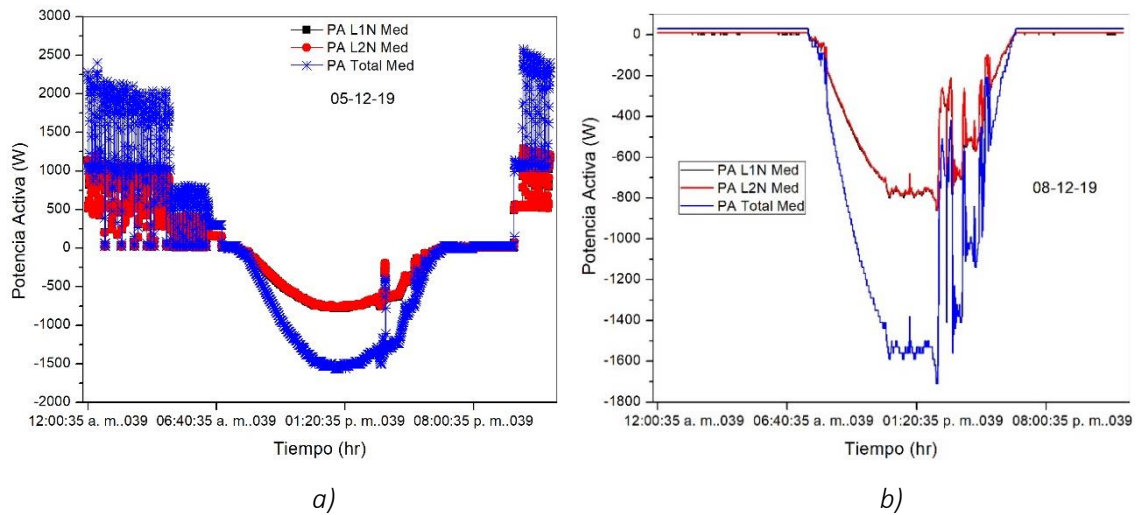


Figura 4. 46.- Comportamiento de la potencia activa total del caso A1; a) entre semana a) y b) fin de semana

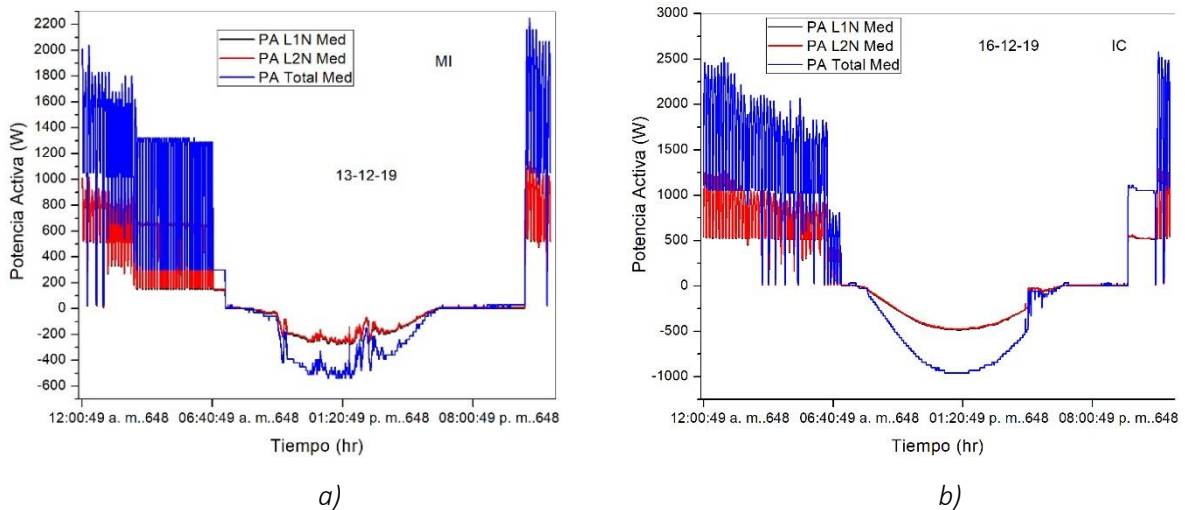


Figura 4. 47.- Comportamiento de la potencia activa total del caso A1; a) microinversores y b) inversor central

Podemos apreciar una diferencia de la cantidad de energía entregada a la red ya que se tiene consumos en la instalación más lo que entrega cada tipo de inversor, por ello vemos en la Figura 4.47 a) con microinversores entrega 500 W y en el inciso b) con inversor central entrega 1000 W.

Para el caso A3 sucede el mismo fenómeno que el anterior donde se tiene potencia negativa, ya que la instalación no está consumiendo gran cantidad de energía y por lo tanto la mayor parte generada se entrega a la red y la fase con mayor generación es la fase L3N en ambos casos y las fases con menor generación es la fase L1N y L2N, como se muestra en la Figura 4.48 a) y b). Este aumento de la potencia en la fase L3N se debe a que en esa fase comparte una línea de cada inversor instalado.

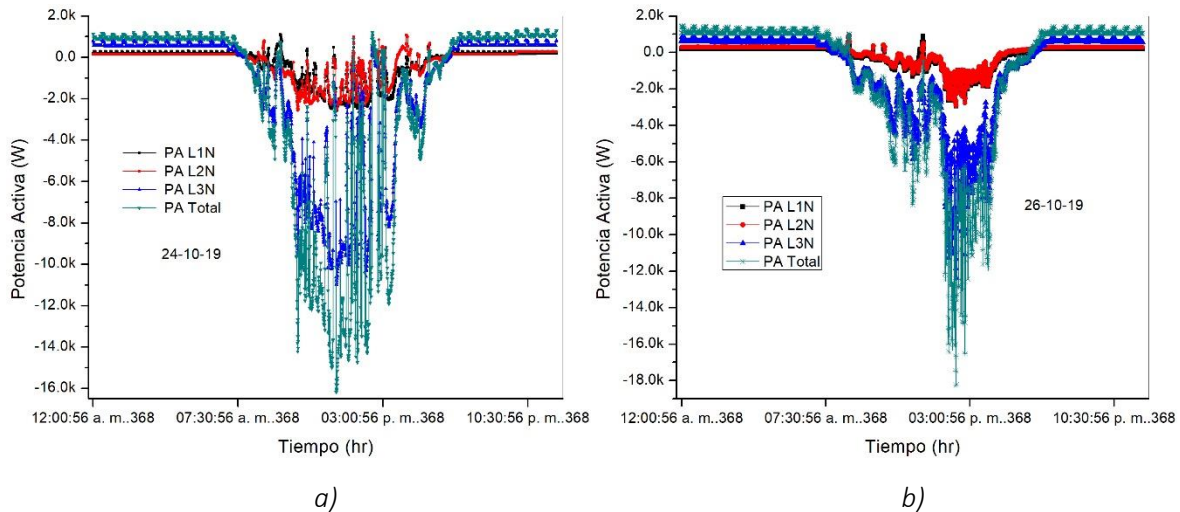


Figura 4. 48.- Comportamiento de la potencia activa del caso A3, a) entre semana y b) fin de semana

En la Figura 4.49 se puede conocer como es el comportamiento de la potencia activa para el caso A4, donde se tiene un promedio total de consumo de energía de la red de 7.5 kW durante la madrugada y noche del día, mientras que durante el día la generación FV es mayor de lo que se consume en el circuito esta se entrega a la red alcanzado hasta los 20-33.6 kW. La línea con mayor consumo es la CN y por lo tanto es la que entrega menos energía a la red. Como podemos observar la generación FV es menor de la instalada, aunque no deberían entregar los 50 kW instalados debido a las pérdidas, sin embargo, es importante mencionar que para los días evaluados la radiación solar era muy variable y escaso debido a que estaba nublado durante el día, es por ello que el SFV género como máximo entre los 20 kW – 35 kW.

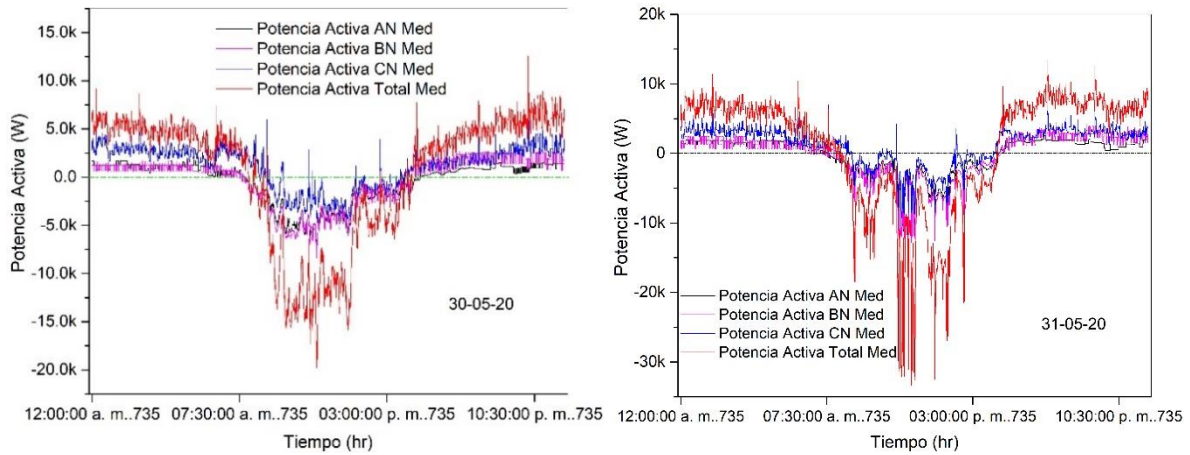
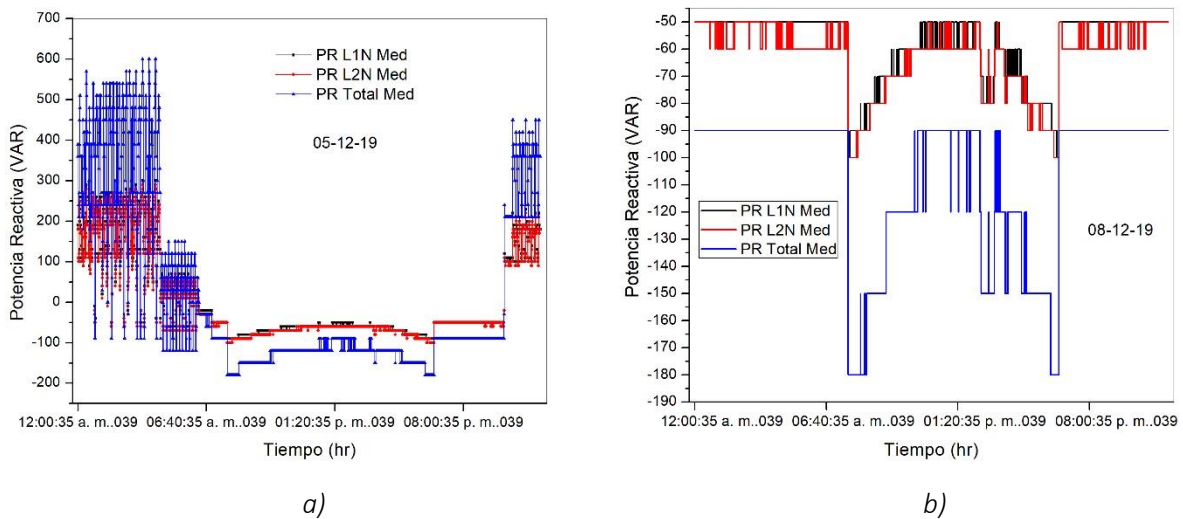


Figura 4. 49.- Potencia activa del caso A4

#### 4.2.2.6. Potencia Reactiva

En el caso domiciliario (caso A1) se muestra en la Figura 4.50, en la que se tiene de manera constante 200 VAR y máximo 300 VAR, debido a que cuenta con refrigeradores, aires acondicionados, etc. En otra situación entre semana podemos apreciar que existe mucha variación de los valores de reactivos en la madrugada y parte de la noche, van de los 550 VAR a -150 VAR, se reducen y se estabiliza durante el día en que el SFV está trabajando y alcanzan valores que van de entre los -200 a -100 VAR (b)), 0 a -50 VAR en el caso con microinversores (d)), de 0 a -130 VAR (e)). La situación en que todo el día se mantiene valores por debajo de los -50 VAR es en fin de semana (c)) alcanzando estar en -180 VAR al medio día.



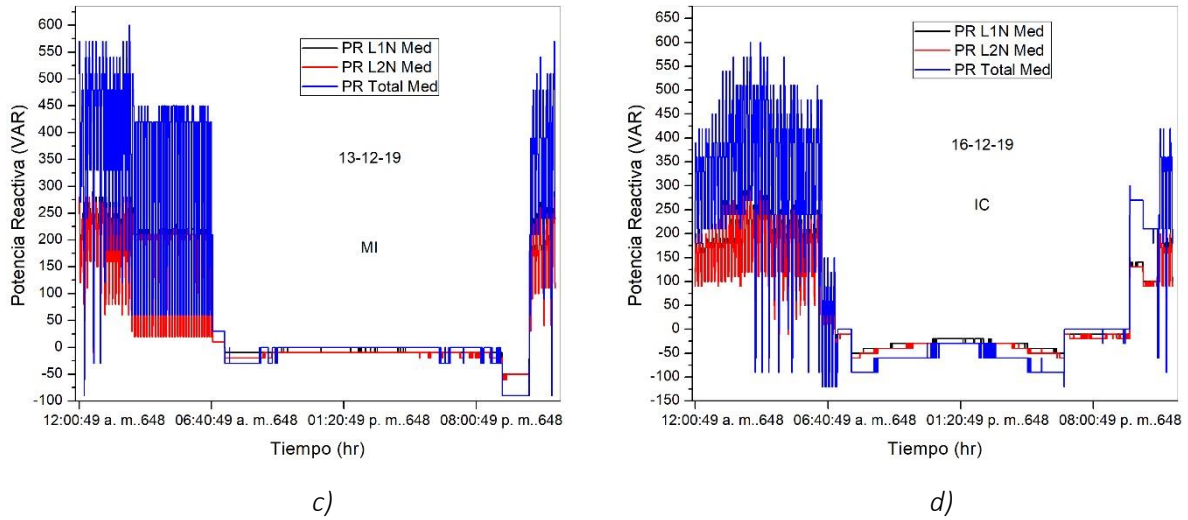


Figura 4. 50.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A1; a) entre semana, b) fin de semana, c) microinversores y d) inversor central

En el caso A3 se muestra en la Figura 4.51, en la que existen momento de potencia negativo más pronunciado esto se debe que en ciertos momentos la instalación ciertas cargas funcionan como potencia reactiva capacitiva y esto se debe a que desfazan el voltaje de la corriente adelantándola 90°, y la principal carga generador pudiese ser los aires acondicionados tipo paquete con la que cuenta la instalación. La fase que genera reactivos capacitivos en mayor proporción es la L1N y L3N, la única fase que no genera reactivos capacitivos es la L2N y en ambas situaciones de entre y fin de semana.

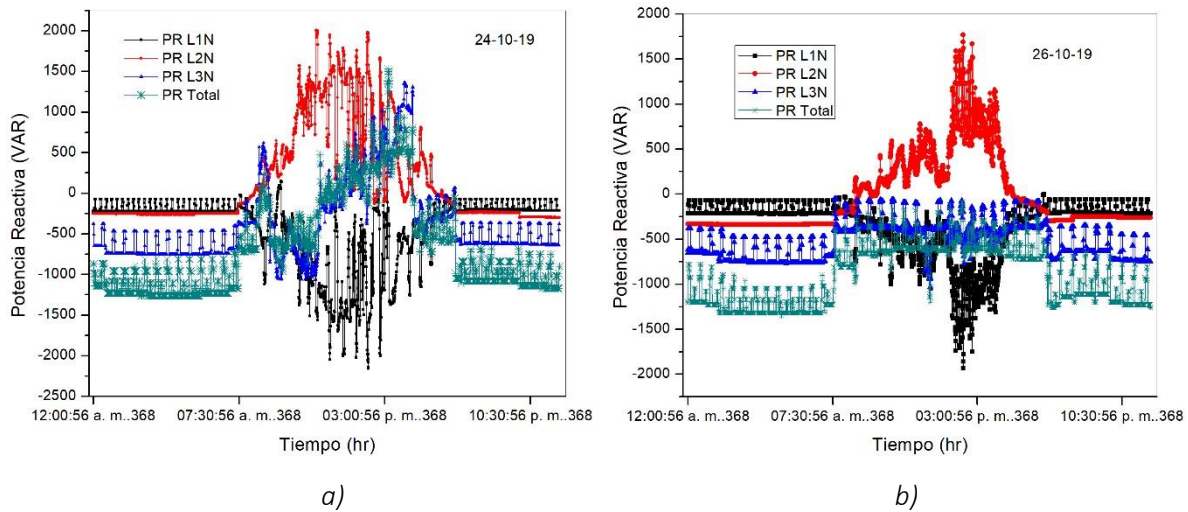


Figura 4. 51.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana

La Figura 4.52 podemos ver el comportamiento de los reactivos del caso A4, donde la línea con reactivos capacitivos es en la BN, ya que los VAR son negativos mientras que las líneas AN y CN están por arriba del 0 y por lo tanto son reactivos inductivos.



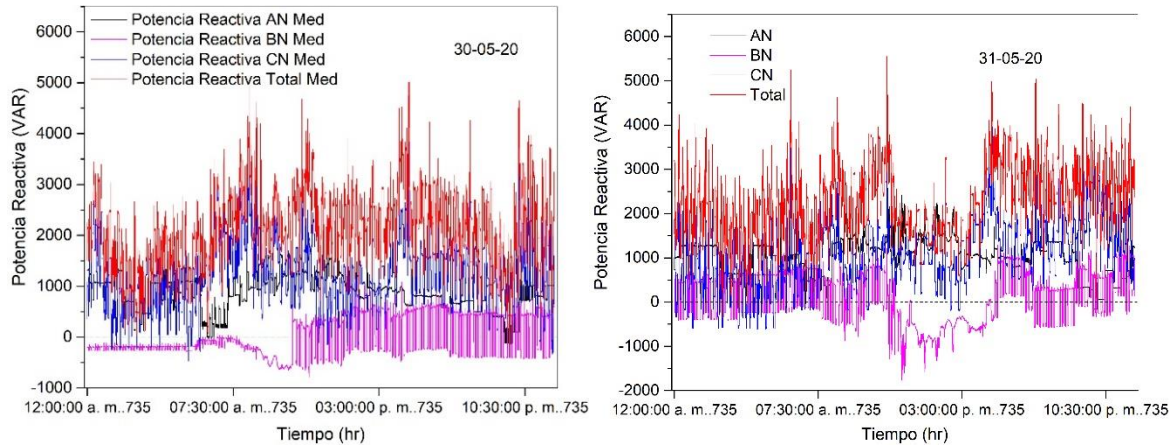


Figura 4. 52.- Comportamiento de la potencia reactiva del caso A4

#### 4.2.2.7. Potencia Aparente

El caso A1, correspondiente a la Figura 4.53, en la que se muestra el comportamiento similar a la potencia activa presentada anteriormente, teniendo consumo en la madrugada y noche que oscilan entre los 200 VA a 2,400 VA-2.600 VA y la campana que se forma durante el día, Figura 4.53 a) y Figura 4.54 a) y b). Salvo la situación en fin de semana que solo forma la campana mas no los consumos de madrugada.

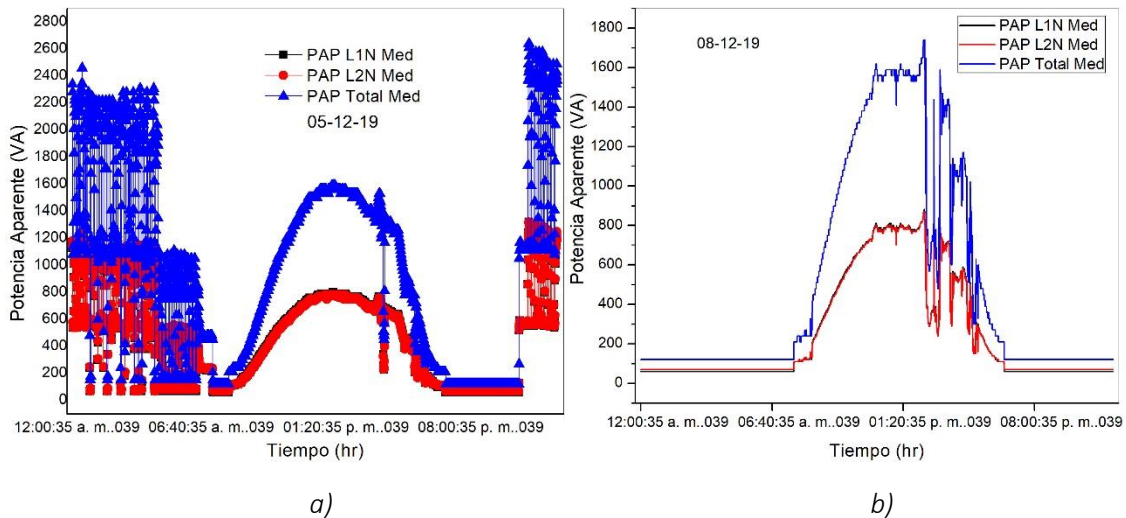


Figura 4. 53.- Potencia aparente del caso A1, a) entre semana y b) en fin de semana

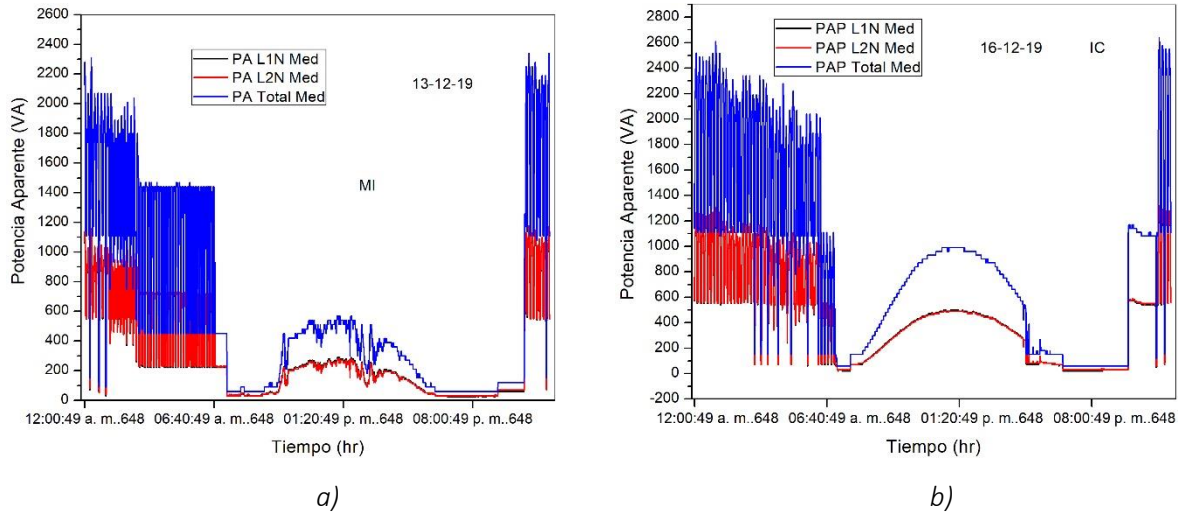


Figura 4. 54.- Potencia aparente del caso A1; a) microinversor y b) inversor central

Los valores que se pueden apreciar por la madrugada y noche se debe al encendido y apagado de los aires acondicionados y durante el día con poco consumo de la red debido que toda la familia no se encuentra en las instalaciones sino por las tardes-noches, igual para el fin de semana que no estuvieron en el domicilio es por ellos del consumo es mínimo de los electrodomésticos, como refrigerador, stan-by de microondas, TV, entre otras cargas. El caso A3 se muestra en la Figura 4.55, se tiene un consumo de la red de 2.5 kW durante las madrugadas y noches mientras que durante el día se llegan a entregar a la red hasta 21 kW. El caso A4 se muestra en la Figura 4.56, es de la misma forma, salvo que la demanda total es de 5 kW aproximadamente mientras que la entregada a la red es de 20 a 30 kW.

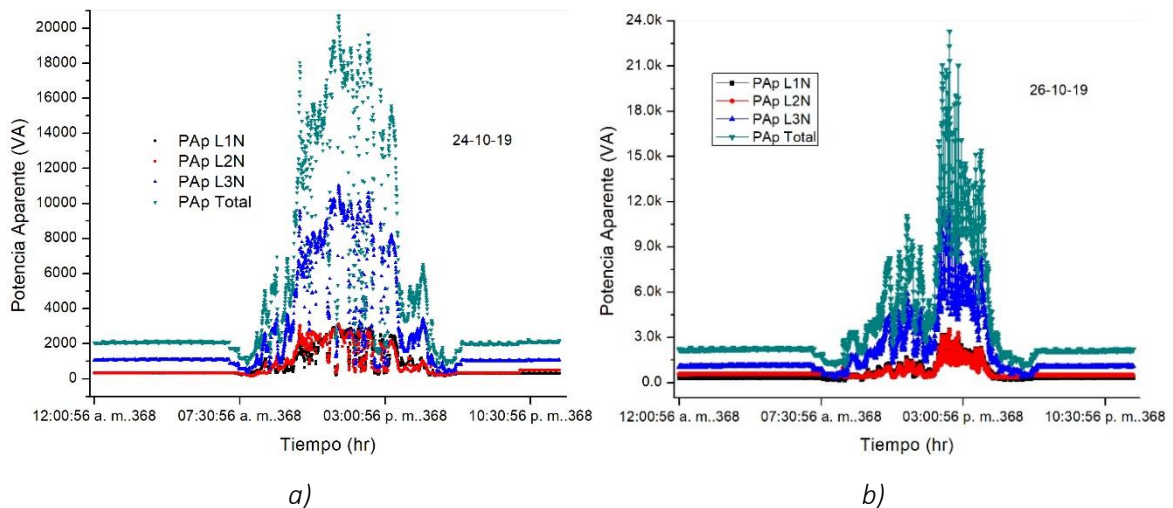


Figura 4. 55.- Comportamiento de la potencia aparente del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana

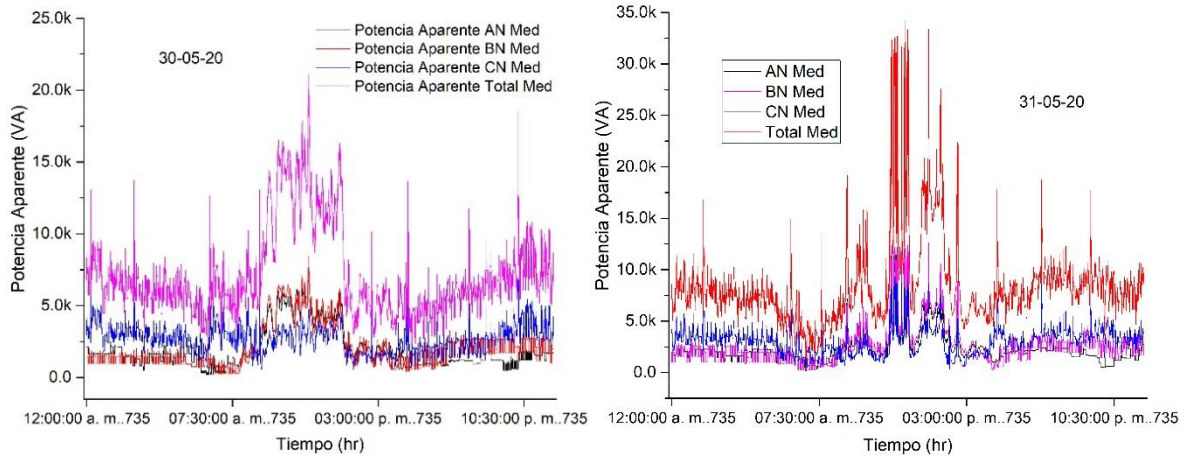


Figura 4. 56.- Comportamiento de la potencia aparente del caso A4

#### 4.2.2.8. Factor de potencia

En el caso A1, se tiene valores muy favorables durante el periodo de generación, pero conforme va disminuyendo la generación también el factor de potencia va disminuyendo hasta alcanzar valor de 0 y después de un instante se dispara hasta llegar y mantenerse por toda la noche en 1, como se muestra en la Figura 4.57 a). Se tiene dos momentos en que el factor de potencia cae entre las 6-7 am y a las 6 pm nuevamente se reduce y pasa a incrementarse del lado positivo hasta alcanzar 0.97. Durante la generación el factor de potencia se mantiene cerca del 0.99 pero de manera negativa.

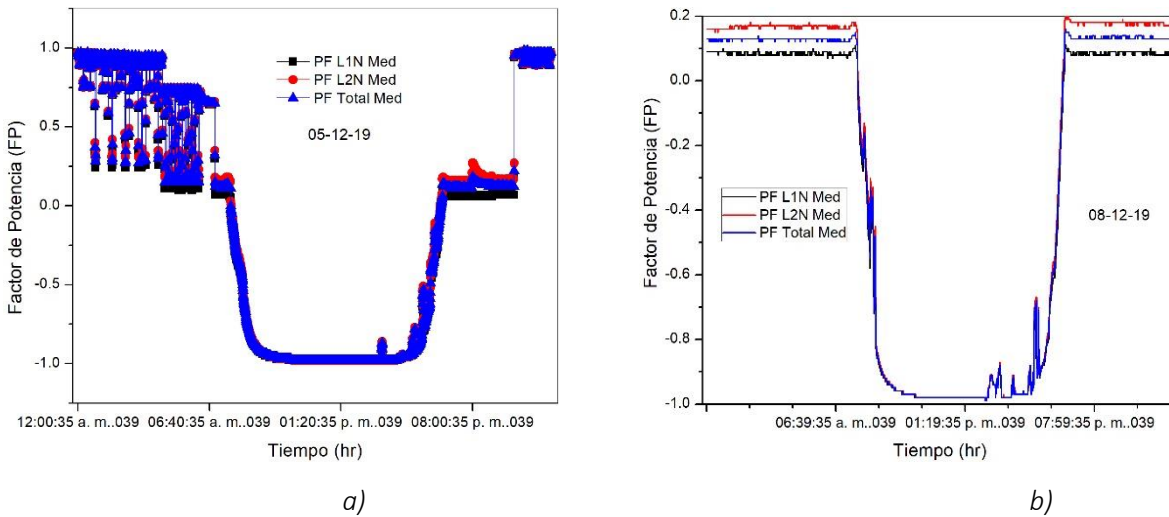


Figura 4. 57.- Comportamiento del factor de potencia del caso A1; a) entre semana y b) fin de semana

En la Figura 4.58 se muestra el factor de potencia del caso A1, en el a) con microinversor y b) con inversor central. Se observa que con el microinversor el FP se convierte de manera negativa de forma escalonada y comparación del inversor central éste lo realiza con mayor



rapidez y más fluido los cambios. Sin embargo, los dos casos el FP llegan a estar durante la generación FV cercano a -1.

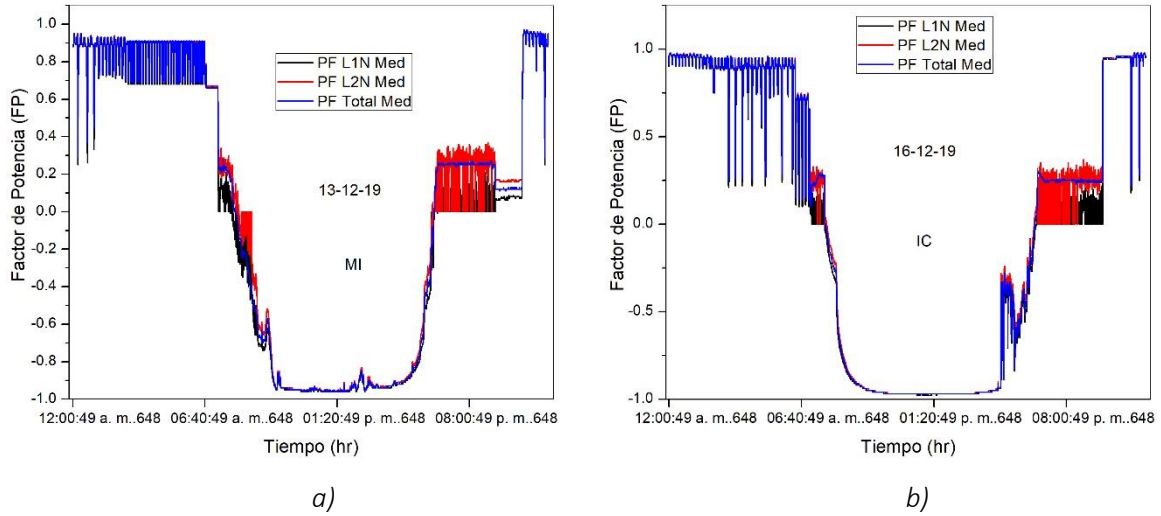


Figura 4. 58.- Comportamiento del factor de potencia del caso A1; a) microinversor y b) inversor central

Para el caso A3 se muestra en la Figura 4.59, el factor de potencia se ve afectado tanto por las cargas como al momento de la interactuar con la red y esa oscilación de su valor corresponde a las fluctuaciones de generación FV, eso se debe a que el sistema fv desfasa la corriente del voltaje ya sea atrasada o adelantada. Entre semana en la Figura 4.59 a), el factor de potencia fluctúa demasiado, se debe a la generación del SFV y ésta a la radiación solar, mientras que en fin de semana Figura 4.59 b) se mantiene por arriba de -0.75 a -0.99 durante el día. La fase con menos problema es la L3N, pero en ambas situaciones las fluctuaciones por la madrugada y noche es bastante notorios que oscilan entre 0.43 a 0.89.

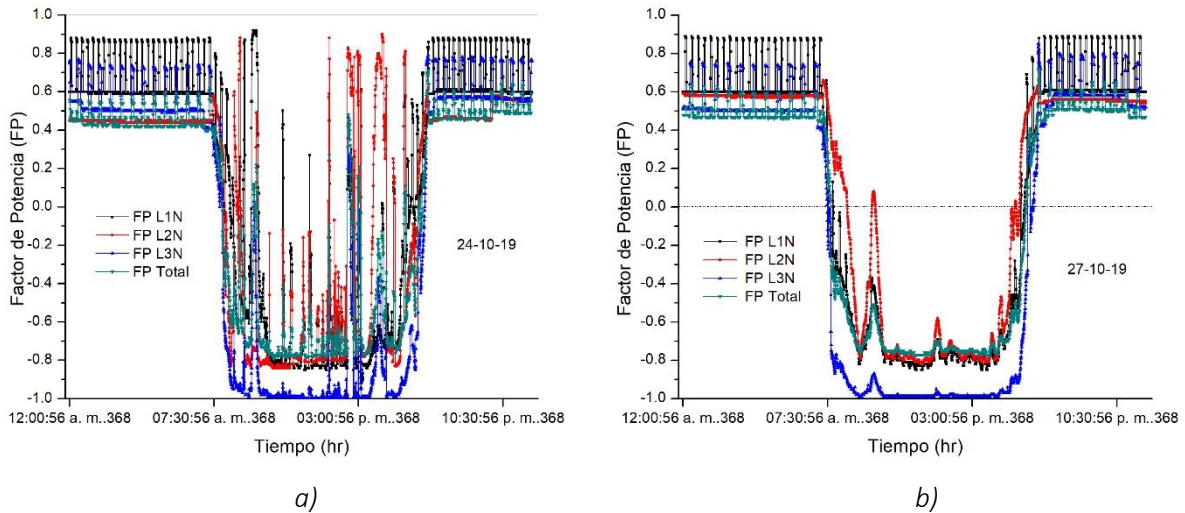


Figura 4. 59.- Comportamiento del factor de potencia del caso A3, a) entre semana y b) en fin de semana

En la Figura 4.60 se observan las magnitudes obtenidos del factor de potencia del caso A4, donde al momento de interconectar el SFV el factor de potencia se reduce y cambia de signo de positivo a negativo. Durante las madrugadas y noche el factor oscila entre los 0.7 a 0.95, mientras que durante el día es de 0 a -0.95. Al momento de la interconexión baja de 0.7 a 0 y de manera negativa.

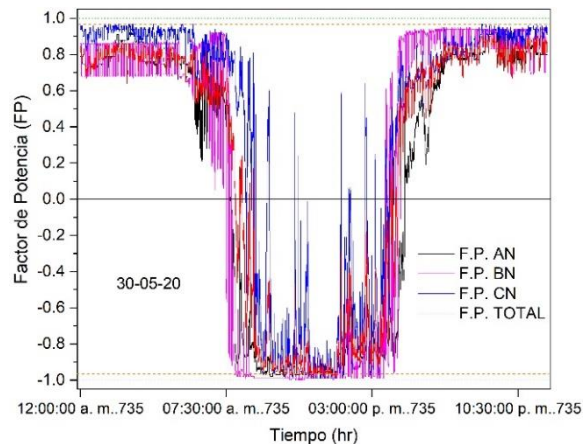


Figura 4. 60.- Factor de potencia del caso A4

La relación que existe entre el FP y la generación FV se observa en la Figura 4.61, en los diferentes niveles de penetración. En todos los niveles de penetración FV se ve afectado el FP. Sin embargo, entre menor es la penetración FV mayor será el impacto del FP en el PAC.

Como sucede en el caso A1, Figura 4.61 a), cuando el consumo del inmueble es de 1 – 2.7 kW el FP se encuentra dentro de los límites establecidos de 0.9 a 1, mientras que el SFV se conecta a la red ésta disminuye de 0.8 a 0.6 cuando el consumo de energía es de 0.250 kW ya que en ese momento el SFV ya está generando, pero se está consumiendo al mismo tiempo. Cuando el consumo es neto es decir 0 kW en el PAC el FP es 0, es decir que la energía requerida en el inmueble está siendo suministrada por el SFV, pero conforme la energía generada FV se entrega a la red, es decir que la generación FV es mayor a lo que se requiere en el inmueble éste se entrega a la red de distribución. Por lo tanto, la P es negativa por consecuencia también el FP. Sin embargo, cuando la potencia en el PAC es más del 19% entregado a la red el FP llega a -0.9 hasta llegar a -0.99.

El FP en el caso A3 y A4 se muestran en la Figura 4.61 b) y c) sufre mucha variación. La potencia total entregada a la red de distribución del caso A3 este por arriba de -2 kW este se mantiene entre los -0.7 a -0.8, las líneas L1N y L2N varían mucho por debajo de -0.7. Mientras que la línea 3 es la más estable y está por arriba de -0.9 cuando se genera -2 kW y conforme va incrementando la generación FV, el FP llega a los -0.95 a -1. En el caso A4, observamos que entre mayor es la generación FV mejor será el FP. A partir de 5 kW el FP está por arriba de -0.9.

Es importante esclarecer porque el FP es negativa cuando la generación FV entrega potencia a la red de distribución, esto se debe al flujo de energía que va del generador al distribuidor. De acuerdo a la norma IEEE 1459-2010 del FP es correcta que es universalmente definida

como la relación de los W y los VA. Donde los VA es el producto de rms de volts y ampers, el término cuadrado en rms asegura que los valores siempre son positivos. El término de  $\cos \theta$  puede tomar valores entre -1 y +1. Por lo tanto, cuando la potencia es negativa el FP es por definición negativa. Cuando la potencia es positiva el FP es por definición positiva. El uso de + o - indica que el FP esta adelantado o atrasado [37].

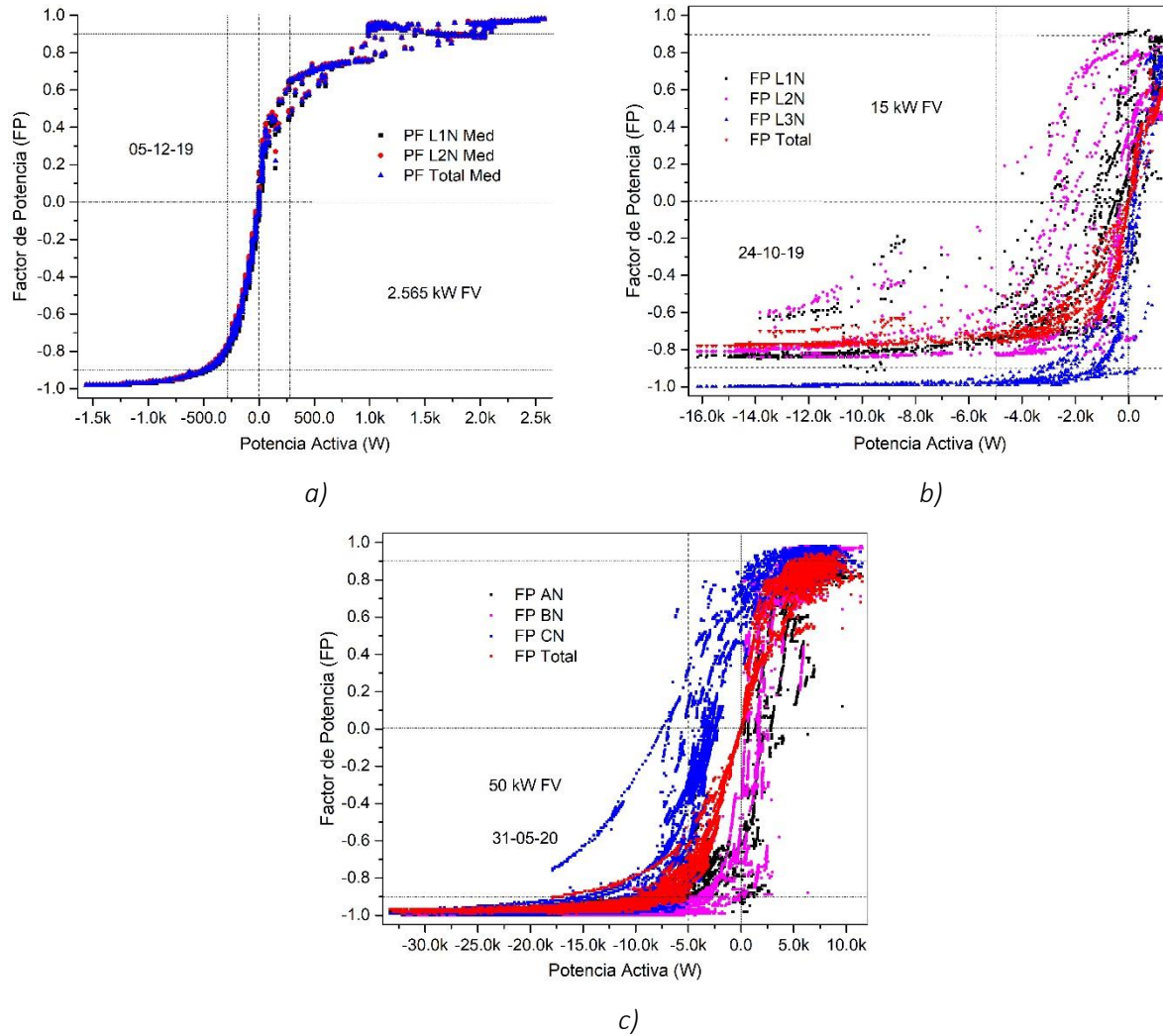


Figura 4. 61.- Comportamiento del factor de potencia & generación FV a diferentes niveles de penetración

En la Tabla 4.18 se presentan la media y SD del factor de potencia de los casos estudiados. En la que observamos que entre menos cargas trabajen durante la generación FV mejor será el FP, ya que en e caso A1 se entregaba la mayor parte de lo generado y el FP tiene su media en -0.8213, mientras que el caso A3 además del consumo del edificio otra parte se entregaba a la red por lo que su media del FP es de -0.4367 y de -0.3351 del caso A4.

Tabla 4. 18.- Factor de potencia en diferentes niveles de penetración FV

CASO	FACTOR DE POTENCIA							
	L1N		L2N		L3N		TOTAL	
	Med	SD	Med	SD	Med	SD	Med	SD
<b>A1</b>	-0.829	0.295	-0.8139	0.3223	N/A	N/A	-0.8213	0.3093
<b>A3</b>	-0.3101	0.5479	-0.2981	0.5785	-0.6950	0.4868	-0.4367	0.4161
<b>A4</b>	-0.5058	0.6088	-0.4141	0.809	-0.1441	0.7186	-0.3351	0.6699

Todos estos datos obtenidos de la potencia activa (W), potencia reactiva (VAR), potencia aparente (VA) y el factor de potencia (FP), son comprobados con otros trabajos realizados que nos permite reafirmar los datos que son correctos y verídicos [2][13][14][17][19][36].

#### 4.3.- Análisis de los parametros eléctricos en el PAC de los usuarios con SFV-I, respecto a la especificación CFE-G0100-04

A continuacion se analiza el cumplimiento de la especificacion de la CFE G0100-04, considerando al sistema fotovoltaico interconectado a la red, ya que es el estado en la que estara trabajando.

##### 4.3.1.- Voltaje

Haciendo énfasis que la ESP-CFE-G0100-04 se basa en las normas IEC 61173-1992, IEC 61836-1997 y IEEE 1547. En donde los límites que establece la especificación debe de ser  $\pm 10\%$  del voltaje nominal de 127 V, donde el mínimo de 114.3 VCA y máximo 139.7 VCA. En la Tabla 4.19 se muestra los valores de voltaje de los casos analizados, en la que observamos todos los valores se encuentran dentro de la norma.

Tabla 4. 19.- Límites permisibles y encontrados de voltaje CFE BT

Estándar	Límite	Caso	Estado encontrado			Condición
			Min	Med	Max	
CFE-G0100-04	127 V: $\pm 10\%$	A1-L1N	125.35	127.457	130.36	CUMPLE
		A1-L2N	124.54	126.673	130.21	CUMPLE
		A2	117 V	125 V	132 V	CUMPLE
		A3-L1N	122.42	125.55	128.42	CUMPLE
		A3-L2N	124.86	127.44	130.5	CUMPLE
		A3-L3N	118.93	123.1153	126.23	CUMPLE
		A4-L1N	133.71	135.325	136.71	CUMPLE
		A4-L2N	135.51	137.26	138.65	CUMPLE
		A4-L3N	133.68	135.74	137.34	CUMPLE

### 4.3.2.- Desequilibrio de Voltaje

Para el desequilibrio se da en sistemas trifásicos como el caso A3 y A4. En la Tabla 4.20 presentan los valores encontrados en la que se observa que se cumple la condición del estándar de CFE cuando se conecta el SFV se encuentra interconectado a la red muy por debajo del 3%. Aunque en el caso A3 se presenta como máximo 3.32 % pero como pico mas no por mucho tiempo, ya que la norma exige 95 % del tiempo deben de estar en 3%, por lo tanto, se cumple.

Tabla 4. 20.- Desequilibrio de voltaje en el PAC de los casos respecto a la especificación

Estándar	Límite 1 kV	Estado encontrado					Condición
		CASO	SECUENCIA	Min	Med	Max	
CFE-G0100-04	3%	A3	V <sub>n</sub>	1.03 %	1.91 %	3.32 %	CUMPLE
			V <sub>z</sub>	0.1178 %	1.43 %	1.89 %	CUMPLE
		A4	V <sub>n</sub>	0.55 %	0.8456 %	1.17 %	CUMPLE
			V <sub>z</sub>	0.02 %	0.1356 %	0.78 %	CUMPLE

### 4.3.3.- Variación de voltaje a corto y largo plazo (Pst y Plt)

En la Tabla 4.21 y 4.22 se muestran los valores mínimos, medios y máximos de cada caso analizado y observamos que en todas las fases se encuentran muy por debajo del límite establecido, por lo que se cumplen dentro de lo que marca la norma EN61000-4-15 y la CFE [7].

Tabla 4. 21.- Variación de voltaje a corto plazo encontrados de los casos respecto a la norma

Estándar	Límite 1 kV	Estado encontrado Pst					Condición
		CASO	FASE	Min	Med	Max	
EN61000-4-15	≤ 1	A1	L1N	0.071	0.1614	0.289	CUMPLE
			L2N	0.106	0.2044	0.392	CUMPLE
		A3	L1N	0.092	0.4173	1.046	CUMPLE
			L2N	0.087	0.2624	0.511	CUMPLE
			L3N	0.09	0.2740	0.432	CUMPLE
		A4	L1N	0.041	0.0885	0.246	CUMPLE
			L2N	0.057	0.1603	0.483	CUMPLE
			L3N	0.058	0.1458	0.549	CUMPLE

Tabla 4. 22.- Variación de voltaje a largo plazo encontrados de los casos respecto a la norma

Estándar	Límite 1 kV	Estado encontrado Plt					Condición
		CASO	FASE	Min	Med	Max	
EN61000-4-15	≤ 0.65	A1	L1N	0.17	0.1869	0.219	CUMPLE
			L2N	0.196	0.223	0.246	CUMPLE
		A3	L1N	0.151	0.4327	0.8	CUMPLE
			L2N	0.138	0.2692	0.366	CUMPLE
			L3N	0.2	0.2854	0.351	CUMPLE
		A4	L1N	0.07	0.0989	0.125	CUMPLE
			L2N	0.077	0.1580	0.06228	CUMPLE
			L3N	0.12	0.1531	0.196	CUMPLE

## 4.3.4.- Frecuencia

Estos parámetros se mantienen dentro de los límites de acuerdo a la especificación de CFE, tal como se muestra en la Tabla 4.23.

Tabla 4. 23.- Especificaciones de la frecuencia BT

Estándar	Límite	Estado encontrado				Condición
		Caso	Min	Med	Max	
CFE-G0100-04	59.2-60.8 Hz	A1	59.938	59.999	60.07	CUMPLE
		A2	59.892	59.999	60.098	CUMPLE
		A3	59.894	59.999	60.082	CUMPLE
		A4	59.931	60.0017	60.07	CUMPLE

## 4.3.5.- Distorsión Armónica Total en Voltaje

Revisando la especificación de la CFE observamos que los casos estudiados están dentro de los límites establecidos para BT, como se muestra en la Tabla 4.24. Es evidente que la conexión del SFV-I no incrementa la THDV de una magnitud muy elevada, tal como lo demuestran otros trabajos como; 2-4% [2], 3-4% [14], 1-2% [19], 1.5-4.5% [20], 2-2.5% [22], 1.5-2.5% [33], donde los valores de la distorsión en voltaje no sobrepasan el 5%. De acuerdo a los estándares descritos en la metodología, el límite para la THDV podría aplicarse en el 95th percentil de 10 min durante una semana. Esto no evidencia que la conexión de inversores incremente la THDV, la distorsión de voltaje es en general muy alto durante las noches, es decir, sin la generación FV y los valores de los percentiles de 95th son generalmente excedido durante periodo sin la generación FV [20][2][14].

Tabla 4. 24.- Límites permisibles y encontrados de la distorsión armónica total en voltaje BT

Estándar	Límite 1 kV	CASO	FASE	THDV (%)			Condición
				Min	Med	Max	
CFE-G0100-04	8 %	A1	L1N	0.85	0.984	1.18	CUMPLE
			L2N	0.88	1.008	1.19	CUMPLE
		A3	L1N	0.73	0.9861	1.23	CUMPLE
			L2N	0.81	1.029	1.25	CUMPLE
			L3N	0.93	1.165	1.62	CUMPLE
		A4	L1N	3.06	3.453	5.2	CUMPLE
			L2N	3.29	3.691	5.41	CUMPLE
			L3N	3.17	3.619	5.76	CUMPLE

## 4.3.6.- Distorsión Armónica Total en Corriente

En la Tabla 4.25 se muestra los límites que deben de cumplir las instalaciones eléctricas de acuerdo a su impedancia relativa. Todos los casos no cumplen con la norma tal como se muestra en la Tabla 4.25, ya que porcentajes de las distorsiones de corrientes sobrepasan los límites establecidos.

Tabla 4. 25.- Límites permisibles de la distorsión armónica total en corriente BT

Estándar	Límite				Condición
CFE-G0100-04		10%	85%	327%	NO CUMPLE
<b>CONDICIÓN</b>		<b>VALOR</b>	<b>CONDICIÓN</b>	<b>VALOR</b>	
$I_{sc}/I_L < 20$		5%	$20 \leq I_{sc}/I_L < 50$	8%	
$50 \leq I_{sc}/I_L < 100$		12%	$100 \leq I_{sc}/I_L < 1000$	15%	
$I_{sc}/I_L \geq 100$		20%			

Tabla 4. 26.- Distorsión armónica en corriente de los casos estudiados

CASO	THD <sub>i</sub>				CONDICIÓN
	MAGNITUD			ESTANDAR	CFE-G0100-04
	Min.	Med.	Max.		
A1	L1N	2.82	13.017	36.84	NO CUMPLE
	L2N	3.06	13.3504	38.48	
A2	L1N	24	60	335	NO CUMPLE
	L2N	12	40	336	
A3	L1N	4.82	29.4526	94.86	NO CUMPLE
	L2N	11.44	72.278	327.67	
	L3N	4.47	29.946	327.67	
A4	L1N	3.22	12.462	65.12	NO CUMPLE
	L2N	3.34	24.944	263.06	
	L3N	5	17.945	327.67	

## 4.3.7.- Factor de Potencia

El inversor de corriente debe operar con un factor de potencia (PF) superior a 0.9 inductivo o capacitivo, para potencias de salida superior al 10% de su potencia nominal de acuerdo a la especificación CFE-L0000-45, 2005 [7]. El factor potencia, es uno de los parámetros eléctricos que resulta ser más perturbados al implementar un SFV conectado a la red. En todos los niveles de penetración FV no se cumple un FP dentro de los límites del 0.9 con el 10 % de potencia de salida del inversor, como lo podemos ver en la Tabla 4.27, pero si cumple cuando el SFV entrega a la red más del 20 %.

Tabla 4. 27.- Factor de potencia de los casos estudiados

CASO	FACTOR DE POTENCIA				CONDICIÓN
	MAGNITUD			ESTANDAR	CFE-G0100-04 = 0.90 = inductivo o capacitivo, para potencias de salida superiores al 10% de su potencia nominal.
	Min.	Med.	Max.		
A1	L1N	-0.98	-0.0822	0.98	NO CUMPLE al 10 % CUMPLE MAX. GENERACIÓN FV
	L2N	-0.98	-0.7469	0.98	
	Total	-0.98	-0.7567	0.98	
A2	L1N	-0.88	0.45	0.82	NO CUMPLE
	L2N	-0.85	0.40	0.84	

A3	L1N	-0.92	-0.3101	0.92	NO CUMPLE
	L2N	-0.84	-0.2981	0.9	
	L3N	-1	-0.6950	0.79	
	Total	-0.79	-0.4367	0.71	
A4	L1N	-0.98	-0.5058	0.82	NO CUMPLE al 10 % CUMPLE MAX. GENERACIÓN FV
	L2N	-1	-0.414	0.95	
	L3N	-0.99	-0.144	0.95	
	Total	-0.99	-0.3351	0.88	

Los detalles que pueden suscitar en el voltaje, dependen en parte de la red de suministro y en algunos casos mínimo de las cargas ya que no está directamente relacionado con el consumo de corriente.

Se concluye que la corriente depende directamente del sistema FV además de las cargas. Debido a que las líneas del caso A1 durante el día se debe a la corriente inyectada por los inversores a la red ya que durante el día las personas no se encontraban ocupando el espacio entre semana, y cambia su magnitud dependiendo si es un inversor central o microinversores que es la corriente de salida de cada uno.

La variación de voltaje a corto y largo plazo se encuentran dentro de los límites y en el caso A3 se tiene por periodos pequeños un sobre límite, pero los demás casos muy por debajo.

Los resultados de mediciones presentados anteriormente indican que el perfil armónico de voltaje ( $THD_V$ ) en el PAC donde los SFV inyectan energía a la red no se ve afectada por las variaciones solares, por lo tanto, no se puede encontrar la correlación entre los armónicos de voltaje y la generación FV. Los niveles de distorsión de voltaje durante el periodo de generación FV estas son pequeños comparadas con el de la noche que soy muy altos.

Como pudimos apreciar la  $THD_I$  si depende en gran medida de la condición de generación fv además de las cargas con la que cuenta la instalación (no se discuten en este trabajo), ya que, durante el amanecer y el atardecer, hay una inyección significativa de corriente armónica en modo de compensación al momento de inicio y desconexión del inversor. Cuando el nivel de potencia activa es bajo (para la potencia generada por debajo aproximadamente del 20%) la  $THD_I$  es muy alto. La generación FV se ve afectada por cambios repentinos (como el paso de nubes) durante el día y el  $THD_I$  en esos déficits es alto y la emisión de estas depende fuertemente de la potencia activa de salida del SFV y está a la vez es directamente dependiente a la irradiación solar disponible.

En todos los niveles de penetración FV se observan que la potencia activa, reactiva y factor de potencia tuvieron valores negativos. La idea del PF negativa se atribuye a la potencia activa suministrada por la carga de regreso a la fuente, algunos ejemplos como la acción del generador del motor, condensadores de compensación y algo que se demuestra en este trabajo es en los paneles solares. Los conceptos de FP negativo y potencia negativa son ideas relativamente nuevas en ingeniería eléctrica y pueden variar de -1 a +1. El FP puede ser



*adelantado o retrasado dependiendo de la dirección de los flujos de potencia activa y reactiva [36].*

*En los sistemas de energía convencional, la transferencia de energía se realiza en una sola dirección (unidireccional), típicamente desde una fuente (red eléctrica) a una carga (como una casa), pero en ciertos lugares la energía se transfiere en direcciones opuestas en diferentes momentos (bidireccional), como es el caso con usuarios que integran un SFV pueden recibir o suministrar energía a la red siempre y cuando exista un déficit en cualquier lado. En estas situaciones, es común medir la potencia activa negativo, es decir, la potencia fluye desde la carga a la fuente. Por lo tanto, una potencia negativa implica un factor de potencia negativa. Dado que el FP es definido universalmente como la relación entre la potencia activa ( $P$ ) y la potencia aparente ( $S$ ), y  $S$  siempre es positivo, se concluye que cuando la potencia activa es negativa ( $-P$ ), entonces el FP también es negativa ( $-FP$ ) [37].*

*Los SFV-I a la red de distribución pueden causar la reducción del flujo de energía, el aplazamiento de la actualización de la red, el perfil de voltaje, la minimización de pérdidas, etc. redes que incluyen estabilidad de bajo voltaje, altas pérdidas, aumento de voltaje, fluctuaciones de potencia, etc. de acuerdo a [51].*

# CONCLUSIONES GENERALES

Se realizó el análisis del comportamiento eléctrico de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de distribución. Realizados en 3 niveles de penetración clasificando en pequeña (A1), mediana (A2)-(A3) y en gran escala (A4) en redes de baja tensión., específicamente en centrales de las siguientes capacidades instaladas; para el de pequeña escala designada como A1 que consiste en un SFV-I de 2.565 kWp, el de media escala nombradas como A2 y A3 que consisten en SFV-I's de 7 kW y 15 kW respectivamente y finalmente el de gran escala nombrada como A4 con una capacidad instalada de 50 kW. Se analizó considerando los siguientes parámetros eléctricos: voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, distorsiones armónicas en voltaje y corriente, variaciones de voltaje a corto y largo plazo, desequilibrio en sistemas trifásicos. Medidos mediante un analizador de calidad de redes eléctricas Fluke 435 serie II en el punto de acoplamiento común de la instalación eléctrica del usuario.

Para ello se analizaron los SFV-I en base a lo siguiente:

a) Un análisis sin la instalación del SFV para conocer el estado en el que se encuentra las instalaciones eléctricas convencional y otra con el SFV a la red para verificar el grado de efecto que pudiesen presentar los SFV, por lo que se concluye lo siguiente:

- ✚ El SFV-I a la red de distribución permite de reducción de pérdidas a causa del incremento del voltaje, teniendo una estabilización del voltaje y se debe a que el flujo de energía va del generador FV a la red. El flujo de energía inversa proviene de esos sistemas que puede causar un aumento en el voltaje del alimentador y eventualmente pasar el umbral superior permitido.
- ✚ Existe una reducción de la variación del voltaje de corto y largo plazo con la conexión del SFV, conocido como flicker.
- ✚ La frecuencia se mantiene dentro de límites señalados en las especificaciones de la CFE, mejorando con el SFV estableciéndose más tiempo a 60.0 Hz.
- ✚ La  $THD_v$  aumenta al conectar el SFV, sin embargo, se mantiene dentro de los límites establecidos en la norma.
- ✚ La  $THD_i$  se incrementa con el SFV, picos durante la conexión y desconexión, se presentan valores muy por arriba de los límites establecidos por las normas internacionales y estas de la especificación de CFE.
- ✚ La potencia activa se puede ver que después de conectar el sistema cambia de signo negativo ya que le flujo de energía va del sistema FV a la red, existe una disminución de la potencia al conectar el SFV. Al implementar un SFV existe una disminución de

la potencia aparente. Y el factor de potencia igual que la potencia activa cambia de signo a negativo.

b) Se analizó el comportamiento eléctrico en diferentes niveles de penetración, es por ellos que cada caso corresponde a un nivel distinto. Se presentan de acuerdo al nivel de penetración FV de menor a mayor capacidad FV instalada. Del caso A1 se refiere a un SFV-I con una capacidad de 2.565 kWp en un sector domiciliario, caso A2 un SFV-I de 7 kWp instalados correspondientes al sector comercial como el caso A3 con una capacidad instalada de 15 kWp y el caso A4 que corresponde a un SFV con una capacidad de 50 kWp. Por lo que se concluye lo siguiente;

- ❖ La variación del voltaje va en función de la generación FV, lo cual podemos apreciar que en cuanto mayor sea la generación FV menor será las oscilaciones del voltaje, estabilizando más a valores permitidos y, por lo tanto, un menor desequilibrio.
- ❖ La corriente va en función de las cargas y además de la corriente de salida de cada inversor, entre mayor sea la generación FV mayor será la corriente.
- ❖ Las magnitudes de la  $THD_v$  es dependiente de las condiciones que entrega el suministrador eléctrico [14].
- ❖ La  $THD_i$  se ve afectada por ciertas cargas existente en el edificio como equipos de cómputo, aires acondicionados e iluminación, sin embargo, los picos notorios que se pueden apreciar suceden en el momento de conectar y desconectar el SFV, por lo cual podemos decir que depende directamente de la condición de generación FV. Entre mayor sea la generación FV menor será el porcentaje de distorsión [14]. La magnitud de estos valores es mayor en cuanto es mayor la capacidad instalada del sistema.
- ❖ El comportamiento del SFV afecta evidentemente al FP, éste ha sido unos de los que mayor ruido mete a la red. En cuanto el SFV se interconecta a la red éste se comporta como una carga capacitiva, conforme se va incrementando la potencia inyectada a la red el FP se incrementa.
- ❖ Los SFV's contribuyen a la reducción de la potencia activa por lo tanto también la aparente. El negativo de la potencia activa se refiere al flujo de energía que va de la generación a la red. Cuando se hablan de potencias, siempre debemos indicar la dirección y el tipo, ya que con esto nos permite determinar su comportamiento del sistema. El signo negativo de la potencia activa (W) hace referencia al flujo de potencia ( $P < 0$ ), como se pudo observar en las gráficas presentadas anteriormente que durante la generación del SFV-I están invertidas, comportándose de forma capacitiva, es decir, que el flujo de potencia va de la fuente (SFV-I) al suministrador (CFE), mientras que en las madrugadas y noches con signo positivo comportándose la instalación de forma inductiva, debido a que el flujo de energía va del suministrador (CFE) a la carga. Para el parámetro de la potencia reactiva (VAR) se tiene valores negativos, debido a que los sistemas se comportan como una reactancia capacitiva

( $X_c$ ), es decir, que el flujo reactivo va de la carga al suministrador o en su caso debido a que la reactiva se necesita para generar los campos eléctricos para tener voltaje (comprende de un rango angular de  $0^\circ$  a  $-180^\circ$ , corriente antecede al voltaje) y en algunos momentos valores positivos debido a que la instalación se comporta como reactiva inductiva, es decir, para generar campos magnéticos (rango angular de  $0^\circ$  a  $+180^\circ$ , corriente precede al voltaje). El FP, se pueden observar en todos los casos y situaciones son negativas en el momento de generación FV y vuelven a estar positivo por las madrugadas y las noches. El FP retrasado hace referencia a que la corriente ésta retrasada respecto al voltaje, un desfase de  $-90^\circ$  ( $\phi < 0$ ) y en adelantado, cuando la corriente ésta adelantado del voltaje ( $\phi > 0$ ), es decir, un desfase positivo. El factor de potencia también es una forma de medir la opuesta de diferencia de fase entre voltaje y corriente,  $FP = \cos \phi$ .

- ❖ Se tiene una nueva concepción de la potencia activa, reactiva y el factor de potencia que puede obtener valores negativo y positivo dependiendo de la dirección del flujo de energía (unidireccional o bidireccional).
- ❖ Con la instalación de SFV-I's a red, nos permite tener varias ventajas, tanto económicas y medio ambientales. La más importante para un usuario, es la reducción de costos en la facturación eléctrica ante el suministrador (CFE), ya que el retorno de inversión va a corto y en algunos casos a mediano plazo (2 a 7 años) y hasta ahora comparado con años anteriores el costo se han reducido, lo cual ha permitido que más personas puedan implementarlo. Debido a que la energía generada por el SFV puede entregarse a la red de distribución, siempre y cuando la instalación sea menor el consumo eléctrico que la generada, el suministrador realiza una diferencia de la energía recibida y entregada a la red. Sin embargo, hay que concientizar con el ahorro y uso eficiente de la energía de manera que se reduzca o se mantenga el consumo eléctrico, estando siempre monitoreando para que se cumpla, ya que la eficiencia energética va más allá de implementar medidas de ahorro, sino de darle un seguimiento constante para no abusar de la energía, es decir tener una gestión energética. Por lo tanto, podamos obtener benéficos ambientales, disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).
- ❖ Con estos estudios nos permite tener un panorama de cómo es el comportamiento de las centrales fotovoltaicas en mayor masas y nivel de penetración en la red de distribución, previniendo problemas de calidad eléctrica hacia los demás usuarios y tomando medidas que nos permita reducir pérdidas en los transformadores. Ya que actualmente en la región ha tenido un crecimiento notable en la instalación de SFV-I a la red de CFE.

## Recomendaciones

- A. Al realizar un diseño fotovoltaico, hay que verificar si el usuario se encuentra en una tarifa en media o alta tensión del cual se debe cumplir con el código de red, por lo tanto, diseñar en base a la capacidad del SFV, un banco de capacitores para compensar el bajo factor de potencia y filtros de armónicas para reducir los armónicos. Y considerar que sea un banco de capacitor automático debido a la variabilidad del FP que sufre la instalación.
- B. La propuesta de filtros de armónicos y banco de capacitores considerar y estudiar su resonancia con la red, el diseño hay que partir de los datos medidos para conocer los armónicos y el factor de potencia.
- C. Considerar los puntos siguientes para el monitoreo: en el PAC y en la salida del inversor.

## Productividad

- ✓ Participación al curso de sistemas fotovoltaicos de media tensión.
- ✓ Participación a un Diplomado de “Calidad, ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica” realizado por el Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas del estado Chiapas (CIME).
- ✓ Revisor y sinodal de tesis profesional de licenciatura titulado “MEDICIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PROPUESTA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL IIIER” del Ing. José Andrés Aquino Napabé, diciembre 2018.
- ✓ Asistencia al congreso internacional de materiales 2019 (IMRC 2019), en la modalidad de poster. En la ciudad de Cancún, Quintana Roo.
- ✓ Participación al congreso internacional de Energías Renovables 2019, en Huatulco, Oaxaca, en modalidad de poster.
- ✓ Revisor y sinodal de tesis profesional de licenciatura denominado “Diseño y construcción de un seguidor solar modular” del Ing. José Ángel Molina Pineda, diciembre de 2019.
- ✓ Revisor y sinodal de tesis profesional de licenciatura, con el título “Diseño, construcción y caracterización de un prototipo de enfriamiento y limpieza automatizado para módulos fotovoltaicos”, del Ing. Gerardo López Mancilla, marzo 2020.
- ✓ Revisor de tesis profesional de licenciatura, con el título “Diseño e instalación de sistema fotovoltaico para usuario doméstico de alto consumo”, del pasante Oscar Alexis Herrera Rosales, julio de 2020.

- ✓ Co-director, revisor de tesis profesional de licenciatura, con el título “Análisis y propuesta de diseño de sistemas interconectados a red para tarifa HM”, del pasante Alejandro Chacón González, agosto de 2020.
- ✓ Co-director, revisor de tesis profesional de licenciatura, con el título “Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para consumo doméstico en tarifa DAC”, de los pasantes Alix Gerónimo Ventura y Leonardo Miguel Rincón Ovando, agosto de 2020.

## Trabajos a futuro

- Medir en dos puntos estratégicos, una en el PAC y el otro en la salida del inversor.
- Considerar las mediciones de resistencia de aislamiento de puesta a tierra y de líneas, termografía y eficiencia de inversores.
- Proponer un modelo matemático que nos permita determinar las influencias del SFV a la red.
- Realizar un esquema de monitoreo remoto instantáneo de la calidad eléctrica en SFV-I.
- Realizar una simulación de sistemas fv de pequeña escala para comparar con las mediciones. Y posterior de mayor capacidad (kW o MW) de a nivel industrial para ver cómo se comportaría.
- Realizar mediciones a cada carga (lineales y no lineales) que se encuentra en la instalación para compararlas con la instalación en general.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Jukka V. and L. Peter D, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks," vol. 32, pp. 216–234, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.01.005.
- [2] W. Negrão and R. Zilles, "Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities," *ESD*, vol. 13, no. 3, pp. 202–211, 2009, doi: 10.1016/j.esd.2009.08.001.
- [3] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. H. A. Bakar, "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53. Elsevier Ltd, pp. 594–605, 01-Jan-2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.08.042.
- [4] SENER, "Prospectiva de Energías Renovables 2018-2032.pdf." México, p. 73, 2018.
- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2018*. 2018.
- [6] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, and M. A. C. Gil, *Centrales de energías renovables*. Madrid, 2009.
- [7] Comisión Federal de Electricidad, *Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica, Especificación CFE-L0000-45*. 2005.
- [8] D. E. Segura Wilches and J. R. Merchán Rojas, "METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES DE BAJA TENSIÓN CON CARGA INSTALADA MAYOR A 1 MVA," Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2017.
- [9] B. R. Zamora Catagua and J. I. Calderón León, "“ Diseño e Implementación de un Módulo Didáctico para corregir el Factor de Potencia ,”" 2013.
- [10] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. Wayne Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, 2 Editions. .
- [11] C. SANKARAN, *Power quality @ 2002*, 1°. Florida, 2002.
- [12] A. Daza Urrego, C. I. Buriticá Arboleda, and Y. Garzón Rodríguez, "Estudio experimental de potencias, factor de potencia y energía eléctrica en cargas industriales tomando como referencia la norma IEEE Std 1459-2010," *Rev. Tecnura*, pp. 41–54, 2015, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.SE1.a03.
- [13] G. Chicco, "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations," vol. 83, pp. 1026–1039, 2009, doi:

- 10.1016/j.solener.2009.01.005.
- [14] K. Fekete, Z. Klaic, and L. Majdandzic, "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 140–148, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.026.
- [15] Y. C. Zapata Oyarzún, "Universidad Austral de Chile Universidad Austral de Chile," 2015.
- [16] J. Urbanetz, P. Braun, and R. Rüther, "Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil," *Energy Convers. Manag.*, vol. 64, pp. 8–14, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.05.008.
- [17] M. J. Ortega, J. C. Hernández, and O. G. García, "Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems : Harmonics , flicker , unbalance , and slow voltage variations.," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 23–35, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.11.003.
- [18] C. Freddy, E. Torres, J. O. Aguilar, R. Acosta, and C. Chetumal, "Análisis de la calidad de energía de los inversores en sistemas fotovoltaicos," no. February 2015, 2010.
- [19] S. Sebastijan, L. Niko, S. Bojan, and Miralem Hadziselimovic, "Power Quality Experimental Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems in Urban Distribution Networks," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. R. 89 NR 2, no. 2, pp. 208–213, 2013.
- [20] T. R. Ricciardi, W. Freitas, F. K. Taniguchi, G. R. T. Hax, R. Moya, and G. B. Archilli, "Measurement Based Power Quality Analysis of Real Distribution Networks with High PV Penetration," *2018 18th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ICHQP.2018.8378866.
- [21] D. Chathurangi *et al.*, "Potential Power Quality Impacts on LV Distribution Networks With High Penetration Levels of Solar PV," 2018.
- [22] A. Elkholy, F. H. Fahmy, A. A. Abou El-Ela, A. E.-S. A. Nafeh, and S. R. Spea, "Experimental evaluation of 8kW grid-connected photovoltaic system in Egypt," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 217–229, 2016, doi: 10.1016/j.jesit.2015.10.004.
- [23] S. Bouchakour *et al.*, "Investigation of the voltage quality at PCC of grid connected PV system," *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 66–70, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.11.013.
- [24] M. S. Milton Gussow, "Fundamentos de Electricidad -Schaunm." .
- [25] S. J. Chapman, *Máquinas eléctricas*, Quinta edi., vol. 1, no. 4. 2012.
- [26] "No Title."
- [27] FLUKE, "Manual de uso Analizador trifásico de energía y calidad de la energía Fluke 434-II/435-II/437-II," 2012.



- [28] B. Grzegorz, *Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics Systems*. Zielona Góra, Poland.
- [29] A. Baghini, *Handbook of Power Quality*. 2008.
- [30] J. Schlabbach and D. Blume, *Voltage Quality in Electrical Power Systems Voltage Quality in Electrical Power Systems*. .
- [31] A. Baghini, *Handbook of Power Quality*. Pondicherry, India, 2008.
- [32] Comisión Federal de Electricidad, “INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW,” 2008.
- [33] A. Elkholy, “Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 183, pp. 315–326, May 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.009.
- [34] J. C. Whitaker, *Power Systems Handbook Third Edition*. .
- [35] G. E. Contreras Cali and C. A. Valle Villamarin, “Diseño y simulación del control de un transformador de estado sólido de tres etapas con entrada monofásica y salida monofásica basado en un convertidor DC-DC de doble puente activo y un convertidor AC-DC multinivel de diodo anclado,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2013.
- [36] A. Kalair, N. Abas, A. R. Kalair, Z. Saleem, and N. Khan, “Review of harmonic analysis , modeling and mitigation techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. March 2016, pp. 1152–1187, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.121.
- [37] A. Mceachern, Fellow, and IEE, “On Negative Power and Negative Power Factor in Alternating Current Power Systems Some corrections to IEEE Standard 1459-2010,” 2013.
- [38] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced , or Unbalanced Conditions*. .
- [39] H. E. Rojas Cubides, E. Rivas Trujillo, and A. A. Jaramillo Matta, “Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos,” *Ingeniería*, vol. 19, no. 2, pp. 6–11, 2014, doi: 10.14483/udistrital.jour.reving.2014.2.a07.
- [40] H. E. Rojas Cubides, E. Rivas Trujillo, and A. A. Jaramillo Matta, “Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos,” *Ingeniería*, pp. 6–11, 2014.
- [41] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Std 519-2014 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, vol. 2014. 2014, pp. 5–9.
- [42] C. F. de E. (CFE), “Esquema tarifario vigente,” <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Negocio.aspx>,

2018. .

- [43] CENELEC, *EN 50160\_Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*. 2005, pp. 1–20.
- [44] A. Eberhard, *Power Quality*. India, 2011.
- [45] L. Saucedo and R. Flores, “Instrumentos de Medición Eléctrica.”
- [46] Fluke Corporation, “Analizador trifásico de energía y calidad de la energía eléctrica. Fluke 434-II/435-II/437-II. Manual de uso.” 2012.
- [47] IEEE, “IEEE 1159-1995 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,” 1995, p. 76.
- [48] Comisión reguladora de energía, *Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional*. Estados Unidos Mexicanos, 2016.
- [49] J. O. Petinrin and M. Shaabanb, “Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 770–783, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.073.
- [50] J. Wong, Y. S. Lim, J. H. Tang, and E. Morris, “Grid-connected photovoltaic system in Malaysia : A review on voltage issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 535–545, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.087.
- [51] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. H. A. Bakar, “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 594–605, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.08.042.