



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA
PLANTA DE 5 MW DE POTENCIA**

Jesús Fernando Alvarez Perén

Asesorado por el Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Guatemala, noviembre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA
PLANTA DE 5 MW DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JESÚS FERNANDO ALVAREZ PERÉN

ASESORADO POR EL ING. GABRIEL ARMANDO VELÁSQUEZ VELÁSQUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de Leon Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
EXAMINADOR	Ing. Carlos Enrique Chicol Cabrera
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA PLANTA DE 5 MW DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de noviembre de 2016.



Jesús Fernando Alvarez Perén

Guatemala, 15 de mayo de 2018

Ingeniero:

Saúl Cabezas Durán

Coordinador del Área de Potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería


Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Cabezas:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado "**CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA PLANTA DE 5 MW DE POTENCIA**", desarrollado por el estudiante Jesús Fernando Alvarez Perén, carnet número 2011-14286; por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



Gabriel Armando Velásquez Velásquez
Ingeniero Mecánico Eléctrico
Colegiado No. 12,731

Ing. Gabriel Armando Velásquez Velásquez

No. Colegiado 12 731



REF. EIME 45. 2018.
29 DE MAYO 2018.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA
PRESENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA PLANTA DE 5MW
DE POTENCIA,** del estudiante; Jesús Fernando Alvarez Perén,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colgado No. 4648

Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia





REF. LIME 45. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: **JESÚS FERNANDO ALVAREZ PERÉN** titulado: **CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN UNA PLANTA DE 5MW DE POTENCIA,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andrés González



GUATEMALA, 16 DE JULIO 2018.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

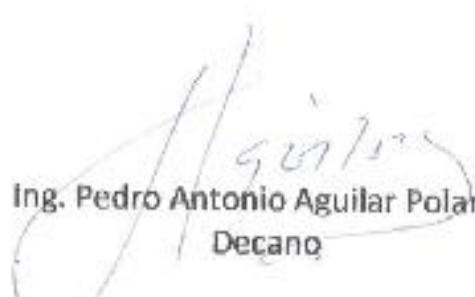


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 490.2018

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al Trabajo de Graduación titulado: **"CONSIDERACIONES SOBRE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA PRESENTE EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR MEDIOS FOTOVOLTÁICOS EN UNA PLANTA DE 5MW DE POTENCIA"** presentado por el estudiante universitario: **Jesús Fernando Álvarez Pérez** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala noviembre de 2018.

/echm

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida.
Mi padre	Jesús Alvarez, por la confianza y el apoyo que me ha dado.
Mi madre	Natividad de Jesús Perén, por la paciencia y el consejo que me ha dado.
Mis hermanos	Luis y Josué Alvarez, por ser mis amigos y compañeros en medio de las circunstancias.
Mis tíos y tías	Familia Alvarez Figueroa, Paxtor Perén y Mirian Perén, por ser de mucho apoyo en mi carrera.
Mis abuelos	Por apoyarme y estar pendientes de mí a lo largo de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por la oportunidad de conocer la riqueza cultural y social de Guatemala.
Facultad de Ingeniería	Por la exigencia y esfuerzo que requirieron en cada semestre hasta el dulce final.
Mis colegas	Alex Lepe Milián, Edgar Boror, Giancarlo Guerrero, Iris Flores, Lizza Aldana, Didier Fernández y Abraham Hernández, por estar ahí.
Mis amigos y amigas	A través de estos años, a todos aquellos que me acompañaron y animaron, gracias por estar ahí.
Mi familia	Por el apoyo y ánimo en la realización de este trabajo.
Francisco González y Gustavo Cuevas	Por ser una importante influencia y apoyo en mi carrera universitaria y profesional.
Mi asesor	Gabriel Velásquez, por el apoyo y el ánimo en la realización de este trabajo de graduación y la influencia que ha tenido en mi carrera profesional.

**GREENERGYZE S.A. y
ENERGUATE**

Por el apoyo en la realización de este trabajo de graduación, al permitir utilizar su propiedad para el desarrollo de los estudios presentados.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. DISTORSIÓN ARMÓNICA EN SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.....	1
1.1. Series de Fourier y análisis de funciones periódicas.....	1
1.2. Valor medio y valor eficaz aplicado al análisis por medio de series de Fourier.....	6
1.3. Distorsión armónica total y la calidad de la energía eléctrica	9
1.4. Potencia activa, reactiva y de distorsión.....	14
1.5. Normas técnicas del sistema de distribución: regulación de la calidad de la energía.....	30
2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	37
2.1. Energía solar	37
2.1.1. Localización	37
2.1.2. Radiometría	38
2.1.3. Aprovechamiento de la energía solar	40

2.1.3.1.	Aprovechamiento térmico de la energía solar	42
2.1.3.2.	Aprovechamiento fotovoltaico	43
2.2.	Descripción del diodo	43
2.2.1.	Semiconductores.....	44
2.2.1.1.	Semiconductores tipo n	46
2.2.1.2.	Semiconductores tipo p	47
2.2.2.	Diodo ideal	48
2.2.3.	Diodos de unión	50
2.2.3.1.	Región de polarización directa	53
2.2.3.2.	Región de polarización inversa	55
2.2.3.3.	Región de ruptura.....	56
2.3.	Funcionamiento y descripción de paneles fotovoltaicos.....	56
2.3.1.	Efecto fotoeléctrico	57
2.3.1.1.	Hertz: observación del fenómeno.....	58
2.3.1.2.	Lenard: experimentación del efecto fotoeléctrico.....	58
2.3.1.3.	Millikan: relación entre la frecuencia y la energía.	61
2.3.1.4.	Planck: teoría cuántica	62
2.3.1.5.	Einstein: explicación del efecto fotoeléctrico	63
2.3.1.6.	La naturaleza dual de la luz.....	66
2.3.2.	Celdas fotovoltaicas	66
2.3.2.1.	Materiales de las celdas	68
2.3.2.2.	Fabricación de celdas fotovoltaicas y participación en el mercado.....	70

2.3.2.3.	Eficiencia de conversión fotovoltaica ...	70
2.4.	Sistemas de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos	72
2.4.1.	Instalaciones fotovoltaicas	73
2.4.1.1.	Instalaciones fotovoltaicas autosustentables.....	74
2.4.1.2.	Instalaciones conectadas a la red.....	74
2.4.1.3.	Mantenimiento preventivo de las instalaciones	80
2.5.	Mercado eléctrico nacional y la NTGDR: norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía	81
2.5.1.	Mercado eléctrico nacional	82
2.5.1.1.	Ministerio de Energía y Minas (MEM) ..	82
2.5.1.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	83
2.5.1.3.	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	84
2.5.2.	Descentralización de la matriz de generación eléctrica	84
2.5.3.	Generador distribuido renovable.....	86
2.5.4.	Participación como usuario autoprodutor con excedentes de energía	89

3.	INVERSORES DE CORRIENTE DIRECTA A CORRIENTE ALTERNA	93
3.1.	Descripción y funcionamiento general de un inversor	95
3.1.1.	Arquitecturas: inversores centrales	101
3.1.2.	Arquitecturas: micro inversores	102
3.1.3.	Arquitecturas: inversores en serie	103
3.1.4.	Arquitecturas: inversor central con optimizadores	104
3.1.5.	Arquitecturas: conceptos combinados de inversores	105
3.1.6.	Componentes de los Inversores	106
3.1.6.1.	Convertidores CD-CD	107
3.1.6.2.	MPPT: seguidor del máximo punto de potencia	108
3.2.	Métodos de conmutación y modulación utilizados para la conversión de corriente directa a corriente alterna	109
3.2.1.	Inversores de dos niveles	110
3.2.2.	Inversores de tres niveles	115
3.2.3.	Inversores multinivel	116
3.2.3.1.	Inversor multinivel fijado a un diodo	117
3.2.3.2.	Inversor multinivel fijado a un capacitor, VSI (<i>voltage source inverter</i>)	120
3.2.3.3.	Inversor multinivel de fuente de voltaje en cascada	122
3.2.3.4.	Inversor de fuente de voltaje híbrido	124
3.3.	Aspectos constructivos de un sistema de conversión	126
3.3.1.	Eficiencia de los convertidores de potencia	131

3.4.	Generación de componentes armónicas y métodos utilizados para su atenuación en el diseño de inversores con electrónica de potencia.....	137
3.4.1.	Distorsión armónica total y comparable.....	137
3.4.2.	Modulación del ancho de pulso (PWM)	140
3.4.3.	Armónicos generados por inversores	144
4.	ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS	149
4.1.	Resultados de voltajes.....	150
4.2.	Resultados de corrientes	154
4.3.	Análisis de potencia.....	157
4.4.	Análisis de la distorsión armónica total.....	163
4.5.	Análisis de la distorsión armónica individual de la tensión	167
4.5.1.	Tercer armónico.....	168
4.5.2.	Cuarto armónico	172
4.5.3.	Quinto armónico	172
4.5.4.	Octavo armónico.....	174
4.5.5.	Noveno armónico.....	176
4.5.6.	Décimo armónico.....	178
4.5.7.	Cumplimiento de la regulación actual de la CNEE	180
5.	COMPARACIÓN TÉCNICA.....	183
5.1.	Comparación entre inversores y su eficiencia en la producción de energía en corriente alterna	184
5.2.	Armónicas características.....	189
5.3.	Efectos de la distorsión armónica en equipos eléctricos	193

5.3.1.	Mitigación de las componentes armónicas.....	196
5.3.2.	Norma IEEE 519-2014	198
5.3.3.	Técnicas de control: reducción del tamaño relativo de los convertidores de potencia	203
5.3.3.1.	Relación de cortocircuito y distorsión del voltaje	203
5.3.4.	Técnicas de control: multiplicación del número de pulsos de los convertidores	205
CONCLUSIONES.....		207
RECOMENDACIONES		211
BIBLIOGRAFÍA.....		213
APÉNDICES.....		217

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Gráficas de espectro discreto de amplitud de voltaje y corriente	3
2.	Gráfica de síntesis de formas de onda.....	4
3.	Conversión de energía solar en otros tipos de energía.....	41
4.	Sistemas de generación solar: fotovoltaica y térmica.....	42
5.	Representación de un diodo ideal.....	49
6.	Curva de respuesta de un diodo ideal.....	49
7.	Representación electrónica de un diodo de unión	51
8.	Curva de respuesta de un diodo real de silicio y uno de germanio	53
9.	Circuito fotoeléctrico de Lenard.....	59
10.	Generación eléctrica por medios fotovoltaicos.....	72
11.	Familias de convertidores de potencia de estado sólido categorizados de acuerdo con su función de conversión.....	96
12.	Celdas básicas de conmutación de convertidores de electrónica de potencia usando (a) interruptores bidireccionales y (b) y (c) interruptores unidireccionales	97
13.	Inversor monofásico de puente completo.....	97
14.	Ilustración general de diferentes arquitecturas de sistemas empleados en generación por medios fotovoltaicos.....	100
15.	Concepto combinado de inversores	106
16.	Combinación de una unidad desempeñando un algoritmo MPPT y un convertidor CD-CD.....	109

17.	Puente completo, inversor monofásico controlado por cancelación de cambio de fase (a) circuito de potencia, (b) forma de onda de voltaje.....	110
18.	Primeras cinco componentes armónicas impares de un inversor monofásico con control de cambio de fase.....	112
19.	Arreglo de puentes dobles trifásicos (a) circuito básico y (b) forma de onda de voltaje.....	113
20.	Circuitos de inversores de fuente de corriente o de corriente rígida: (a) celda básica de conmutación, (b) medio puente, (c) puente completo, (d) puente monofásico, (e) circuito de un inversor de fuente de corriente trifásico, (f) bloque bidireccional de voltaje, con interruptor unidireccional de corriente.....	113
21.	Convertidor de corriente: (a) forma de onda de corriente de línea para una carga conectada en estrella, (b) corriente de fase para una carga conectada en delta asumiendo una corriente directa de 100 amperios, (c) convertidor de corriente de conmutación autosecuencial.....	114
22.	Inversor de fuente de voltaje o voltaje rígido de tres niveles	115
23.	Conmutación de voltajes (a) línea a punto medio, (b) línea a línea, (c) línea a neutro, producidos por el inversor de tres niveles NPC. El ancho del escalón de voltaje de fase cero se restringió para un mínimo THD.....	116
24.	Implementación de inversores de diodo anclado de (a) cuatro niveles y (b) cinco niveles; solo se muestra una fase	117
25.	Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de cuatro niveles.....	118

26.	Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de cinco niveles.....	118
27.	Inversor de diodo anclado de siete niveles	119
28.	Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de siete niveles	119
29.	Topología de un inversor de capacitor anclado de cinco niveles	121
30.	Inversor de capacitor anclado de tres niveles, voltaje aplicado en el capacitor C1 regulado a V_{dc}	121
31.	Inversor de fuentes de voltaje en cascada de siete niveles	123
32.	Alimentación de voltajes en corriente directa aislados eléctricamente desde el secundario de un transformador, para un inversor de fuentes de voltaje en cascada de siete niveles (solo se muestra la salida de una fase).....	123
33.	Topología de un inversor de fuente de voltaje híbrido de siete niveles.....	125
34.	Diagrama de bloques de un sistema convertidor en un filtro activo ...	127
35.	Arreglo detallado de un sistema convertidor de un filtro activo	128
36.	Arreglo detallado de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red.....	129
37.	Arreglo general del sistema de conversión de un filtro activo serie/paralelo.....	131
38.	Eficiencia para un inversor 240 V en corriente alterna, voltaje de entrada nominal 260 V en corriente directa.....	136
39.	Gráfica de voltajes de la línea 1	151
40.	Gráfica de voltajes de la línea 2	151
41.	Gráfica de voltajes de la línea 3	152
42.	Gráfica de los voltajes entre líneas	152

43.	Gráfica del voltaje eficaz entre líneas	153
44.	Gráfica de corrientes de la línea 1	154
45.	Gráfica de corrientes de la línea 2	155
46.	Gráfica de corrientes de la línea 3	155
47.	Gráfica de corrientes eficaces en cada línea	156
48.	Gráfica de la potencia activa de las tres fases (días soleados)	157
49.	Gráfica de la potencia activa de las tres fases (otros días).....	158
50.	Gráfica de la potencia activa de operación ideal	159
51.	Gráfica de la potencia reactiva inductiva de las tres fases A	160
52.	Gráfica de la potencia reactiva inductiva de las tres fases B	161
53.	Gráfica de la potencia reactiva de operación ideal	162
54.	Gráfica de la distorsión armónica total de la tensión.....	163
55.	Gráfica de la distorsión armónica total de la tensión del 4 de marzo ..	164
56.	Gráfica de la distorsión armónica total de la corriente	166
57.	Gráfica de la distorsión armónica total de la corriente del 4 de marzo.....	167
58.	Gráfica del tercer armónico de la línea 1	169
59.	Gráfica del tercer armónico de la línea 2	169
60.	Gráfica del tercer armónico de la línea 3	170
61.	Gráfica del cuarto armónico de la línea 1	170
62.	Gráfica del cuarto armónico de la línea 2	171
63.	Gráfica del cuarto armónico de la línea 3	171
64.	Gráfica del quinto armónico de la línea 1.....	173
65.	Gráfica del quinto armónico de la línea 2.....	173
66.	Gráfica del quinto armónico de la línea 3.....	174
67.	Gráfica del octavo armónico de la línea 1.....	175
68.	Gráfica del octavo armónico de la línea 2.....	175
69.	Gráfica del octavo armónico de la línea 3.....	176
70.	Gráfica del noveno armónico de la línea 1.....	177

71.	Gráfica del noveno armónico de la línea 2	177
72.	Gráfica del noveno armónico de la línea 3	178
73.	Gráfica del décimo armónico de la línea 1	179
74.	Gráfica del décimo armónico de la línea 2	179
75.	Gráfica del décimo armónico de la línea 3	180
76.	Distorsión armónica total de voltaje y de corriente	186
77.	Gráfica de la potencia disipada por componentes armónicas de voltaje y de corriente	186
78.	Gráfica del factor de potencia de distorsión	188
79.	Gráfica comparativa de los factores de potencia de desplazamiento, de distorsión y verdadero en la línea 1, del 3 de marzo de 2017	189
80.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del quinto armónico en la línea 3.....	190
81.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del séptimo armónico en la línea 3	190
82.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del segundo armónico en la línea 3.....	191
83.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del cuarto armónico en la línea 3.....	192
84.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del octavo armónico en la línea 3.....	193
85.	Distribuciones de frecuencia de mediciones del décimo armónico en la línea 3.....	193
86.	Gráfica de evento, de la forma de onda de voltaje y de corriente, del 4 de marzo de 2017 a las 6:30 horas	195

TABLAS

I.	Tolerancias para la distorsión armónica de tensión según el artículo 32 de las NTSD de la CNEE	33
II.	Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga, según el artículo 42 de las NTSD de la CNEE.....	36
III.	Principales unidades de radiometría.....	39
IV.	Constante de Planck.....	65
V.	Comparación de distintas eficiencias de celdas que componen los módulos fotovoltaicos	71
VI.	Comparación de topologías a través de cinco tipos de ondas cuadradas no moduladas.....	139
VII.	Componentes armónicas de una estrategia de modulación para una fase, todos los armónicos normalizados con respecto a V_{cd} (%)	142
VIII.	Componentes armónicas características según el número de pulsos del inversor.....	145
IX.	Componentes armónicas características, en porcentaje, según el número de pulsos del inversor	147
X.	Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica individual de la tensión según el artículo 32 de las NTSD	181
XI.	Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica individual de la corriente según el artículo 42 de las NTSD	181
XII.	Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica total de la tensión y de la corriente, según los artículos 32 y 42 de las NTSD.....	182
XIII.	Límites de distorsión del voltaje de la norma IEEE std. 519-2014	200
XIV.	Límites de distorsión de la corriente para sistemas eléctricos desde 120 hasta 69 000 voltios según la norma IEEE std. 519-2014	200
XV.	Reducción de la distorsión según el número de pulsos de un inversor.....	204

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
°C	Grados Celsius
A	Amperio
C	Velocidad de la luz
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
C ₀	Componente de corriente continua
D	Potencia de distorsión
E	Energía
fp	Factor de potencia de desplazamiento
FP	Factor de potencia verdadero
H	Constante de Planck
h	Componente armónica del orden h.
Hz	Hercio
I	Corriente eficaz
I	Función de corriente instantánea
I _s	Corriente de saturación
j	Constante de número imaginario, desfase de +90°
J	Julio
K	Grados Kelvin
kB	Constante de Boltzmann
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kVAr	Kilovoltio-amperio reactivo

kW	Kilovatio
m	Metro
mV	Milivoltios
MW	Megavatio
P	Potencia activa.
p	Función de potencia instantánea.
Q	Potencia reactiva.
q	Carga eléctrica de un electrón.
R	Resistencia
S	Potencia aparente.
t	Tiempo
T	Período
V	Voltaje eficaz, voltio
v	Voltaje instantáneo, frecuencia de radiación
V_{ab}	Voltaje en corriente alterna en las terminales de salida de un inversor.
V_{cd}	Voltaje en corriente directa en las terminales de entrada de un inversor.
V_T	Voltaje térmico de un diodo.
V_Z	Voltaje de ruptura o Zener.
W	Vatio
Wh	Vatio hora (magnitud de energía)
X	Reactancia
Θ	Diferencia angular entre el voltaje y la corriente
θ_h	Angulo de fase de la componente h
Ω	Frecuencia angular

GLOSARIO

ANSI	American National Standards Institute, Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
Calidad de la energía	Conjunto de propiedades que permiten juzgar el valor o alcance de la energía eléctrica que se entrega a los consumidores, a través de los parámetros de forma de onda de voltaje, corriente y potencias.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DAII	Distorsión armónica individual de la corriente.
DAIT	Distorsión armónica individual de la tensión.
DATI	Distorsión armónica total de la corriente.
DATT	Distorsión armónica total de la tensión.
Distorsión armónica	Es la distorsión de la onda sinusoidal de corriente o tensión eléctrica, ocasionada por señales de frecuencia diferentes de la fundamental.
Distribuidor	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

DEORSA	Distribuidora de Energía Eléctrica de Oriente S. A.
ENERGUATE	Agente propietario de las empresas distribuidoras anteriormente conocidas como DEOCSA y DEORSA.
GDR	Generador distribuido renovable.
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i> , tiristor desactivado por compuerta.
HDI	Distorsión armónica individual de corriente.
HDV	Distorsión armónica individual de voltaje.
IEC	International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> , transistor bipolar de puerta aislada.
MOSFET	<i>Metal-oxide-semiconductor field effect transistor</i> , transistor de efecto de campo de semiconductor de metal-óxido.

MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , seguidor del máximo punto de potencia.
NASA	National Aeronautics and Space Administration, administración nacional de aeronáutica y del espacio.
NTGDR	Norma técnica de generación distribuida renovable.
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución.
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> , modulación del ancho de pulsos.
rms	<i>Root mean square</i> , raíz del promedio al cuadrado.
Sr	Estereorradián.
THD	Distorsión armónica total.
WMO	World Meteorological Organization, Organización meteorológica mundial.
WTHD	Distorsión armónica total comparable.

RESUMEN

Este trabajo de investigación realiza un estudio del impacto en la distorsión armónica de voltaje y de corriente que presenta la operación de una central generadora por medios fotovoltaicos en el punto de acople común entre la generadora y la red de distribución eléctrica. La distorsión de las formas de onda de voltaje y corriente es uno de los parámetros que se mide como indicador de la calidad de la energía eléctrica. El capítulo 1 introduce la teoría de las componentes armónicas aplicadas al funcionamiento real de un sistema eléctrico, demostrando y desarrollando las ecuaciones que sirven de fundamento para la medición de la distorsión armónica de las formas de onda de voltaje y corriente.

En el capítulo 2 se desarrollan las bases prácticas y principios físicos que permiten el desarrollo e implementación de un sistema de producción de energía por medio de energía solar. El capítulo 3 profundiza en el equipo eléctrico conocido como inversor, este es un convertidor de potencia, tiene como objetivo convertir energía eléctrica de corriente directa a corriente alterna, por lo tanto este equipo es parte fundamental de cualquier central generadora por medios fotovoltaicos que se encuentra conectada a la red de distribución.

En el capítulo 4 se presentan los resultados de las mediciones realizadas en el punto de acople común entre la central generadora y la red de distribución, de estos resultados resalta el cumplimiento de los requerimientos de la normativa vigente en cuanto a la buena calidad de la energía eléctrica. En el capítulo 5, se esclarece que la distorsión armónica de voltaje y corriente es inherente a un sistema de corriente alterna, pero debe limitarse para evitar efectos negativos en otros elementos conectados al sistema e incluso, para evitar ineficiencias.

OBJETIVOS

General

Analizar la distorsión armónica en una generadora de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos con potencia de 5 MW, la cual fue instalada y puesta en operación en Guatemala.

Específicos

1. Determinar las causas de la distorsión armónica en inversores con semiconductores, específicamente en una instalación de paneles fotovoltaicos.
2. Analizar los efectos resultantes de la distorsión armónica en la producción de energía eléctrica en el aspecto técnico.
3. Presentar una metodología para considerar las componentes armónicas en un sistema de producción de energía eléctrica.
4. Demostrar la eficiencia de la producción de energía en instalaciones fotovoltaicas.

INTRODUCCIÓN

El servicio de energía eléctrica es uno de los medios para el transporte de energía más eficientes que posee un sistema energético, y lo convierte en un servicio básico para una población, una ciudad y nuestro país. El abastecimiento de un sistema eléctrico de potencia ha sucedido a través de los años por medio de diversas tecnologías, y en Guatemala, en los últimos años se han realizado inversiones importantes en centrales de generación que aprovechan los recursos renovables por medio de tecnología fotovoltaica.

La producción de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos es una de las tecnologías más amigables con el medio ambiente, y en los últimos años se ha incrementado el número de instalaciones que aprovechan el recurso solar por medio de esta tecnología.

Los paneles fotovoltaicos absorben fotones a través de su circuito electrónico, lo que resulta en una diferencia de potencial en el material semiconductor del cual están fabricados; este potencial no cambia de polaridad y esto produce energía eléctrica en forma de corriente directa.

Para el uso del sistema nacional interconectado, ya sea a nivel de red de transmisión o de distribución, la electricidad debe transmitirse bajo parámetros de corriente alterna y de calidad de la energía reglamentados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Por esta razón, las plantas de generación de energía fotovoltaica deben hacer uso de inversores, los cuales permiten que la corriente directa producida por los paneles pueda entregarse al sistema como

corriente alterna, con el inconveniente de que esta conversión no es perfecta sino contiene una onda sinusoidal con un contenido de distorsión armónica.

Este trabajo establece los argumentos que permiten comprender las causas de la distorsión armónica, así como los efectos que ésta tiene en la producción de energía eléctrica y los métodos que se utilizan para reducir la misma. Aquí se considera la distorsión armónica como un medio para evaluar la eficiencia y la calidad de producción de energía eléctrica, aplicándolo en una central fotovoltaica en operación.

Para futuras plantas de potencia similar o menor, incluso las instaladas en domicilios particulares según la norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía. Asimismo, se presentará la información competente para considerar y entender la distorsión armónica existente en un sistema de generación por medios fotovoltaicos.

1. DISTORSIÓN ARMÓNICA EN SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA

La energía eléctrica en Guatemala se transporta y distribuye usando corriente alterna polifásica, donde tanto el voltaje como la corriente eléctrica se modelan y se estudian utilizando ondas sinusoidales.

1.1. Series de Fourier y análisis de funciones periódicas

El voltaje y la corriente eléctrica pueden describirse por medio de formas de onda, y se representan por funciones que cambian a través del tiempo. El análisis de corriente alterna en ingeniería eléctrica, se puede idealizar con la siguiente ecuación sinusoidal:

$$f(t) = A \sin(\omega t)$$

Esta es una forma de onda periódica, es decir, se repite cada cierto tiempo que ωt alcanza un múltiplo de Pi. En el caso de una onda periódica no sinusoidal, es posible conocer el comportamiento de esta onda en el dominio de la frecuencia a través de una serie de Fourier.

Una serie de Fourier, es una serie infinita de términos sinusoidales con frecuencias que se relacionan de forma armónica; cada frecuencia de la serie es un múltiplo de la frecuencia fundamental. Por medio de estas series, puede analizarse cualquier función periódica no sinusoidal, facilitando la comprensión de los fenómenos físicos que suceden en los sistemas eléctricos cuando se les aplican voltajes no sinusoidales, o sistemas eléctricos donde surgen corrientes

no sinusoidales. La definición matemática, para cualquier función periódica, es la siguiente:

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [a_h \cos(h\omega t) + b_h \text{sen}(h\omega t)]$$

$$f(t) = a_0 + a_1 \cos(1\omega t) + a_2 \cos(2\omega t) + \dots + a_h \cos(h\omega t) + \dots + b_1 \text{sen}(1\omega t) + b_2 \text{sen}(2\omega t) + \dots + b_h \text{sen}(h\omega t)$$

La función anterior puede simplificarse, tomando en cuenta que las funciones sinusoidales seno y coseno están relacionadas y solo se diferencian por un desfase de noventa grados entre sí. Relacionando los coeficientes de cada armónico:

$$c_h \cos(h\omega t + \theta_h) = a_h \cos(h\omega t) + b_h \text{sen}(h\omega t)$$

Se establece la serie de Fourier siguiente:

$$f(t) = c_0 + c_1 \cos(\omega t + \theta_1) + c_2 \cos(2\omega t + \theta_2) + c_3 \cos(3\omega t + \theta_3) + \dots + c_h \cos(h\omega t + \theta_h)$$

Donde:

$a_0, a_1, a_2 \dots a_h$, y $b_1, b_2 \dots b_h$ = son los coeficientes de Fourier,

ω = es la frecuencia angular fundamental, en radianes sobre segundo,

t = es el tiempo en segundos,

h = es el orden armónico, números enteros desde uno hasta infinito,

c_0, a_0 = es el primer término, de valor constante, conocido como componente de corriente continua.

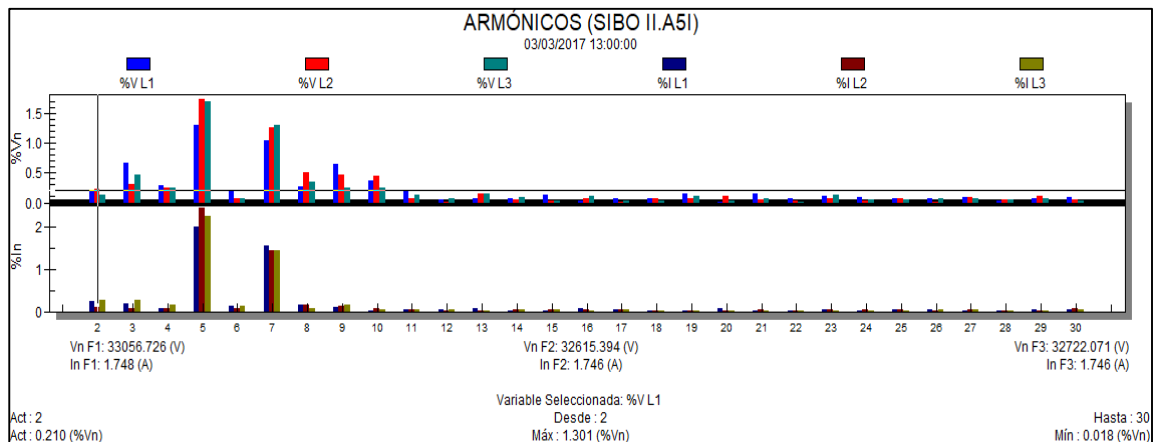
c_h = amplitud o valor máximo de la componente armónica h .

θ_h = ángulo de fase de la componente armónica h .

Al analizar redes eléctricas, por medio de series de Fourier, debe recordarse que una función periódica no sinusoidal ha de cumplir con las condiciones de Dirichlet, las cuales indican que en cada período, la función debe tener un número finito de discontinuidades, máximos, mínimos y de valor medio. A continuación, se procede a encontrar los coeficientes de Fourier y cuáles de ellos habrían de tomarse en cuenta para una red en particular.

El primer punto se realiza al encontrar el tipo de simetría de la función: par, impar, par de cuarto de onda, impar de cuarto de onda, o en el caso de no tener simetría conocida se dice que tiene simetría escondida. Para definir cuáles de los coeficientes de Fourier se toman en cuenta, se realiza un análisis profundo de la red en particular, ya que el criterio dependerá desde normativas internacionales o nacionales, incluso solicitudes del cliente propietario de la red, ya sea para la protección o requerimientos específicos de los equipos eléctricos y electrónicos.

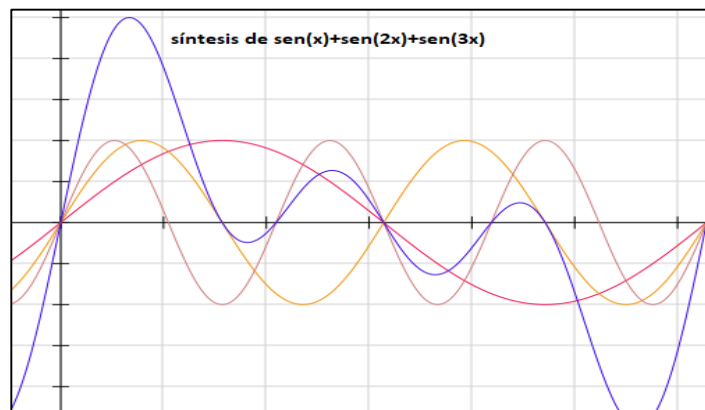
Figura 1. **Gráficas de espectro discreto de amplitud de voltaje y corriente**



Fuente: elaboración propia, empleando el programa Power Vision.

Las series de Fourier permiten entender los fenómenos eléctricos al aplicar ondas no sinusoidales, sin embargo al visualizar los resultados, existe la posibilidad de graficar las magnitudes de la red estudiada en función de la frecuencia y del tiempo. Al utilizar el eje de frecuencia frente a la amplitud de cada componente armónica, se desarrolla una gráfica conocida como espectro discreto de amplitud, también puede graficarse la frecuencia versus el ángulo de fase de cada componente simétrica. Los espectros discretos de amplitud y fase, se visualizan como barras que representan la amplitud, o la fase, de la armónica correspondiente.

Figura 2. **Gráfica de síntesis de formas de onda**



Fuente: elaboración propia, empleando la página www.fooplot.com.

Al graficar los resultados en función del tiempo, puede observarse que el producto o suma de las componentes simétricas permite obtener una forma de onda resultante, conocida como síntesis de formas de onda.

Las series de Fourier, al ser una sumatoria de ondas sinusoidales, pueden visualizarse descompuestas en cada componente armónica siendo estas formas de onda sinusoidales, o como la aproximación de la síntesis de forma de onda,

que puede dar como resultado formas de onda no sinusoidales. La serie de Fourier es una serie infinita, se concluye que a medida que se suman más componentes armónicas, la síntesis de forma de onda se aproxima más a la forma de onda real.

Una red eléctrica puede estudiarse utilizando las series de Fourier, de acuerdo con las siguientes ecuaciones de voltaje y corriente:

$$v(t) = V_0 + V_{max_1} \cos(\omega t + \delta_1) + V_{max_2} \cos(2\omega t + \delta_2) + \dots + V_{max_h} \cos(h\omega t + \delta_h)$$

$$i(t) = I_0 + I_{max_1} \cos(\omega t + \beta_1) + I_{max_2} \cos(2\omega t + \beta_2) + \dots + I_{max_h} \cos(h\omega t + \beta_h)$$

De las cuales pueden desprenderse las siguientes observaciones:

- V_0, I_0 : son equivalentes a la conexión de una fuente de voltaje en serie, o de corriente en paralelo, de corriente continua.
- $V_{max_1} \cos(\omega t + \delta_1), I_{max_1} \cos(\omega t + \beta_1)$: describen el voltaje y la corriente con forma de onda sinusoidal de frecuencia fundamental, este es el valor idealizado de corriente alterna que se desea aplicar en la red.
- Las componentes armónicas de voltaje y corriente son equivalentes a h fuentes de voltaje, o corriente, sinusoidal de frecuencia $h\omega$ las cuales se aplican en la red no intencionalmente, sino como resultado de la tecnología con la que trabaja la fuente de voltaje y corriente, o como respuesta de una carga no lineal.
- Principio de superposición: análisis por fasores de la red al aplicar dos o más fuentes de voltaje o corriente, de frecuencias distintas, considerando cada componente armónica de la serie de Fourier de forma independiente. Al final se suman las respuestas de las cargas a cada frecuencia para obtener el total.

- Elementos lineales y no lineales: la respuesta de un elemento de circuito, es decir una carga, a la fuente de voltaje o corriente con la que se energiza, puede ser lineal si la relación entre el voltaje en sus terminales frente a la corriente que circula es una función directamente proporcional; los materiales óhmicos, los capacitores e inductores con núcleo de aire presentan esta característica. Los materiales que no presentan una relación directa de proporcionalidad, se conocen como no lineales y la respuesta a la energización de una fuente dependerá de las características del elemento; los diodos, transistores, resistencias de arco eléctrico o inductores con núcleo de hierro (debido a la saturación) son elementos que convierten una red en no lineal, por lo tanto una onda periódica sinusoidal aplicada sobre estos elementos tendrá como resultado una onda periódica no sinusoidal.

1.2. Valor medio y valor eficaz aplicado al análisis por medio de series de Fourier

El valor medio de una función, es la relación entre el área bajo la curva sobre el intervalo de tiempo que desea considerarse. En ingeniería eléctrica, este es el flujo neto de portadores de carga, indicando una transferencia de energía neta desde un punto hacia otro, y vale cero si la función es simétrica respecto del eje horizontal, lo cual indicaría que la energía neta que se transfiere es nula. La representación para el voltaje y la corriente, cuando no es cero, es equivalente a una componente de corriente continua.

Sin embargo, el voltaje y corriente en una red transfieren potencia eléctrica aun cuando se trata de corriente alterna sinusoidal, o no sinusoidal pero analizada con series de Fourier, por lo tanto, es necesario definir un valor que permita cuantificar la potencia eléctrica transferida en este caso. Este valor se

conoce como valor eficaz o valor rms (del inglés *root mean square*); en ingeniería eléctrica este es el valor que relaciona la potencia que se transfiere en un circuito de corriente alterna, es la capacidad de generar o de consumir potencia por parte de un elemento eléctrico conocido en corriente continua.

El valor medio de una función, se define de la siguiente forma:

$$V_{med} = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt$$

Donde:

$f(t)$ = función periódica no sinusoidal

T = período de la forma de onda, en segundos

La función utilizando las series de Fourier, se desarrolla de la siguiente manera, resultando en el valor de corriente continua:

$$V_{med} = \frac{1}{T} \int_0^T \left[a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} (a_h \cos(h\omega t) + b_h \text{sen}(h\omega t)) \right] dt$$

$$V_{med} = a_0$$

El valor eficaz de una función periódica, se define de la siguiente manera:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T f(t)^2 dt}$$

Utilizando series de Fourier, se obtiene el siguiente desarrollo:

$$f(t)^2 = \left[\sum_{h=0}^{\infty} (a_h \cos(h\omega t + \delta_h)) \right] \left[\sum_{h=0}^{\infty} (a_h \cos(h\omega t + \delta_h)) \right]$$

$$\begin{aligned}
f(t)^2 &= \left[\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \{ \cos(h\omega t + \delta_h + h\omega t + \delta_h) + \cos(h\omega t + \delta_h - h\omega t - \delta_h) \} \right] \\
f(t)^2 &= \left[\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \{ \cos(2h\omega t + 2\delta_h) + 1 \} \right] \\
V_{rms} &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left[\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \{ \cos(2h\omega t + 2\delta_h) + 1 \} \right] dt} \\
V_{rms} &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left[\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \right] dt} \\
V_{rms} &= \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \left[a_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \right] dt} \\
V_{rms} &= \sqrt{\left[a_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} \frac{a_h^2}{2} \right]}
\end{aligned}$$

El coeficiente de las componentes armónicas, en el desarrollo anterior, se conoce como amplitud y es el valor máximo de cada componente armónica; sin embargo, el valor eficaz de una onda sinusoidal, es el cociente del valor máximo entre la raíz de dos, siendo este el coeficiente rms de las componentes armónicas. Por lo tanto, puede simplificarse el valor eficaz hasta la siguiente forma:

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{2}} = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} \frac{a_h^2}{\sqrt{2}^2}}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\left[\sum_{h=0}^{\infty} \left(\frac{a_h}{\sqrt{2}} \right)^2 \right]} = \sqrt{\left[\sum_{h=0}^{\infty} (a_{h\ rms})^2 \right]}$$

$$V_{rms} = \sqrt{a_{0\ rms}^2 + a_{1\ rms}^2 + \dots + a_{h\ rms}^2}$$

Donde:

$a_{h\ rms}$ = es el valor eficaz de la h-ésima componente armónica

$a_{1\ rms}, a_{2\ rms}, etc$ = es el valor eficaz de cada componente armónica

$a_{0\ rms}$ = es la componente de corriente continua

1.3. Distorsión armónica total y la calidad de la energía eléctrica

Las ondas periódicas no sinusoidales, al utilizar series de Fourier, pueden representarse como una sumatoria infinita de componentes armónicas sinusoidales. La medida en la cual una forma de onda periódica de cualquier tipo se asemeja a una onda sinusoidal se conoce como factor de distorsión, es una medida de la deformación respecto de una forma de onda sinusoidal pura, por lo tanto se representa en porcentaje.

Dependiendo de la energización de una red eléctrica a través de una fuente de voltaje o de corriente, pueden definirse dos tipos de factores de distorsión respecto de la componente fundamental de la serie de Fourier:

- Distorsión armónica total de voltaje
- Distorsión armónica total de corriente

En ambos casos, la ecuación que las define es el cociente entre el valor eficaz de las componentes armónicas exceptuando la componente fundamental y el valor eficaz de la componente fundamental. THD viene del inglés *Total*

Harmonic Distortion. Este factor es un indicador de la calidad técnica del servicio de energía eléctrica, ya que se espera que las características del servicio que se provee al usuario sean lo más congruentes posibles con una onda sinusoidal pura.

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_h^2}}{V_1}$$

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}$$

La ecuación anterior se utiliza para la distorsión armónica total de voltaje. En el caso de una fuente de corriente, se define de forma similar:

$$THD_I = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}$$

En las redes eléctricas, siempre se encontrará un valor de distorsión armónica total ya que solo de forma ideal se aplican formas de onda sinusoidales teóricas. Los generadores rotativos, los inversores de corriente y los equipos electrónicos que controlan la salida de los aerogeneradores poseen valores de distorsión que están normados, de acuerdo con valores seguros que no perjudiquen el funcionamiento de los demás elementos de la red que se está energizando.

Es posible expresar el valor eficaz del voltaje, y de la corriente, en función del factor de distorsión armónica total, tanto del voltaje como de la corriente. Sin embargo, debe tratarse de formas de onda con simetría impar y de media onda, ya que en estos casos el valor medio es cero, si el análisis de una red da un

resultado diferente para el valor medio entonces el desarrollo a continuación no aplica:

$$\begin{aligned}
 V &= \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2} \\
 V &= \sqrt{V_1^2 \left(1 + \frac{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}{V_1^2} \right)} \\
 V &= V_1 \sqrt{\left(1 + \frac{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}{V_1^2} \right)} \\
 V &= V_1 \sqrt{\left(1 + \left[\frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}}{V_1} \right]^2 \right)} \\
 V &= V_1 \sqrt{\left(1 + \left[\frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}}{V_1} \right]^2 \right)} \\
 V &= V_1 \sqrt{(1 + [THD_V]^2)}
 \end{aligned}$$

En el caso de una fuente de corriente, con las mismas consideraciones anteriores, se obtiene la ecuación:

$$I = I_1 \sqrt{(1 + [THD_I]^2)}$$

Las componentes armónicas en las redes eléctricas, son en algunos casos producto de las características de la red, por lo tanto, existen armónicas características que tienen mayor proporción que la mayoría en la serie infinita. Es por ello que en el análisis de la calidad de la energía existen valores límites para valores más estrictos para algunas componentes armónicas. El factor de

distorsión armónica individual, de voltaje o de corriente, permite relacionar cada componente armónica respecto de la componente fundamental. Para las componentes armónicas de voltaje, se utiliza la siguiente ecuación:

$$HDV_h = \frac{V_h}{V_1}$$

Donde:

HDV_h = Distorsión armónica de voltaje del armónico h

V_h = Voltaje armónico h

V_1 = Voltaje de la componente fundamental

Para las componentes armónicas de corriente, se tiene de manera similar:

$$HDI_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Donde:

HDI_h = Distorsión armónica de corriente del armónico h

I_h = Corriente armónico h

I_1 = Corriente de la componente fundamental

Por último, los factores de distorsión armónica total, tanto de voltaje como de corriente, se relacionan con el calentamiento de cargas resistivas y, por lo tanto, se relacionan con potencia disipada por componentes armónicas. Al aplicar una fuente de voltajes armónicos a una resistencia, la potencia debida a las armónicas es:

$$P_h = \frac{\left(\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2} \right)^2}{R}$$

Mientras que la potencia debida a la componente fundamental se encuentra por la siguiente ecuación:

$$P_f = \frac{(V_1)^2}{R}$$

Al relacionar ambas potencias, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{P_h}{P_f} = \frac{\left(\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}\right)^2}{(V_1)^2}$$

$$\frac{P_h}{P_f} = \left(\frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}}{V_1}\right)^2$$

$$\frac{P_h}{P_f} = (THD_V)^2$$

Donde:

P_h = potencia disipada por las componentes armónicas

P_f = potencia disipada por la componente fundamental de voltaje

Si se realiza el mismo desarrollo anterior utilizando la potencia disipada por una fuente de corriente de forma de onda periódica no sinusoidal, se obtendrá el mismo resultado:

$$\frac{P_h}{P_f} = \frac{\left(\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_h^2}\right)^2 * R}{(I_1)^2 * R} = \frac{\left(\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_h^2}\right)^2}{(I_1)^2}$$

$$\frac{P_h}{P_f} = \left(\frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}}{I_1} \right)^2 = (THD_I)^2$$

Estas ecuaciones establecen que existe una disipación de potencia, en la resistencia R , que está relacionada con el cuadrado de la distorsión armónica total, ya sea de voltaje o de corriente y la potencia disipada por la componente fundamental, la cual es en el caso de las redes eléctricas, la componente sobre la cual se realizan mediciones.

1.4. Potencia activa, reactiva y de distorsión

La potencia se define en física como una medida de la rapidez con la que se genera o se consume la energía; en ingeniería eléctrica lo ideal sería que la energía que se suministra desde los generadores hasta los motores eléctricos se convirtiera en trabajo útil.

Sin embargo, las redes eléctricas consumen cierta cantidad de energía para su propio funcionamiento conforme a la naturaleza del electromagnetismo; la energía consumida por las redes constituyen pérdidas, pues no se utiliza para el fin o utilidad por el cual se transmite la energía, entre menores pérdidas se posean en la red, entonces se considera mayor la eficiencia del sistema.

La naturaleza del electromagnetismo define la potencia eléctrica como un producto del voltaje y la corriente en una red, aquella potencia eléctrica que puede convertirse en otras formas de energía, por ejemplo energía mecánica, térmica o lumínica, se conoce como potencia activa. La potencia reactiva es aquella que utiliza la red eléctrica para energizar los campos magnéticos y los

campos eléctricos necesarios en los elementos de la red (propiedades de inductancia y capacitancia).

Las corrientes armónicas dentro de los sistemas eléctricos, al realizar el análisis por medio de series de Fourier, pueden utilizar las componentes armónicas de corriente para encontrar las pérdidas resultado de estas mismas corrientes; el incremento indeseable de las pérdidas reduce la eficiencia de la red, evidentemente impactando en la calidad de la potencia eléctrica que se entrega.

La potencia instantánea en un sistema eléctrico sin contaminación armónica, con una carga lineal, pasiva y con una fuente de voltaje sinusoidal ideal, la cual resulta en una corriente sinusoidal perfecta; se describe por las siguientes ecuaciones:

$$p(t) = v(t)i(t)$$

$$p(t) = V_{MAX}I_{MAX} \cos(\omega t + \delta) \cos(\omega t + \beta)$$

$$p(t) = VI \cos(\theta) [1 + \cos(2\omega t + 2\delta)] + VI \sin(\theta) [\sin(2\omega t + 2\delta)]$$

Para la potencia activa, se define por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} p(t) dt$$

$$= \frac{VI \cos(\theta)}{T_1} \left[\int_0^{T_1} dt + \int_0^{T_1} \cos(2\omega t + 2\delta) dt \right] + \frac{VI \sin(\theta)}{T_1} \left[\int_0^{T_1} \sin(2\omega t + 2\delta) dt \right]$$

$$P = VI \cos(\theta)$$

La potencia instantánea en esta red ideal, posee dos términos de los cuales solamente el primero representa una transferencia de energía desde la fuente a

la carga; este valor medio es diferente de cero y define la potencia activa. El segundo término, es una función seno y se debe a la interacción del voltaje con una componente de corriente que se encuentra desfasada noventa grados. Esta componente se conoce como potencia reactiva (la cual se representa como Q), y al ser simétrica respecto del eje horizontal, posee un valor medio igual a cero. La potencia reactiva representa una transferencia de energía desde la fuente a la carga y desde la carga a la fuente, sucediendo este proceso durante un período, y de manera repetitiva en el siguiente, sucediendo mientras la red está energizada y en régimen permanente.

En un sistema eléctrico real, existe contaminación armónica con cargas no lineales, activas y fuentes de voltaje cuasi-sinusoidales. Además, los elementos de la red que transfieren la potencia eléctrica desde los generadores hasta los centros de carga utilizan transformadores eléctricos para transmitir en corriente alterna con menores pérdidas en las líneas de transmisión; estos transformadores utilizan potencia reactiva para establecer un flujo magnético mutuo, por lo tanto, las líneas de transmisión o distribución deben transportar tanto potencia activa como potencia reactiva.

Es por ello, que la potencia eléctrica en corriente alterna, se trabaja como potencia aparente, la cual satisface tanto la demanda de potencia activa como de potencia reactiva. La potencia aparente es la suma fasorial de la potencia activa y la potencia reactiva debido a la ortogonalidad entre ambas potencias, la ecuación es expresada como variable compleja siendo la potencia activa la parte real y la potencia reactiva la parte imaginaria; en variable compleja el operador j indica un desfase de $+90^\circ$ respecto al eje horizontal.

$$S = P + jQ$$

El factor de potencia, se conoce como la relación entre la potencia activa respecto de la potencia aparente; la relación se indica en la siguiente ecuación:

$$fp = \cos \theta = \frac{P}{S}$$

Esta relación puede variar entre cero y uno; por lo tanto, puede indicar que tanto se aprovecha la potencia aparente que se suministra en una red eléctrica, esto permite determinar qué tanta potencia se está convirtiendo en potencia activa. Un factor de potencia unitario corresponde a un ángulo θ igual a cero grados, lo cual sucede solo cuando la carga es resistiva. Por lo general, el sistema posee una mayoría de cargas inductivas o capacitivas, dando origen al factor de potencia en atraso y el factor de potencia en adelanto respectivamente.

Al utilizar la información en conjunto de un sistema eléctrico, se puede definir la potencia aprovechada o potencia útil de la siguiente manera al tomar en cuenta la potencia aparente, el factor de potencia y la eficiencia del sistema:

$$P_{util} = S * fp * Eficiencia$$

La importancia del factor de potencia se debe a su disminución, ya que a pesar de que su valor disminuye y no se produce trabajo útil adicional, la corriente en la red se incrementa. La corriente en la red es mínima cuando el factor de potencia es unitario, y el aumento de la corriente como producto de un bajo factor de potencia incide directamente en la regulación de voltaje que debe cumplir una distribuidora.

Las magnitudes eléctricas que se relacionan con la potencia activa, reactiva y aparente, se expresan de forma fasorial para los elementos básicos en una red (los elementos resistivos, capacitivos e inductivos). Sin embargo, la corriente

eléctrica es fasorialmente opuesta entre una carga capacitiva y una inductiva; es por ello que la potencia reactiva, aún debe evaluarse según el signo que poseen para determinar el sentido del flujo de potencia reactiva. En la red, los generadores y motores síncronos pueden generar o absorber potencia reactiva, mientras que los transformadores e inductores la absorben, y los capacitores solo pueden entregar este tipo de potencia.

El factor de potencia puede describir la potencia reactiva, al indicar si el factor de potencia es en atraso, o en adelanto. En el punto de acoplamiento de la red en análisis contra el sistema de potencia eléctrica, el factor de potencia en atraso expresa un requerimiento de potencia reactiva por parte de la red en análisis; si el factor de potencia es en adelanto, entonces la red entrega potencia reactiva al sistema de distribución o de potencia.

Las potencias activa y reactiva, fluyen en un sistema eléctrico de potencia dependiendo de los procesos de demanda y generación entre los elementos que se conectan a la red. Generalizando para un sistema simple, con fuentes de voltaje ideales y cargas resistivas e inductivas ideales, se definen las siguientes ecuaciones de flujo de potencia desde un punto 1 hacia un punto 2:

$$P_{12} = \frac{R}{R^2 + X^2} V_1 V_2 \left[\frac{V_1}{V_2} + \frac{X}{R} \sin \delta - \cos \delta \right]$$

$$Q_{12} = \frac{X}{R^2 + X^2} V_1 V_2 \left[\frac{V_1}{V_2} - \frac{R}{X} \sin \delta - \cos \delta \right]$$

En una condición donde la resistencia de la línea es mucho menor respecto de su reactancia, entonces las potencias se simplifican de la siguiente manera:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} [\sin \delta]$$

$$Q_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \left[\frac{V_1}{V_2} - \cos \delta \right]$$

El flujo puede ser tanto desde el punto 1 hacia el punto 2, como del punto 2 hacia el punto 1, y dependerá del signo con el cual resulte cada operación.

Las redes eléctricas, al ser energizadas con fuentes de voltaje o de corriente de formas de onda no sinusoidal, pueden analizarse por medio de series de Fourier, describiendo de esta forma la potencia activa, reactiva y de distorsión. Para este caso debe desarrollarse la forma exponencial de la serie de Fourier, para facilidad en la definición de las ecuaciones. Esto es válido dada la naturaleza fasorial de las potencias involucradas en las redes eléctricas.

Las funciones coseno y seno pueden expresarse como una suma de términos exponenciales:

$$\cos(h\omega t) = \frac{e^{j(h\omega t)} + e^{-j(h\omega t)}}{2}$$

$$\sin(h\omega t) = \frac{e^{j(h\omega t)} - e^{-j(h\omega t)}}{2j}$$

Al adecuar la serie de Fourier, utilizando las ecuaciones anteriores, se desarrolla la siguiente sumatoria:

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \left[a_h \frac{e^{j(h\omega t)} + e^{-j(h\omega t)}}{2} + b_h \frac{e^{j(h\omega t)} - e^{-j(h\omega t)}}{2j} \right]$$

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \left[\frac{a_h - jb_h}{2} e^{j(h\omega t)} + \frac{a_h + jb_h}{2} e^{-j(h\omega t)} \right]$$

Donde:

a_n, b_n = son los coeficientes de Fourier

j = es la representación en variables complejas, de un desfase de +90 grados

e = número de Euler, indicador de una función exponencial

ω = es la frecuencia angular fundamental, en radianes sobre segundo

t = es el tiempo en segundos

h = es el orden armónico, números enteros desde uno hasta infinito

a_0 = es el primer término, de valor constante, conocido como componente de corriente continua

En este caso, los coeficientes de Fourier describen una variable compleja; por motivos de interpretación y agilidad matemática se realiza la siguiente sustitución en la serie:

$$\begin{aligned}C_h &= a_n - jb_n \\ \dot{C}_h &= \frac{C_h}{2} \\ \dot{C}_h &= \frac{a_n - jb_n}{2} \\ \dot{C}_{-h} &= \frac{a_n + jb_n}{2} = \dot{C}_h^*\end{aligned}$$

La representación de las variables complejas anteriores, en forma exponencial, es la siguiente:

$$\begin{aligned}\dot{C}_h &= |\dot{C}_h| e^{-j\phi_h} \\ \dot{C}_{-h} &= |\dot{C}_{-h}| e^{j\phi_h} \\ |\dot{C}_h| &= \frac{1}{2} \sqrt{a_n^2 + b_n^2}\end{aligned}$$

$$\phi_h = \tan^{-1} \left(\frac{-b_h}{a_h} \right)$$

Por lo tanto, las series de Fourier pueden describirse de la siguiente manera:

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [\dot{c}_h e^{j(h\omega t)} + \dot{c}_{-h} e^{-j(h\omega t)}]$$

$$f(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [\dot{c}_h e^{j(h\omega t)}] + \sum_{h=-1}^{-\infty} [\dot{c}_h e^{j(h\omega t)}], \dot{c}_0 = \frac{a_0}{2}$$

$$f(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{c}_h e^{j(h\omega t)}]$$

Esta última, es la descripción de la serie de Fourier en forma exponencial; también puede sustituirse la variable compleja por sus respectivos valores de magnitud y desfase:

$$f(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [|\dot{c}_h| e^{(-j\phi_h)} e^{j(h\omega t)}] = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [|\dot{c}_h| e^{j(h\omega t - \phi_h)}]$$

De ahí que en redes eléctricas puede analizarse el voltaje y la corriente en la misma por medio de las siguientes series de Fourier en forma exponencial:

$$v(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{V}_h e^{j(h\omega t)}]$$

$$i(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{I}_h e^{j(h\omega t)}]$$

Es necesario continuar el análisis de la forma exponencial de la serie de Fourier, con el valor eficaz del voltaje y corriente. El valor eficaz para las ecuaciones anteriores, se describe a continuación:

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v(t)^2 dt}$$

$$v(t)^2 = \left[\sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{V}_h e^{j(h\omega t)}] \right]^2$$

$$\left[\sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{V}_h e^{j(h\omega t)}] \right]^2 = \sum_{h=-\infty}^{\infty} |\dot{V}_h| |\dot{V}_{-h}| = \sum_{h=0}^{\infty} 2|\dot{V}_h|^2$$

$$V^2 = \frac{2}{T} \int_0^T \left[\sum_{h=0}^{\infty} |\dot{V}_h|^2 \right] dt$$

$$V^2 = 2 \left(|\dot{V}_h|^2 + |\dot{V}_{h-1}|^2 + \dots + |\dot{V}_1|^2 + |\dot{V}_0|^2 \right)$$

$$V = \sqrt{2 \sum_{h=0}^{\infty} |\dot{V}_h|^2}$$

Para las ecuaciones anteriores, se puede sustituir el término de magnitud de la variable compleja, por el valor eficaz de cada armónico. Esto permite obtener el mismo resultado de valor eficaz que en deducciones anteriores.

$$2|\dot{V}_h|^2 = 2 \left(\frac{V_{\max h}}{2} \right)^2 = \left(\frac{V_{\max h}}{\sqrt{2}} \right)^2 = V_h^2$$

$$V = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} V_h^2}$$

La potencia instantánea, al realizar el producto de las series que describen al voltaje y la corriente, se plantea de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 p(t) &= v(t) * i(t) \\
 p(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty} [\dot{V}_h e^{j(h\omega t)}] * \sum_{g=-\infty}^{\infty} [\dot{I}_g e^{j(g\omega t)}] \\
 p(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty} \sum_{g=-\infty}^{\infty} \dot{V}_h \dot{I}_g e^{j(h+g)\omega t} \\
 p(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty} \sum_{g=-\infty}^{\infty} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma_h} |\dot{I}_g| e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t} \\
 p(t) &= \sum_{h=-\infty}^{-1} \sum_{g=-\infty}^{-1} |\dot{V}_h| |\dot{I}_g| e^{-j\gamma_h} e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t} \\
 &\quad + \sum_{h=-\infty}^{-1} \sum_{g=0}^{\infty} |\dot{V}_h| |\dot{I}_g| e^{-j\gamma_h} e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t} \\
 &\quad + \sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=-\infty}^{-1} |\dot{V}_h| |\dot{I}_g| e^{-j\gamma_h} e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t} \\
 &\quad + \sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=0}^{\infty} |\dot{V}_h| |\dot{I}_g| e^{-j\gamma_h} e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p(t) &= (|\dot{V}_{-h}| e^{-j\gamma_{-h}} |\dot{I}_g| e^{-j\beta_g} e^{j(-h+g)\omega t}) + \dots + (|\dot{V}_h| e^{-j\gamma_h} |\dot{I}_g| e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t}) \\
 &\quad + (|\dot{V}_{-h}| e^{-j\gamma_{-h}} |\dot{I}_{-g}| e^{-j\beta_{-g}} e^{j(-h-g)\omega t}) + \dots + (|\dot{V}_h| e^{-j\gamma_h} |\dot{I}_{-g}| e^{-j\beta_{-g}} e^{j(h-g)\omega t})
 \end{aligned}$$

Si se da la siguiente igualdad, se encuentra la potencia producto de cada componente armónica:

$$g = h$$

$$\begin{aligned}
p_1(t) &= \sum_{h=-\infty}^{-1} |\dot{V}_h| |I_h| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta h} e^{j(h+h)\omega t} + \sum_{h=-\infty}^{-1} |\dot{V}_h| |I_{-h}| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta_{-h}} e^{j(h-h)\omega t} \\
&\quad + \sum_{h=0}^{\infty} |\dot{V}_h| |I_{-h}| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta_{-h}} e^{j(h-h)\omega t} + \sum_{h=0}^{\infty} |\dot{V}_h| |I_h| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta h} e^{j(h+h)\omega t} \\
p_1(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty} |\dot{V}_h| |I_h| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta h} e^{j(2h)\omega t} + \sum_{h=-\infty}^{\infty} |\dot{V}_h| |I_{-h}| e^{-j\gamma h} e^{-j\beta_{-h}}
\end{aligned}$$

Evaluando la serie con la siguiente desigualdad, se obtiene:

$$g \neq h$$

$$\begin{aligned}
p_2(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty, h \neq -1} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_{-1}| e^{-j\beta_{-1}} e^{j(h-1)\omega t} + \dots \\
&\quad + \sum_{h=-\infty}^{\infty, h \neq -g} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_{-g}| e^{-j\beta_{-g}} e^{j(h-g)\omega t} \\
&\quad + \sum_{h=-\infty}^{\infty, h \neq 1} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_1| e^{-j\beta_1} e^{j(h+1)\omega t} + \dots \\
&\quad + \sum_{h=-\infty}^{\infty, h \neq g} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_g| e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t} \\
p_2(t) &= \sum_{h=-\infty}^{\infty, |h| \neq 1} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_1| e^{-j\beta_1} e^{j(h+1)\omega t} + \sum_{h=-\infty}^{\infty, |h| \neq 2} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_2| e^{-j\beta_2} e^{j(h+2)\omega t} \\
&\quad + \dots + \sum_{h=-\infty}^{\infty, |h| \neq g} |\dot{V}_h| e^{-j\gamma h} |I_g| e^{-j\beta_g} e^{j(h+g)\omega t}
\end{aligned}$$

Esta última ecuación se conoce como serie de productos cruzados de las componentes armónicas de voltaje y corriente de una red eléctrica, y se resume como potencia de productos cruzados. La potencia instantánea es entonces:

$$p(t) = p_1(t) + p_2(t)$$

$$p(t) = \text{Producto Armónico} + \text{Productos Cruzados}$$

La potencia activa, es el valor medio del primer término de potencia de la ecuación anterior. Esto resulta en lo siguiente:

$$P = \sum_{h=-\infty}^{\infty} |\dot{V}_h| |\dot{I}_{-h}| e^{-j\gamma_h} e^{-j\beta_{-h}}$$

$$P = \sum_{h=-\infty}^{\infty} \dot{V}_h \dot{I}_{-h} = \sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h$$

La potencia aparente es el producto del valor eficaz de voltaje y de corriente, por lo tanto:

$$S = VI$$

$$S = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} V_h^2} \sqrt{\sum_{g=0}^{\infty} I_g^2} = \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} V_h^2 \sum_{g=0}^{\infty} I_g^2}$$

La siguiente adecuación matemática de la potencia aparente permite llegar a las otras potencias:

$$S^2 = S^2 - P^2 + P^2$$

$$S^2 = \sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=0}^{\infty} V_h^2 I_g^2 - \left[\sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \right]^2 + \left[\sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \right]^2$$

$$S^2 = \left[\sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=0}^{\infty} V_h^2 I_g^2 - \sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \sum_{g=0}^{\infty} V_g I_g \cos \theta_g \right] + \left[\sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \right]^2$$

Las sumatorias que se encuentran en el primer corchete, deben separarse en las respectivas componentes cuando $g = h$, y cuando $g \neq h$, esto se desarrolla así:

$$S^2 = \left[\sum_{h=0}^{\infty} (V_h^2 I_h^2 - V_h^2 I_h^2 \cos^2 \theta_h) \right] + \left[\sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=0}^{\infty} (V_h^2 I_g^2 - V_h I_h \cos \theta_h * V_g I_g \cos \theta_g) \right] + \left[\sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \right]^2$$

El primer corchete de la ecuación anterior, cuando $g = h$, se simplifica de esta manera, lo cual es correspondiente a la potencia reactiva:

$$Q^2 = \sum_{h=0}^{\infty} (V_h^2 I_h^2 - V_h^2 I_h^2 \cos^2 \theta_h)$$

$$Q^2 = \sum_{h=0}^{\infty} V_h^2 I_h^2 (1 - \cos^2 \theta_h)$$

$$Q^2 = \sum_{h=0}^{\infty} V_h^2 I_h^2 (\sin^2 \theta_h)$$

$$Q^2 = \sum_{h=0}^{\infty} (V_h I_h \sin \theta_h)^2$$

$$Q = \sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \sin \theta_h$$

El segundo corchete, cuando $g \neq h$, representa la potencia de productos cruzados o potencia de distorsión. Entonces:

$$D^2 = \sum_{h=0}^{\infty} \sum_{g=0, g \neq h}^{\infty} (V_h^2 I_g^2 - V_h I_h \cos \theta_h * V_g I_g \cos \theta_g)$$

El tercer corchete es la potencia activa, como se había encontrado anteriormente:

$$P^2 = \left[\sum_{h=0}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \right]^2$$

$$S^2 = Q^2 + D^2 + P^2$$

Por lo tanto, la potencia activa en una red analizada por medio de series de Fourier, es igual a la sumatoria de la potencia activa de cada componente armónica, ya que cada componente de voltaje produce potencia activa si y solo si se combina con la componente de corriente de la misma frecuencia.

La potencia reactiva en una red analizada de la misma manera, es la sumatoria del producto de cada componente de voltaje contra cada componente de corriente de la misma frecuencia que se encuentra desfasada a noventa grados respecto de la componente de voltaje.

La potencia de distorsión representa la sumatoria de las potencias de productos cruzados de las componentes armónicas de voltaje y de corriente de diferentes frecuencias, cuando $g \neq h$. Al igual que con la potencia reactiva, el valor medio de estos dichos productos es igual a cero debido a la ortogonalidad, incluso entre esta potencia y la potencia reactiva; por lo tanto no contribuyen al valor medio de la potencia instantánea. Esta potencia tiene como unidad de medida el voltio amperio de distorsión.

Ya que ni la potencia activa ni la reactiva son afectadas por la potencia de distorsión, y debido a que se trata de componentes sinusoidales, se entiende que las tres potencias son perpendiculares entre sí. Esto resulta en una sumatoria de tres potencias ortogonales entre sí, correspondiente a la potencia aparente, aunque la bibliografía presenta otros métodos para esta deducción¹.

El factor de potencia que resulta de estas deducciones, se conoce como factor de potencia verdadero, y es el cociente de la ecuación de potencia activa entre la potencia aparente:

$$FP = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h}{\sqrt{Q^2 + D^2 + P^2}}$$

En la ecuación anterior se asume que no existen componentes de corriente directa. Ya que la potencia aparente puede encontrarse por medio de los voltajes y corrientes efectivas, la ecuación puede simplificarse como:

$$FP = \frac{1}{V_1 I_1 \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}} * \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h$$

$$FP = \frac{1}{V_1 I_1 \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}} * \left[\sum_{h=1}^{\infty} P_h \right]$$

$$FP = \frac{1}{V_1 I_1 \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}} * \left[P_1 + \sum_{h=2}^{\infty} P_h \right]$$

$$FP = \frac{1}{V_1 I_1 \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}} * P_1 \left[1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{P_h}{P_1} \right]$$

¹ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 186.

$$FP = \frac{P_1}{V_1 I_1} * \left(\left[1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{P_h}{P_1} \right] / \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)} \right)$$

$$FP = \frac{P_1}{S_1} * \left(\left[1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{P_h}{P_1} \right] / \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)} \right)$$

El primer término de la multiplicación, es la definición de factor de potencia cuando no existen componentes armónicas en una red en análisis, sin embargo, en el análisis por medio de series de Fourier, este término se conoce como factor de potencia de desplazamiento. El segundo término es resultado de las componentes armónicas en la red, por lo tanto, se conoce como factor de potencia de distorsión.

$$fp_{desplazamiento} = \frac{P_1}{S_1} = \cos \theta_1$$

$$fp_{distorsión} = \left[1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{P_h}{P_1} \right] / \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}$$

$$FP = fp_{desplazamiento} * fp_{distorsión}$$

Esta última ecuación relaciona la potencia activa que se utiliza entre todas las potencias que se utilizan, debido a la naturaleza del electromagnetismo, en el análisis de redes eléctricas. Una distorsión armónica total de corriente o de voltaje que sea relativamente grande, reducirá los valores de factor de potencia verdadero. El factor de potencia verdadero está determinado por el producto del factor de potencia de desplazamiento (recordado como el coseno del ángulo de desfase entre las componentes fundamentales de voltaje y corriente) y del factor de potencia de distorsión (contribución de todas las componentes armónicas de voltaje y corriente de frecuencia diferente de la fundamental).

El factor de potencia verdadero se reduce debido al de distorsión, por lo tanto, para mejorar este factor de potencia es necesario que se corrija la influencia de las componentes armónicas en la red. Ahora no es solo una cuestión de componentes de potencia reactiva, sino también de potencia de distorsión.

El factor de potencia verdadero, incluyendo las componentes de corriente directa y utilizando la serie de Fourier en la forma exponencial, se describe a continuación:

$$FP = \left[\sum_{h=-\infty}^{\infty} v_h I_{-h} \right] / \sqrt{\sum_{h=-\infty}^{\infty} \sum_{g=-\infty}^{\infty} |v_h|^2 |I_g|^2}$$

1.5. Normas técnicas del sistema de distribución: regulación de la calidad de la energía

La CNEE, estableció de acuerdo a lo indicado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, las normas técnicas relativas al subsector eléctrico respecto de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica; resolviendo al emitir la Resolución CNEE-09-99, Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en adelante NTSD. Estas normas establecen derechos y obligaciones de los prestatarios del servicio de distribución y de los usuarios, además de índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y multas².

Las NTSD, en el artículo 2, establecen los parámetros para determinar la calidad del producto suministrado por el distribuidor, estos son:

² CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p. 40-41.

- Regulación de tensión
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos
- Distorsión armónica
- Flicker

La incidencia del usuario en la calidad del producto, establece como parámetros:

- Distorsión armónica
- Flicker
- Factor de potencia

La resolución emitida en 1999 de las NTSD ha recibido distintos anexos, siendo la última en 2003 cuando se emitió la Resolución CNEE-39-2003, Metodología para el control de la calidad del servicio técnico de las normas técnicas del servicio de distribución.

Para el control de la calidad de energía, el Artículo 24 de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable, en adelante NTGDR, establece la medición de la calidad del producto en el punto de conexión, para determinar la incidencia del usuario en la calidad del producto, correspondiendo de conformidad con las NTSD y sus respectivas metodologías. El análisis correspondiente deberá determinar la fuente u origen del problema, haciendo del conocimiento del GDR si la causa del problema es el usuario, es decir, el GDR, o si es el distribuidor el que debe tomar medidas para corregir la calidad del producto suministrado.

Las NTSD indican en el artículo 1, definiciones: “Distorsión armónica: es la distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia

nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiples de dicha frecuencia nominal.”³ El capítulo IV del título IV, Distorsión armónica de la tensión generada por el distribuidor, desde el artículo 31 al artículo 35, abarca los siguientes puntos:

- Artículo 31. Índice de calidad de la distorsión armónica de la tensión.
- Artículo 32. Tolerancias para la distorsión armónica de tensión.
- Artículo 33. Control para la distorsión armónica de la tensión.
- Artículo 34. Indemnización por distorsión armónica de la tensión.
- Artículo 35. Elegibilidad para la Indemnización por distorsión armónica en la tensión.

La CNEE indica en la normativa, que medirá la calidad de la energía entregada por el distribuidor, utilizando la distorsión armónica total de la tensión (DATT), expresada como porcentaje, y la distorsión armónica individual de tensión (DAIT), de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$DATT (\%) = \left(\sqrt{\sum_{i=2}^{40} V_i^2 / V_1^2} \right) * 100$$

$$DAIT(\%) = \frac{V_i}{V_1} * 100$$

Donde:

DATT = Distorsión armónica total de tensión

DAIT = Distorsión armónica individual de tensión

V_i = Componente de tensión de la armónica de orden *i*

³ CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p. 29.

V_1 = Componente de tensión de la frecuencia fundamental, 60 Hz

Tabla I. **Tolerancias para la distorsión armónica de tensión según el artículo 32 de las NTSD de la CNEE**

	Orden de la armónica (n)	Distorsión armónica individual de la tensión DAIT[%]	
		Baja y media tensión (V<=60kV)	Alta tensión (60kV<V<=230kV)
Impares No múltiplos de 3	5	6,0	2,0
	7	5,0	2,0
	11	3,5	1,5
	13	3,0	1,5
	17	2,0	1,0
	19	1,5	1,0
	23	1,5	0,7
	25	1,5	0,7
	>25	$0,2+1,3*(25/n)$	$0,6*(25/n)$
Impares múltiplos de 3	3	5,0	2,0
	9	1,5	1,0
	15	0,3	0,3
	21	0,2	0,2
	>21	0,2	0,2
Pares	2	2,0	2,0
	4	1,0	1,0
	6	0,5	0,5
	8	0,5	0,4
	10	0,5	0,4
	12	0,2	0,2
	>12	0,2	0,2
THD	DATT	8,0	3,0

Fuente: CNEE. Normas técnicas del servicio de distribución. pp 40-41.

La normativa también establece las tolerancias según las cuales debe entregarse energía eléctrica de calidad recomendable, estableciendo que el

período de mala calidad debe ser menor del cinco por ciento del período de medición establecido en esta misma normativa; las tolerancias se evaluarán hasta la armónica de orden 40, y deben cumplir con la tabla 1.

El capítulo I del título V, Distorsión armónica de la corriente provocada por el usuario, desde el artículo 41 al artículo 44 establece los siguientes puntos:

- Artículo 41. Índice de calidad de la distorsión armónica de la corriente de carga.
- Artículo 42. Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga.
- Artículo 43. Control para la distorsión armónica de la corriente de carga.
- Artículo 44. Indemnización por distorsión armónica de la corriente de carga.

La CNEE establece que la incidencia del usuario en la calidad de la energía, se medirá por medio de la distorsión armónica de la corriente de carga en el punto de conexión, desde tensiones mayores de 1 kV y potencias de carga mayores de 10 kW, según las siguientes ecuaciones:

$$DATI (\%) = \left(\sqrt{\sum_{i=2}^N I_i^2 / I_1^2} \right) * 100$$

$$DAIT(\%) = \frac{V_i}{V_1} * 100$$

Donde:

DATI = Distorsión armónica total de corriente

$DAII$ = Distorsión armónica individual de corriente

I_i = Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i

I_1 = Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental

Para tensiones menores de 1 kV y potencias de carga menores de 10 kW, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta I_i = I_{i,carga} - I_{i,\text{límite}}$$

Donde:

$I_{i,carga}$ = componente de la corriente de la armónica de orden i , de la carga

$I_{i,carga}$ = límite de tolerancia establecida en el artículo 42, para la intensidad armónica

Las tolerancias se establecen en el artículo 42 de las NTSD, según el nivel de tensión y la potencia máxima demandada por el usuario. La normativa establece que la energía eléctrica es de mala calidad cuando se superan las tolerancias durante más del cinco por ciento del período de medición. La normativa no indica un armónico límite para la aplicación de la misma, por lo tanto, dependerá de las mediciones que se realicen ya que la mayoría de equipos puede medir hasta la componente cincuenta.

Estas disposiciones del regulador, se basan en normas internacionales del Comité Internacional de Electrotecnia (IEC por sus siglas en inglés), que corresponde a las siguientes normativas:

- Norma IEC 1000-4-7 para la distorsión armónica total de tensión, distorsión armónica individual de tensión, distorsión armónica total de corriente de carga y distorsión armónica individual de corriente de carga.

Tabla II. **Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga, según el artículo 42 de las NTSD de la CNEE**

	Orden de la armónica (N)	P≤10kW V≥1kV	P>10kW 1kV<V≤60kV	P>50kW V>60kV
		Intensidad armónica MAX (A)	DAII (%)	
Impares No múltiplos de 3	5	2,28	12,0	6,0
	7	1,54	8,5	5,1
	11	0,66	4,3	2,9
	13	0,42	3,0	2,2
	17	0,26	2,7	1,8
	19	0,24	1,9	1,7
	23	0,20	1,6	1,1
	25	0,18	1,6	1,1
	>25	4,5/N	0,2+0,8*(25/N)	0,4
Impares múltiplos de 3	3	4,60	16,6	7,5
	9	0,80	2,2	2,2
	15	0,30	0,6	0,8
	21	0,21	0,4	0,4
	>21	4,5/N	0,3	0,4
Pares	2	2,16	10,0	10,0
	4	0,86	2,5	3,8
	6	0,60	1,0	1,5
	8	0,46	0,8	0,5
	10	0,37	0,8	0,5
	12	0,31	0,4	0,5
	>12	3,68/N	0,3	0,5
TDD	DATI		20,0	12,0

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p 43.

2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La energía eléctrica puede generarse por diversos medios, uno de ellos es por el efecto fotoeléctrico; esta es la tecnología que utilizan las celdas fotovoltaicas, las cuales se agrupan como paneles solares o fotovoltaicos.

2.1. Energía solar

La fuente básica de los sistemas de energía solar es el sol, este emite energía en forma de radiación electromagnética. El conocimiento de la cantidad y la calidad de la energía solar disponible en una ubicación específica es el paso inicial para el diseño de cualquier sistema de energía solar.

2.1.1. Localización

Los parámetros locales por tomar en cuenta previo al desarrollo de un sistema de energía por medio de recursos solares son:

- Condiciones meteorológicas
- Geografía
- Topografía

La radiación solar es aproximadamente constante fuera de la atmósfera terrestre, sin embargo, el comportamiento atmosférico, es decir, el clima de una ubicación dada, produce variaciones en la radiación solar aprovechable en la superficie terrestre. La radiación solar atraviesa el espacio entre el Sol y la

estratosfera terrestre, luego atraviesa la atmósfera perdiendo parte de su energía en la reflexión con partículas atmosféricas. Por ejemplo, la radiación ultravioleta es absorbida por los gases como el ozono, hasta que llega a la superficie solo una fracción de la radiación solar.

La ubicación y el movimiento de la Tierra respecto del Sol permiten que algunas plantas de generación posean diferentes cantidades de energía aprovechable, definida por la duración de los días. Esta duración es más constante mientras hay más cercanía al ecuador; por el ángulo en que la superficie terrestre intercepta la radiación solar, variando también a lo largo de las estaciones. También se define por las condiciones topográficas: resulta beneficioso si no se realiza sombra sobre la planta de generación de parte de edificaciones o eminencias naturales cercanas.

2.1.2. Radiometría

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia. La radiación que sufren las celdas fotovoltaicas puede cuantificarse por medio de la siguiente ecuación, para todo tipo de radiación electromagnética.

$$E = P/A_s = \partial\Phi_e/\partial A$$

Las unidades del sistema internacional para la irradiancia son el vatio sobre metro cuadrado (W/m^2). En radiometría, la irradiancia es el flujo radiante recibido por una superficie por unidad de área, es decir, la densidad de la potencia instantánea recibida. En otras ramas físicas, por ejemplo en electromagnetismo, este valor es la intensidad energética promedio de una onda electromagnética en un punto dado, calculado como el valor promedio del vector de Poynting. Sin

embargo, esto genera confusión al haber en radiometría también el concepto de intensidad radiante⁴.

La irradiancia sirve de base para la definición de magnitudes físicas usadas en radiometría, como la intensidad radiante o la irradiación.

Tabla III. **Principales unidades de radiometría**

Magnitud	Símbolos	Definición
Irradiancia	W/m^2	Potencia incidente por unidad de superficie.
Energía radiante	J	Energía de radiación.
Flujo radiante	W	Energía radiada por unidad de tiempo, potencia recibida.
Intensidad radiante	W/sr	Potencia por unidad de ángulo sólido
Irradiación	Wh/m^2	Densidad de energía, mide la potencia recibida por unidad de superficie, durante una hora.

Fuente: Radiometría. <https://es.wikipedia.org/wiki/Radiometr%C3%ADa>. Consulta: 1 de enero 2018.

La constante solar es la cantidad de energía radiante del Sol que llega a la atmósfera superior de la Tierra por unidad de superficie, en un segundo. Su valor

⁴ STINE, William y GEYER, Michael. *Power from the sun*. www.powerfromthesun.net. Consulta: diciembre 2017.

es de aproximadamente 1373 W/m² según la escala del Organización Mundial de Meteorología (WMO, por sus siglas en inglés), y de 1353 W/m² con una variación del 3 %, según la Administración nacional de la aeronáutica y del espacio (NASA, por sus siglas en inglés).

La dirección en la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos ubicados en la superficie terrestre distingue entre dos componentes, los cuales son parte de un modelo simple, en el que existe irradiación solar directa e irradiación solar difusa. La suma de ambas es la irradiación total, o global, incidente. La irradiación solar directa es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del Sol sin ser reflejada o refractada en la atmósfera u otro cuerpo. La irradiación solar difusa es aquella cuya dirección ha sido modificada por partículas atmosféricas, o que ha sido reflejada desde otros cuerpos, por lo tanto, esta irradiación se considera proveniente desde todas direcciones⁵.

La irradiación depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado, y la dirección de incidencia de los rayos solares. En cada ubicación, la inclinación de la superficie terrestre respecto de dicha irradiación depende de la hora del día para cierta localización en latitud y longitud. Este ángulo está formado entre el vector normal a la superficie en dicho punto y el vector paralelo a la dirección de incidencia de la radiación solar.

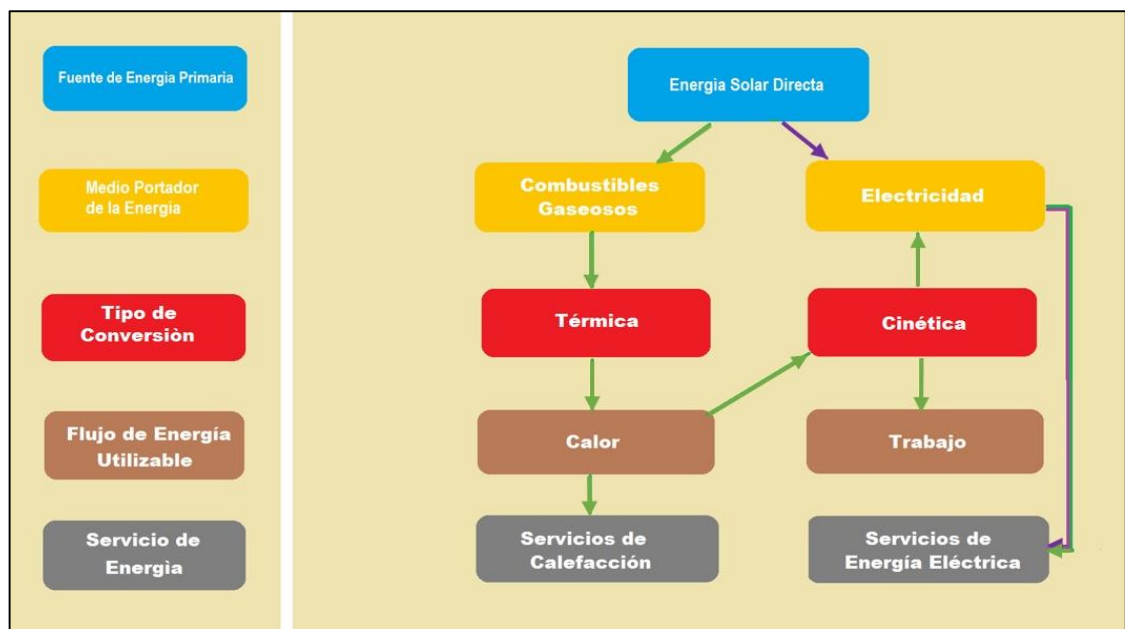
2.1.3. Aprovechamiento de la energía solar

La energía solar produce en la Tierra de forma indirecta energía eólica, al producir viento debido a la diferencia de temperatura y presión en la atmósfera. También energía hidráulica, al permitir el ciclo del agua que se transporta desde

⁵ STINE, William y GEYER, Michael. *Power from the sun*. www.powerfromthesun.net. Consulta: diciembre de 2017.

los océanos calientes, hasta convertirse en lluvia en las montañas; y energía oceánica o maremotriz, debido a que la diferencia de temperatura entre la superficie caliente de los océanos y la de las profundidades produce las corrientes oceánicas o mareas. Sin embargo, como se observa en la figura 4, puede aprovecharse de forma directa al utilizarse un sistema de almacenamiento térmico o utilizando el efecto fotoeléctrico, es decir, por medios fotovoltaicos.⁶

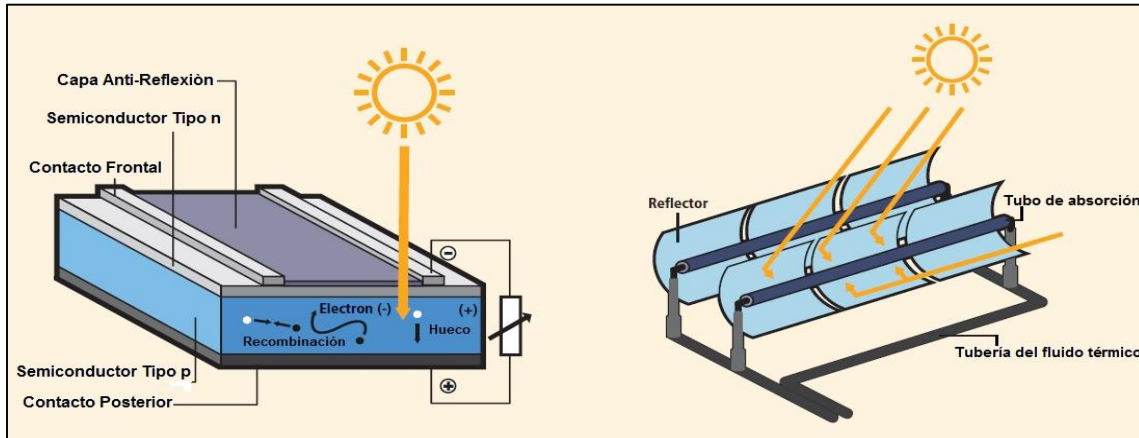
Figura 3. **Conversión de energía solar en otros tipos de energía**



Fuente: elaboración propia.

⁶ IPCC. *Special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. p.37-39.

Figura 4. **Sistemas de generación solar: fotovoltaica y térmica**



Fuente: IPCC. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. p 61.

2.1.3.1. **Aprovechamiento térmico de la energía solar**

Al concentrar la potencia solar, a través de colectores, se produce energía térmica, para calentamiento o refrigeración; los medios para calentamiento se producen por la concentración óptica de energía solar para obtener mayor potencia, transportada ya sea en fluidos u otros materiales conductores de calor. Los colectores solares concentran la radiación solar para calentar un fluido de trabajo a altas temperaturas; el fluido de trabajo, una vez calentado, es usado para la generación de vapor por medio de un intercambiador de calor y de esta manera se puede trabajar como una planta de generación por conversión térmica a eléctrica, es decir, por medio de turbinas de vapor.

El almacenamiento de la energía de forma térmica permite la operación de la planta aún en períodos sin la radiación solar adecuada. La figura 3 permite

observar la conversión de la energía desde energía solar hasta otros tipos de energía útil.

2.1.3.2. Aprovechamiento fotovoltaico

Otra forma de generar electricidad, aprovechando la energía solar, es el uso de celdas fotovoltaicas. Estos dispositivos convierten la energía solar que irradia sobre ellos directamente en electricidad, debido al efecto fotoeléctrico y a las propiedades de semiconductores.

En los términos más simples, una hoja de materiales semiconductores recibe irradiación del Sol; esta hoja consiste en dos capas distintas formadas luego del dopaje del silicio, resultando en las capas de semiconductores tipo p y tipo n.

Los fotones, provenientes del Sol, irradian la celda fotovoltaica generando pares de huecos y electrones que se separan debido a un campo eléctrico interno, creando una carga negativa y una carga positiva en lados opuestos de la celda, y la separación de estas cargas crea un voltaje. Cuando ambos lados de la celda están conectados a una carga, se produce una corriente eléctrica sobre la carga, funcionando la celda como una fuente de corriente directa.

2.2. Descripción del diodo

El dispositivo no lineal más sencillo y básico es el diodo. El diodo posee dos terminales, aunque a diferencia de un resistor, la curva característica entre la corriente y el voltaje es no lineal. Para comprender el funcionamiento del diodo, debe iniciarse con un elemento ideal.

2.2.1. Semiconductores

Un material semiconductor es aquel que posee un nivel de conductividad que se localiza entre los extremos de un dieléctrico y de un conductor. Las características de los materiales semiconductores como el germanio y el silicio, aun sin ser los únicos materiales semiconductores, son aquellas que han recibido el grado más amplio de interés para el desarrollo de dispositivos semiconductores. Una consideración especial para este desarrollo específico es la fabricación con un grado de pureza muy elevado. La razón de esto se entiende al considerar la incorporación de una impureza de forma intencional, alterando las características del material. Esta habilidad para transformar las características eléctricas del material a través del agregado intencional de impurezas, en un material con grados de pureza elevados, se conoce como dopaje del semiconductor.

Cualquier material compuesto únicamente de estructuras cristalinas repetidas del mismo tipo, como es el caso del silicio o el germanio, se denomina estructura de monocristal, donde la periodicidad de su estructura no se altera notablemente aun con la adición de impurezas. Los materiales intrínsecos son aquellos semiconductores que se han refinado con el objetivo de reducir las impurezas en el material, siendo este de elevada pureza.⁷

Tanto el silicio como el germanio poseen cuatro electrones en el nivel de energía exterior o capa de valencia del átomo, denominándose a este tipo de elementos como tetravalentes. En el caso de un cristal puro, estos cuatro electrones de valencia se encuentran enlazados con cuatro átomos adyacentes, por medios de un enlace covalente. A pesar del vínculo que existe entre los

⁷ BOYLESTAD, Robert y NASHESKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. p. 7-8.

electrones de valencia y su átomo, reforzado por el enlace covalente, es posible que estos adquieran suficiente energía cinética para poder romper el enlace y asumir un estado de electrón libre. Este electrón será sensible a la aplicación de campos eléctricos, y las causas de esta liberación pueden ser la energía luminosa en forma de fotones o la energía térmica del entorno. En un material semiconductor e intrínseco, los electrones libres generados exclusivamente por causas naturales se conocen como portadores intrínsecos.

Un aumento en la temperatura de un semiconductor puede ocasionar un incremento sustancial en el número de electrones libres en el material, esto reduce la resistividad y, por lo tanto, se considera que el coeficiente de temperatura del material es negativo; esto es contrario a la mayoría de conductores, donde la resistividad se incrementa con la temperatura. La explicación de esto es el aumento del número de portadores intrínsecos, que es mayor para semiconductores que para conductores.

La cantidad de portadores intrínsecos que existen en un semiconductor es mayor que la que sucede en un conductor, debido a los niveles discretos de energía asociados a cada electrón que orbita en la capa de valencia. Cada material posee su propio conjunto permitido de niveles de energía para los electrones en su estructura atómica; el estado de energía depende de la distancia del electrón respecto del núcleo, es mayor mientras haya más distancia. Si el electrón ha abandonado su átomo, este posee un estado de energía mayor que cualquier otro electrón dentro de la estructura atómica.

La ionización es el mecanismo por medio del cual un electrón puede absorber energía suficiente para escapar de la estructura atómica hacia un nuevo nivel de energía, conocido como banda de conducción. En los materiales

conductores, existen menos electrones en la capa de valencia, aun estando más alejados del núcleo, por lo tanto, fácilmente pasan a la banda de conducción.

En los materiales aislantes, existen más electrones en la capa de valencia, pero están más cerca del núcleo, de ahí que necesitan una gran cantidad de energía para pasar a la banda de conducción. Los semiconductores poseen una cantidad considerable de electrones en la capa de valencia, pero la distancia respecto del núcleo no es tan cercana, debido a ello necesitan menos energía para pasar a la banda de conducción.⁸

Un material extrínseco, es un material semiconductor que ha sido tratado en un proceso de dopaje. A pesar de que las impurezas son proporcionalmente muy pequeñas en número, pueden alterar la estructura de las bandas de energía, modificando las propiedades eléctricas del material.

2.2.1.1. Semiconductores tipo n

Mediante la adición de ciertos átomos pentavalentes, es decir, con un número de valencia igual a cinco, las características eléctricas del material intrínseco pueden alterarse de manera considerable. Suponiendo que el dopaje se realizó sobre silicio, el efecto sería de cuatro enlaces covalentes, con un quinto electrón adicional que pertenece al átomo de impureza y que permanece desasociado de cualquier enlace covalente.

Este electrón sobrante, que tiene un enlace débil con su átomo, se encuentra libre, cediéndolo a la estructura cristalina. En este caso, se reduce la cantidad de energía necesaria para que los electrones en el silicio puedan ser

⁸ BOYLESTAD, Robert y NASHIELSKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. p.7-8.

liberados y pasar a la banda de conducción. Debe recordarse que la carga eléctrica del material sigue siendo neutral, ya que el número de protones en el núcleo del átomo pentavalente aumenta también la cantidad de cargas positivas, manteniendo la cantidad contra las negativas.

En el material tipo n, el resultado total del proceso de dopaje, será un aumento en el número de electrones que excede al número de vacantes para estos. En este material, el electrón se denomina portador de carga mayoritario, y es esta precisamente la razón de que el material se conozca cómo tipo n: la carga de los portadores mayoritarios es negativa. Los átomos donadores, al entregar el electrón que no posee enlace covalente, se convierten en iones positivos. Estos iones son portadores de carga minoritarios, ya que existen más electrones libres que vacantes para ocupar.⁹

2.2.1.2. Semiconductores tipo p

Mediante el dopado de un cristal o material intrínseco, de cualquier semiconductor, con átomos tetravalentes que se consideran las impurezas, se alteran las propiedades eléctricas del material. En este caso, existe un número insuficiente de electrones para completar los enlaces covalentes de la red cristalina. La vacante resultante, que carece de enlace covalente, se conoce como hueco electrónico, y se representa por un círculo vacío o un signo positivo.

Esto se aclara para evitar la confusión acerca de partículas positivas, protones, o positrones, ya que el concepto del hueco electrónico aceptara fácilmente un electrón libre, y estos átomos tetravalentes se denominan por esta

⁹ BOYLESTAD, Robert y NASHELSKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. p.7-8.

razón aceptores. De la misma forma que los materiales tipo n, los tipo p son eléctricamente neutros.

En el material tipo p, el número de huecos electrónicos sobrepasa al número de electrones de la red, por lo tanto, el hueco electrónico es el portador de carga mayoritario, siendo los electrones el minoritario. Los huecos electrónicos atraen portadores de carga negativos, comportándose como cargas positivas, aún sin ser partículas como tal. Este razonamiento identifica a los huecos como portadores de cargas positivas, denominando al material como tipo p. En este material, los átomos aceptores pueden alojar un electrón en uno de sus enlaces vacantes, convirtiéndose en iones negativos o aceptores, sin embargo, son portadores minoritarios debido a la mayor cantidad de huecos electrónicos, mayor que la cantidad de electrones.¹⁰

2.2.2. Diodo ideal

Las características del diodo idealizado lo asemejan a un interruptor sencillo. El término idealizado se refiere a cualquier dispositivo o sistema que posea características perfectas en cualquier sentido, sirviendo únicamente como base de comparaciones, ya que en la realidad es inalcanzable. Este dispositivo de dos terminales, conocidas como ánodo y cátodo, se ilustra en las figuras 5 y 6, junto a su curva característica de corriente y voltaje.

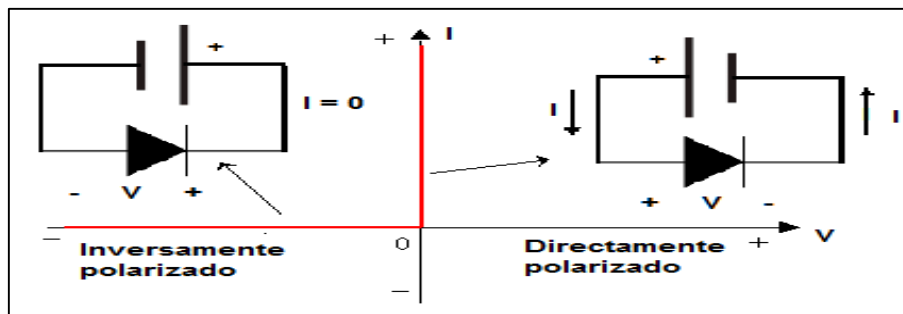
¹⁰ BOYLESTAD, Robert y NASHELSKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. p.7-8.

Figura 5. Representación de un diodo ideal



Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Curva de respuesta de un diodo ideal



Fuente: elaboración propia.

El funcionamiento se interpreta, siguiendo los esquemas ilustrados, como sigue: al aplicar un voltaje negativo en el ánodo y uno positivo en el cátodo, no circula corriente y el diodo se comporta como un circuito abierto. Esta conexión del diodo permite que opere de modo inversamente polarizado, y para el diodo ideal se tiene una corriente de valor cero, por lo tanto se dice que está en corte.

Si una corriente positiva, es decir el voltaje negativo en el cátodo y el positivo en el ánodo, se aplica a un diodo ideal, la caída de voltaje es igual a cero y está en conducción; el diodo se comporta como un cortocircuito, y esta conexión del diodo se conoce como modo directamente polarizado. Las características del

diodo ideal son las mismas que las de un interruptor pero solo permite la conducción de corriente en una sola dirección.¹¹

Las terminales de los diodos poseen los nombres de ánodo, para la terminal positiva, y cátodo, para la terminal negativa. Estos nombres son remanentes de la época de diodos de tubos al vacío. La curva característica de corriente y voltaje del diodo es no lineal, constando de dos segmentos rectos pero perpendiculares entre sí; una curva no lineal formada por segmentos rectos es lineal por partes.

Un dispositivo con una característica así, puede considerarse como un elemento de circuito lineal solo a lo largo de uno de los segmentos lineales, sin embargo, si las señales pasan por uno o más puntos de ruptura de la curva característica, ya no será posible un análisis lineal. De cualquier manera, es más frecuente el último caso que el caso ideal.

2.2.3. Diodos de unión

En la figura 7, el diodo semiconductor se forma al unir dos materiales, contruidos a partir de la misma base, siendo uno de ellos tipo p y el otro tipo n. Al unir estos materiales, los portadores de carga mayoritarios, siendo electrones o huecos electrónicos respectivamente, se combinarán en la región de unión.

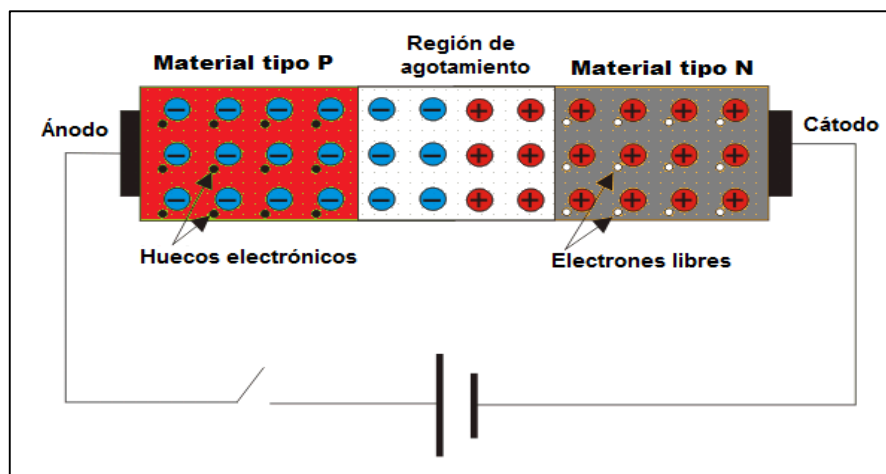
En las regiones cercanas a la de unión, se originará una carencia de portadores de carga; al tomar en cuenta la región de unión y las regiones adyacentes de iones positivos y negativos recién formados debido a la disminución de portadores de carga, se obtiene una región que se conoce como región de agotamiento.¹²

¹¹ BOYLESTAD, Robert y NASHELSKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. p.11-12.

¹² *Ibíd.*

La ionización térmica en esta región resulta en electrones libres y huecos electrónicos en iguales números y en concentraciones iguales. Estos se mueven al azar, permitiendo en este proceso, denominado recombinación, que algunos electrones ocupen algunos huecos electrónicos. La rapidez de recombinación es proporcional a la cantidad de portadores de carga libres, que también está determinado por la rapidez de ionización del material, la cual está en función de la temperatura.

Figura 7. **Representación electrónica de un diodo de unión**



Fuente: elaboración propia.

El movimiento al azar debido a la agitación térmica está asociado con la difusión. Si la concentración de electrones libres se hace más alta en una parte del material, respecto de otra, entonces los electrones inician el proceso de difusión de la región de alta concentración hacia la de baja concentración. Este proceso de difusión da como resultado un flujo de carga denominado corriente de difusión. Debido a que la concentración de huecos es alta en la región p y baja en la región n, estos se difunden a través de la unión; de manera similar sucede una difusión de electrones libres del material tipo n hacia el tipo p.

El movimiento de los portadores de cargas en semiconductores también puede asociarse al desplazamiento que ocurre cuando se aplica un campo eléctrico en los terminales del material. Los portadores de carga son acelerados por el campo eléctrico y adquieren una velocidad, la cual se superpone a la velocidad de movimiento térmico, que se conoce como velocidad de desplazamiento. Los electrones se desplazan en una dirección opuesta a la del campo eléctrico aplicado, cambiando de perspectiva, los huecos electrónicos se desplazan en la dirección del campo ya que es proporcional al lugar vacante que deja un electrón al desplazarse. La corriente de desplazamiento se obtiene al combinar la densidad de corriente de los electrones libres y la de los huecos electrónicos.

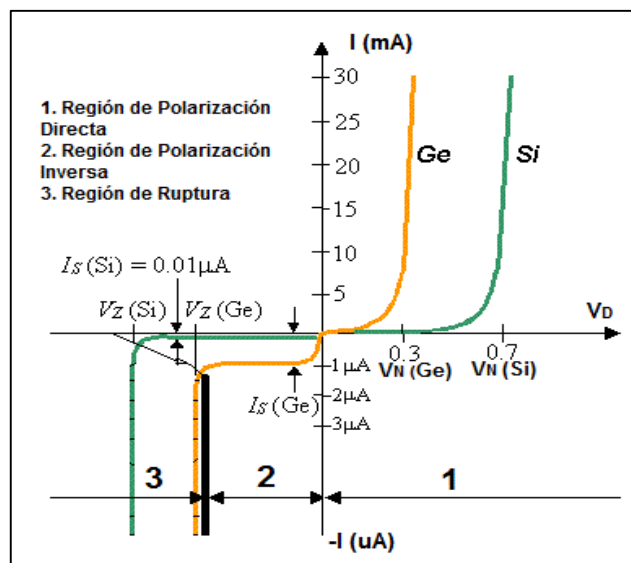
Sin un voltaje aplicado, cualquier portador de carga minoritario, ya sea en el material tipo p o en el tipo n, fluiría directamente hacia la región de unión, difundándose en el otro material. Así, los huecos electrónicos en el material tipo n fluirán hacia el material tipo p; siendo similar para el caso de los electrones libres en el material tipo p.

Los portadores de carga mayoritarios deben superar las fuerzas de atracción de la capa de iones recién formada, así como las fuerzas de repulsión del otro material, tratando de migrar hacia el área que se encuentra más allá de la región de agotamiento. Sin embargo, el flujo neto de carga en cualquier dirección del semiconductor es cero, ya que la corriente de desplazamiento y la corriente de difusión suceden en direcciones contrarias, permitiendo una densidad de corriente nula.

En la figura 8 se puede observar el estudio de las características de los diodos reales, en especial de aquellos a base de silicio, al aplicar un voltaje entre sus terminales. La curva característica de corriente y voltaje de un diodo posee

algunas escalas expandidas y otras comprimidas, con detalles curvos y con discontinuidad en el origen, además de un valor de ruptura en polarización inversa.

Figura 8. **Curva de respuesta de un diodo real de silicio y uno de germanio**



Fuente: elaboración propia.

2.2.3.1. Región de polarización directa

En la región de operación en polarización directa, la relación de corriente y voltaje se aproxima a la siguiente ecuación:

$$I = I_s(e^{(V_D/nV_t)} - 1)$$

Donde I_s es una constante específica a una temperatura dada, conocida como corriente de saturación o de escala, siendo esta directamente proporcional

al área de sección transversal del diodo. Para diodos de pequeño tamaño, esta corriente llega a ser del orden de 10^{-15} A; sin embargo, como regla práctica la corriente de saturación se duplica en valor por cada 5°C de aumento en temperatura¹³.

La constante n tiene un valor entre 1 y 2, dependiendo del material y de la estructura física del objeto, tiene un valor de 1 para aquellos fabricados como parte de circuitos integrados. Los diodos comerciales, que se encuentran como componentes discretos de dos terminales suelen exhibir un valor de n igual a 2. El voltaje V_T se conoce como voltaje térmico, y está dado por la siguiente ecuación:

$$V_T = kB * \frac{T}{q}$$

Donde kB es la constante de Boltzmann, igual a 1.38064 J/K , T es la temperatura absoluta en grados kelvin K , y q es la magnitud de la carga del electrón ($1.60 \times 10^{-19} \text{ C}$). A la temperatura ambiente, es decir 20° C , este valor se aproxima a 25 mV .

En esta región de operación, se puede observar que la corriente en el diodo es muy cercana a cero para un V_D menor de aproximadamente 0.5 V para la curva del diodo de silicio. Este valor se conoce como voltaje de conducción, y es resultado de la relación exponencial entre voltaje y corriente en el diodo, así también es consecuencia de esta relación el rápido aumento de la corriente al llegar al valor de voltaje para conducción completa V_N .

¹³ SEDRA, Adel y SMITH, Kenneth. *Circuitos microelectrónicos*. p.154-155.

Esto da lugar a un modelo simple del diodo real, donde se supone que un diodo en estado de conducción posee una caída de tensión aproximadamente de $0.7 V$ en sus terminales. En cuanto a la potencia de los diodos, estos exhiben una caída de $0.7 V$ a corrientes diferentes, entonces con diferentes áreas transversales y diferentes I_S , poseen diferentes potencias aun con una caída de $0.7 V$; es en esto que se diferencian los diodos a pequeña señal (con corrientes nominales de $1 mA$ por ejemplo) de diodos de potencia (con corrientes nominales desde $1 A$ hasta más).

2.2.3.2. Región de polarización inversa

En la región de polarización inversa se predice que haciendo el voltaje aplicado negativo y unas pocas veces mayor que el voltaje térmico, el término exponencial se hace tan pequeño que es despreciable y la corriente del diodo se convierte en:

$$I \cong -I_S$$

El número de iones positivos en la región de agotamiento del lado del material tipo n se incrementará, debido al gran número de electrones libres atraídos por el potencial positivo del voltaje aplicado. De la misma manera sucede en el material tipo p.

El efecto sobre la región de agotamiento será un aumento de iones, por lo tanto, acrecentando esta región, se establece una barrera que detendrá el paso de los portadores de carga mayoritarios lo cual reduce hasta valores cercanos a cero el flujo de estos entre ambas terminales, siempre que no se alcance la región de ruptura.

2.2.3.3. Región de ruptura

Esta región de operación del diodo, se presenta cuando la magnitud del voltaje inverso excede el valor de umbral específico al diodo, este valor de umbral se conoce como voltaje de ruptura V_Z . Este voltaje, a veces conocido como de rodilla por la traducción del inglés *knee*, es de especial importancia en los dispositivos conocidos como diodos Zener. En la región de ruptura aumenta con gran rapidez la corriente, inversa dada la polarización, y es muy pequeño el aumento correspondiente de caída de voltaje.

Esto no significa la destrucción del diodo, es decir, puede operar en esta región si la potencia disipada en el diodo se limita por medio de circuitos externos; los parámetros de seguridad para el funcionamiento se indican en las hojas de datos de los dispositivos, por lo tanto, se limita la corriente inversa de la región de ruptura con el valor consistente de disipación de potencia indicada en las hojas de datos.

2.3. Funcionamiento y descripción de paneles fotovoltaicos

Los convertidores fotovoltaicos son dispositivos semiconductores que convierten parte de la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica. Una demostración pública de celdas solares ocurrió en 1955,¹⁴ en Georgia EE.UU., donde un pequeño panel con celdas de silicio fue usado para proveer energía eléctrica, la cual fue usada para cargar una batería usada por equipo telefónico. Desde entonces, el desarrollo y progreso de esta tecnología ha permitido una disminución del costo de fabricación de celdas fotovoltaicas, aumentando su rendimiento hasta un 40 % hoy día.

¹⁴ DUFFIE, John y BECKMAN, William. *Solar engineering of thermal processes*. p.746.

Las celdas fabricadas en la década de 1980 alcanzaban una eficiencia de 5 %, tenían un área de hasta dos centímetros cuadrados, y alcanzaban salidas de unos cuantos milivoltios. Actualmente, se ha mejorado la eficiencia y los módulos. Los conjuntos de celdas fotovoltaicas han sido manufacturados con áreas que cubren varios metros cuadrados, abarcando una gran cantidad de dispositivos desde relojes de pulsera, calculadoras, sistemas de comunicación en áreas remotas, hasta ser el medio de energía usado en la mayoría de satélites lanzados desde el inicio de los programas espaciales y, por supuesto, son usados en plantas de generación en un sistema de potencia.

2.3.1. Efecto fotoeléctrico

En las circunstancias correctas la luz puede usarse para liberar electrones de la superficie de un sólido. Este proceso se conoce como efecto fotoeléctrico o emisión fotoeléctrica. El material que exhiba este comportamiento es conocido como fotoemisor y a los electrones eyectados se les conoce como fotoelectrones; pero no existe en realidad diferencia alguna entre este y los demás electrones, todos los electrones son idénticos en masa, carga, spin y momento magnético.

Todas las formas de radiación electromagnética transportan energía y es bastante sencillo imaginar que esta energía está siendo usada para empujar partículas diminutas de carga negativa fuera de la superficie de un metal, al que no estaban sujetas fuertemente para empezar. Sin embargo, la era de la física moderna es una de descubrimientos completamente inesperados e inexplicables; investigaciones subsiguientes sobre el efecto fotoeléctrico presentaron resultados que no concordaban con la teoría clásica de radiación electromagnética de James Clerk Maxwell (Escocia, 1831-1879).

Cuando la luz interactuaba con electrones, esta no se comportaba como se suponía que sucedería; reparar este error en la teoría requería más que una simple corrección, significaba reconstruir una gran parte de la física desde los cimientos.

2.3.1.1. Hertz: observación del fenómeno

El efecto fotoeléctrico fue observado por primera vez en 1887 por Heinrich Hertz (Alemania, 1857-1894) durante la experimentación con un generador de señales a través de un entrehierro, como la forma más temprana de receptor de radio. En estos experimentos, una descarga se genera entre dos pequeñas esferas de metal en el transmisor para inducir una descarga similar entre dos esferas de metal deferentes en el receptor. Hertz encontró que podía incrementar la sensibilidad de su dispositivo al iluminarlo con luz visible o ultravioleta. Más tarde, estudios por J.J. Thomson (EE.UU., 1856-1940) en 1897 demostraron que el aumento de sensibilidad era el resultado de la luz ejerciéndose sobre los electrones.

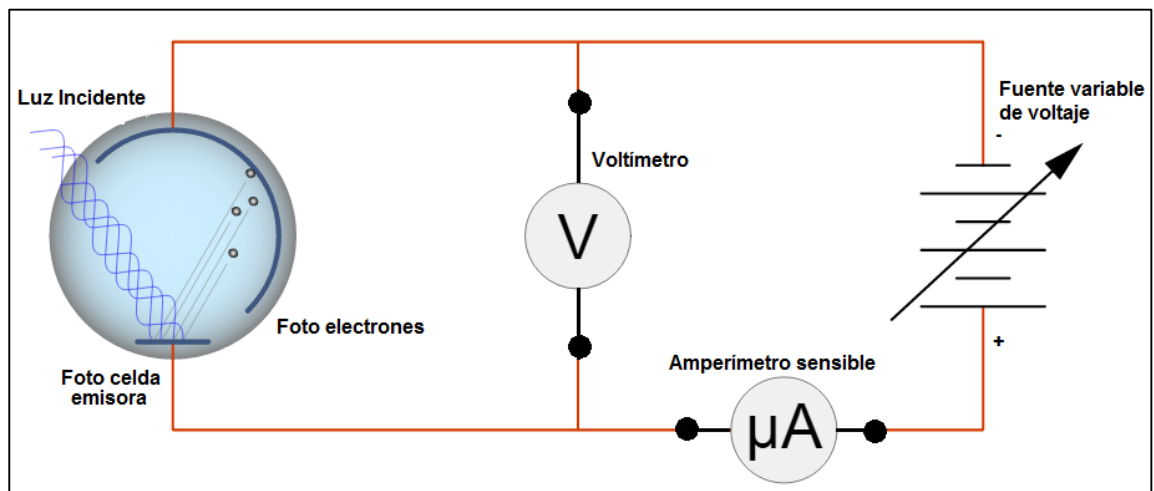
2.3.1.2. Lenard: experimentación del efecto fotoeléctrico

Phillipp Lenard (Eslovaquia, 1862-1947), un asistente de Hertz y posteriormente ganador del Premio Nobel en 1905 por su investigación sobre rayos catódicos y el descubrimiento de muchas de sus propiedades, fue el primero en registrar estudios científicos del efecto fotoeléctrico. Lenard usó superficies metálicas que fueron primeramente limpiadas y luego guardadas en vacío, de tal manera que el efecto pudiera ser estudiado solamente sobre el metal sin ser afectado por contaminantes en la superficie u oxidación. La muestra metálica fue protegida en un tubo de vidrio al vacío, junto a una segunda placa

montada en el extremo opuesto, y el tubo se posicionó de manera que la luz pudiera irradiar solo en la primera placa metálica, la cual estaba hecha del material fotoemisor bajo investigación.

Lenard conectó su dispositivo a un circuito eléctrico con una fuente variable de potencia, un voltímetro y un amperímetro muy preciso, del orden de los microamperios. A continuación, iluminó la superficie fotoemisora con luz de diferentes frecuencias e intensidades. El circuito esquemático se ilustra en la figura 9.

Figura 9. **Circuito fotoeléctrico de Lenard**



Fuente: elaboración propia.

Al expulsar electrones fuera de la placa fotoemisora le concedió a esta una pequeña carga positiva. Ya que la segunda placa estaba conectada a la primera a través del circuito, esta entonces tendría una carga positiva, atrayendo los fotoelectrones libres en el vacío hacia sí misma, permitiendo entonces el retorno a la placa desde la que fueron emitidos. Este experimento no crea electrones a

partir de la luz, solamente utiliza la energía de la luz para empujar electrones que ya existen en el circuito. La corriente fotoeléctrica generada por este medio era muy pequeña, pero pudo ser medida con el micro-amperímetro, que consistía en un galvanómetro muy sensible con una deflexión máxima de solo unos pocos microamperios. También sirvió como medida de la razón a la cual los fotoelectrones estaban dejando la superficie del material fotoemisor.

Ya que la fuente de voltaje está conectada en la parte negativa con la placa que no está siendo iluminada, entonces se establece una diferencia de potencial que trata de empujar a los fotoelectrones hacia la superficie fotoemisora. Cuando la fuente se establece en un bajo voltaje, entonces, atrapa a los electrones menos energéticos, reduciendo la corriente a través del micro-amperímetro.

Al incrementar el voltaje se recuperan los electrones más energéticos, hasta que ninguno es capaz de dejar la superficie del material y el micro-amperímetro lee cero amperios. El voltaje al cual esto sucede se conoce como potencial de paro o de frenado; es una medida de la máxima energía cinética de los electrones emitidos como resultado del efecto fotoeléctrico.

Lenard descubrió que la intensidad de la luz incidente no tenía efecto alguno en la máxima energía cinética de los fotoelectrones. Aquellos expulsados luego de la exposición a una luz muy brillante tenían la misma energía que aquellos expulsados luego de la exposición a una luz muy tenue, pero de la misma frecuencia. Sin embargo, de acuerdo con la ley de conservación de la energía, más electrones debían ser expulsados por una luz brillante que por una tenue.

2.3.1.3. Millikan: relación entre la frecuencia y la energía

Más adelante, durante los experimentos realizados notablemente por el físico Robert Millikan (EE.UU., 1865-1953), se encontró que la luz con frecuencias debajo de cierto valor de corte, conocida como frecuencia umbral, no podría eyectar fotoelectrones de la superficie metálica sin importar que tan brillante fuera la fuente. Este resultado era inesperado, dado que es posible mover electrones con la luz y que la energía en el haz de luz está relacionada con su intensidad según lo que se consideraba entonces. La física clásica predecía que un haz más intenso podría eyectar electrones con mayor energía que un haz menos intenso, sin importar la frecuencia. Sin embargo, este no era el caso.

La mayoría de elementos poseen frecuencias umbrales que son ultravioleta, y solo unos pocos poseen esta frecuencia tan abajo en la escala del espectro electromagnético para ser afectados por luz verde o amarilla. Los materiales con las frecuencias umbrales más bajas son todos los semiconductores, algunos incluso en la región infrarroja.

El modelo clásico de la luz la describe como una onda electromagnética transversal, y no se dudaba de este modelo hasta que predijo una relación entre la energía y la amplitud de la onda, que no correspondía con la relación entre energía y frecuencia descrita en los experimentos anteriores.

Además, los fotoelectrones parecían ser disparados de la superficie metálica velozmente, demasiado rápido. Cuando las intensidades de luz son muy bajas, la razón a la cual la energía se entrega en la superficie es muy baja, por lo tanto debería tomar un tiempo proporcional para que un electrón capture

suficiente energía para ser eyectado. Sin embargo, no sucede así. En el instante que la luz con una frecuencia apropiada de cualquier intensidad, incide sobre una superficie fotoemisora, al menos un electrón fue siempre eyectado inmediatamente, en el rango de los nanosegundos.

2.3.1.4. Planck: teoría cuántica

La física moderna inició en 1900 con el joven físico Max Planck (Alemania, 1858-1947), al examinar los datos de la radiación que emitían los sólidos calentados a diferentes temperaturas. Planck descubrió que atómicamente se emite energía pero solamente en cantidades discretas. Este hallazgo fue revolucionario ya que según la física clásica la energía era un proceso con características de continuidad y, por lo tanto, la radiación liberada podría tener cualquier valor. A este descubrimiento, se le conoce como teoría cuántica de Planck.

Cuando los sólidos se calientan, estos emiten radiación electromagnética de un amplio rango de frecuencia. La luz blanca emitida por una lámpara de tungsteno es un buen ejemplo de la radiación que emiten los sólidos calentados. Las mediciones realizadas a finales de 1900 demostraron que la cantidad de energía radiante que emitía un objeto a cierta temperatura dependía de su frecuencia; las teorías clásicas de termodinámica y electromagnetismo no permitían una explicación satisfactoria.

Planck resolvió el problema al suponer que los átomos y moléculas interactuaban energéticamente solo en cantidades discretas, como pequeños paquetes o cúmulos. A la mínima cantidad de energía que se podía emitir en forma de radiación electromagnética, Planck la nombró cuanto. La energía de solo un cuanto de energía está dada por la siguiente ecuación:

$$E = h\nu$$

El valor de la constante de Planck h es de $6.63 \times 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$, y ν es la frecuencia de la radiación. De acuerdo con la teoría cuántica, la energía se emite en múltiplos de $h\nu$, sin embargo, al momento de presentar su teoría no podía explicar la razón por la cual las energías eran fijas o se agrupaban en cuantos. Con esta hipótesis, no tuvo problemas para correlacionar los datos experimentales de las emisiones de los sólidos en todos los rangos de frecuencia de onda, dándole validez a su teoría aún sin una explicación.

2.3.1.5. Einstein: explicación del efecto fotoeléctrico

Los dos factores que afectan la máxima energía cinética de los fotoelectrones son la frecuencia de la radiación incidente y el material en la superficie. El genio que entendió lo que estaba sucediendo fue Albert Einstein (Alemania, 1879-1955), en 1905 al publicar un trabajo llamado: *Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz*. Solo un par de años luego de que Planck presentara la teoría cuántica, Einstein la aplicó para resolver el dilema del efecto fotoeléctrico. La teoría electromagnética que explicaba a la luz no podía explicar el efecto fotoeléctrico, pero Einstein redactó una hipótesis que consideraba un haz de luz como un torrente de partículas, y su comportamiento se debía a que estaba compuesto de pequeñas partículas que más adelante se denominaron fotones, donde la energía de cada partícula era proporcional a la frecuencia de la radiación electromagnética que irradiaba sobre el material.

Einstein dedujo que cada una de estas partículas de luz, o fotones, deben poseer una energía de acuerdo con la ecuación de Planck:

$$E = h\nu$$

Los electrones se mantienen unidos en el metal por fuerzas de atracción, para lograr la eyección de esos se necesita un haz de radiación electromagnética que posea una frecuencia lo suficientemente alta, relacionándolo ahora también como una energía lo suficientemente alta. La radiación incidente sobre una superficie metálica es explicada como una descarga de fotones sobre los átomos del metal. Si la frecuencia de los fotones es de una magnitud tal que iguale a la energía del enlace de los electrones en la superficie metálica, estos adquirirán suficiente energía para ser emitidos; si los fotones son más energéticos, los electrones además de ser emitidos también adquieren cierta energía cinética.

El efecto fotoeléctrico fue descrito utilizando las ecuaciones de energía cinética máxima de los fotoelectrones, respecto de la frecuencia de los fotones absorbidos, y la frecuencia umbral de la superficie fotoemisora. Puede ser también respecto de la energía absorbida por los fotones y en función del trabajo en la superficie.

$$E_{k(\max)} = h(f - f_0)$$

$$E_{k(\max)} = E - W$$

Donde el primer término es la energía absorbida por los fotones, en función de su frecuencia o longitud de onda. De la misma forma, la función de trabajo depende de la frecuencia o longitud de onda de umbral.

$$E = hf = \frac{hc}{\lambda}$$

$$W = hf_0 = \frac{hc}{\lambda_0}$$

La energía cinética máxima de los fotoelectrones, con carga atómica del electrón, puede ser determinada según la experimentación de Lenard por el voltaje de paro o de frenado:

$$V_0 = \frac{E_{k(max)}}{e}$$

$$E_{k(max)} = eV_0$$

$$V_0 = \frac{h(f - f_0)}{e}$$

Cuando la carga se da en coulomb, esta energía posee como unidad de medida el julio; cuando la carga se da en forma elemental, la energía se calcula en electrón voltios. La constante de Planck puede poseer los siguientes valores.

Tabla IV. **Constante de Planck**

	Unidades del SI	Unidades en forma elemental
<i>h</i>	6,63 x 10 ⁻³⁴ J.s	4,14 x 10 ⁻¹⁵ eV. s

Fuente: Constante de Planck. https://es.wikipedia.org/wiki/Constante_de_Planck. Consulta: 1 de febrero 2018.

Considerando entre dos haces de luz que poseen la misma frecuencia pero diferentes intensidades, entonces el haz de luz más intenso consta de un mayor número de fotones, por consiguiente, emite más electrones de la superficie metálica. De esta forma, se explicó que mientras más intensa sea la luz incidente, mayor será el número de electrones emitidos por la superficie metálica; además a mayor frecuencia de la radiación, mayor energía cinética de los electrones emitidos. La energía del electrón se incrementa con la frecuencia de forma lineal, iniciando desde la frecuencia umbral.

La pendiente debe ser la misma para cualquier material, siendo igual a la constante de Planck, lo que demuestra que la relación entre la energía y la frecuencia es constante para todos los materiales. Cabe recordar que no sucede una fotoemisión debajo de la frecuencia umbral, y esta frecuencia es una propiedad del material fotoemisor.

2.3.1.6. La naturaleza dual de la luz

La teoría cuántica de Planck, además de la explicación de Einstein del efecto fotoeléctrico, proporcionó un dilema a los científicos de ese momento. En primer lugar, la teoría explicaba el efecto fotoeléctrico; en segundo lugar, sin embargo, la teoría de la partícula de luz no era consistente con el comportamiento de la radiación electromagnética como una onda transversal. Debía aceptarse la idea de que la luz, o la radiación electromagnética en general, poseen propiedades tanto de partícula como de onda.

De acuerdo con el tipo de experimento, la luz se comporta como onda o como torrente de partículas. El concepto de dualidad de la luz era muy diferente de la concepción hasta ese momento sobre la materia y la radiación, sin embargo, la naturaleza dual no era exclusiva de la luz, ya que más adelante se descubrió que es característica de toda la materia, incluidos los electrones.¹⁵

2.3.2. Celdas fotovoltaicas

La radiación solar incidente puede ser considerada como una unidad discreta de energía, bajo esta perspectiva Albert Einstein desarrolló en los años veinte el concepto del fotón, dado que las observaciones experimentales no

¹⁵ SERWAY, Raymond y JEWETT, John. *Física para ciencias e ingeniería con física moderna*. p.195.

coincidían con el modelo clásico de ondas de luz. En el modelo clásico desarrollado por James Clerk Maxwell y comprobado por Heinrich Rudolf Hertz, la luz era radiación electromagnética, explicada a través de la ecuación de onda. Un fotón es el cuánto de todas las formas de radiación electromagnética y entre ellas, la luz visible, exhibiendo un comportamiento dual de onda y partícula, comprobado en 1927 por Arthur H. Compton.

El producto de la frecuencia y la longitud de onda es la velocidad de la luz; y la energía del fotón es una función de la frecuencia de la radiación electromagnética, y está dado en función de la constante de Planck.

$$C = \lambda v$$

$$E = hv$$

Entonces: C es la velocidad de la luz, λ es la longitud de onda, v la frecuencia, E la energía y h la constante de Planck. Los fotones con más energía son aquellos de mayor frecuencia y menor longitud de onda.

Las celdas fotovoltaicas más comunes están fabricadas de silicio monocristalino; un átomo de silicio en la red cristalina absorbe un fotón de la radiación solar incidente, y si la energía del fotón es lo suficientemente alta, un electrón de la capa superior del átomo es liberado. Este proceso, por lo tanto, resulta en la formación de un par electrón-hueco, un hueco donde existe la ausencia de un electrón, y un electrón libre en la estructura cristalina. Este par normalmente desaparece espontáneamente ya que los electrones se recombinan con los huecos.

Este proceso de recombinación puede ser reducido al construir en las celdas una barrera de potencial, una delgada capa o unión a través del cual existe

carga estática. Esta barrera es creada al dopar el silicio en un lado de la barrera con pequeñas cantidades, del orden de una parte por millón, de elementos tetravalentes para formar silicio tipo p, el cual tiene una deficiencia de electrones en su capa externa, y en el otro lado de la barrera se dopa con materiales pentavalentes para formar silicio tipo n, el cual posee un exceso de electrones en su capa externa. Esta barrera impide la migración libre de electrones, ocasionando una acumulación de electrones en la capa de silicio tipo n y una deficiencia de electrones en el silicio tipo p.

Si estas capas están conectadas por un circuito externo, los electrones, por ejemplo una corriente, empezaran a fluir a través de ese circuito. Por lo tanto, los electrones libres creados por la absorción de fotones están en exceso en el silicio tipo n y viajan a través del circuito externo al silicio tipo p. Este funcionamiento, gracias a los semiconductores, es el mismo que sucede en un diodo común. Se usan contactos eléctricos de bases metálicas en el extremo inferior de la celda, y redes metálicas o mallas en la base superior de la celda, permitiendo la penetración de fotones.

2.3.2.1. Materiales de las celdas

Existen diferentes tipos de materiales, diseños y métodos de manufactura de celdas fotovoltaicas. Entre estas celdas destacan las de silicio amorfo o policristalino, sulfuro de cadmio, arseniuro de galio, y otros semiconductores. La salida de las celdas esta limitaba por diversos factores, existe un nivel mínimo de energía (por lo tanto una máxima longitud de onda) de los fotones que produce la creación de un par electrón-hueco. Para el silicio, la máxima longitud de onda son 1,15 micrómetros.

La radiación a mayores longitudes de onda no produce pares pero si calienta la celda. Cada fotón produce un par de electrón-hueco, y la energía de los fotones en exceso de la utilizada para la creación de estos pares es entonces convertida en calor.

Dejando estas consideraciones a un lado, la eficiencia máxima teórica de las celdas de silicio es de 23 %; adicionalmente, existe una pérdida por reflexión en la superficie irradiada de las celdas, esto puede ser reducido utilizando capas de materiales anti-reflejantes. Parte de la capa superior de una celda debe cubrirse por una red de contactos, lo que reduce el área aprovechable de irradiación de la celda. La tecnología de las celdas solares está evolucionando rápidamente, desarrollando celdas nuevas y más eficientes, mientras se reducen costos de manufactura. Los módulos están disponibles con una gran cantidad de celdas conectadas en serie y en paralelo para proveer corrientes y voltajes convenientes.

Las celdas oblicuas de silicio monocristalino y policristalino incluyendo tecnologías de cintas fotovoltaicas, son las tecnologías dominantes en el mercado fotovoltaico, con una participación de mercado cercana al 80 % en 2009. Cabe resaltar que varias tecnologías fotovoltaicas se han desarrollado en paralelo.

La tecnología fotovoltaica disponible de manera comercial incluye el silicio cristalino basado en forma de oblea, así mismo, tecnologías de película delgada de seleniuro de cobre, indio y galio (CIGS, *copper indium gallium diselenide*), telurio de cadmio (CdTe), silicio de película delgada (silicio amorfo y microcristalino), y celdas solares sensibilizadas por colorante (DSSC, *Grätzel's dye-sensitized solar cell*).

Adicionalmente, existen conceptos comercialmente disponibles de concentración fotovoltaica, en cuyo caso celdas de una alta eficiencia, como de arseniuro de galio, se ubican en el foco de espejos concentradores u otros colectores tales como lentes Fresnel.

2.3.2.2. Fabricación de celdas fotovoltaicas y participación en el mercado

Alrededor del mundo, más de 300 fábricas producen celdas y módulos solares. En 2009, las celdas y módulos solares basados en silicio representaban cerca del 80 % del mercado mundial, el 20 % remanente estaba mayormente compuesto por telurio de cadmio, silicio amorfo y diseleniuro de galio e indio. Se espera que el mercado total aumente significativamente en esta década, con la producción de módulos de película delgada ganando participación de mercado. Las fábricas avanzan hacia el diseño original de manufacturar unidades, y también están reubicando componentes de la producción de módulos hacia lugares más cercanos al mercado final.

Entre 2004 y 2008, la demanda de silicio cristalino o silicio policristalino superó la producción del mismo, conllevando un aumento del precio. Con este aumento en el precio, varios suministros se han puesto a disposición, permitiendo que el mercado fotovoltaico posea su propio suministro de silicio policristalino.

2.3.2.3. Eficiencia de conversión fotovoltaica

Los módulos de celdas pueden comprarse en el mercado con eficiencias que superan el 15 % y con vida útil de más de 10 años. Celdas experimentales de silicio monocristalino con eficiencias de 25 % y celdas de múltiples uniones, por ejemplo de dos o más capas de materiales con diferente respuesta al

espectro electromagnético, han alcanzado eficiencias del más del 30 % en la conversión de energía solar en energía eléctrica.

Las eficiencias máximas logradas hasta ahora por varios tipos de celdas incluyen más del 40 % para celdas con concentrados basados en arsenuro de galio, 25 % para silicio monocristalino, 20 % para policristalino y CIGS, 17 % para telurio de cadmio y 10 % para silicio amorfo. Generalmente, los grupos de celdas se montan lado a lado debajo de una hoja transparente, usualmente de vidrio, y se conectan en serie para formar un módulo, con dimensiones cercanas a un metro cuadrado de área.

Considerando las eficiencias, es importante distinguir entre las eficiencias de las celdas y las eficiencias de los módulos, siendo las últimas por lo general del 50 al 80 % de la eficiencia de las celdas. Los fabricantes continúan mejorando el desempeño y reduciendo costos con la automatización industrial, procesamiento más rápido de las celdas, y manufactura de bajo costo y alto rendimiento. El desempeño de los módulos que los fabricantes garantizan, o vida útil es, por lo general, de 20 a 30 años.

Tabla V. **Comparación de distintas eficiencias de celdas que componen los módulos fotovoltaicos**

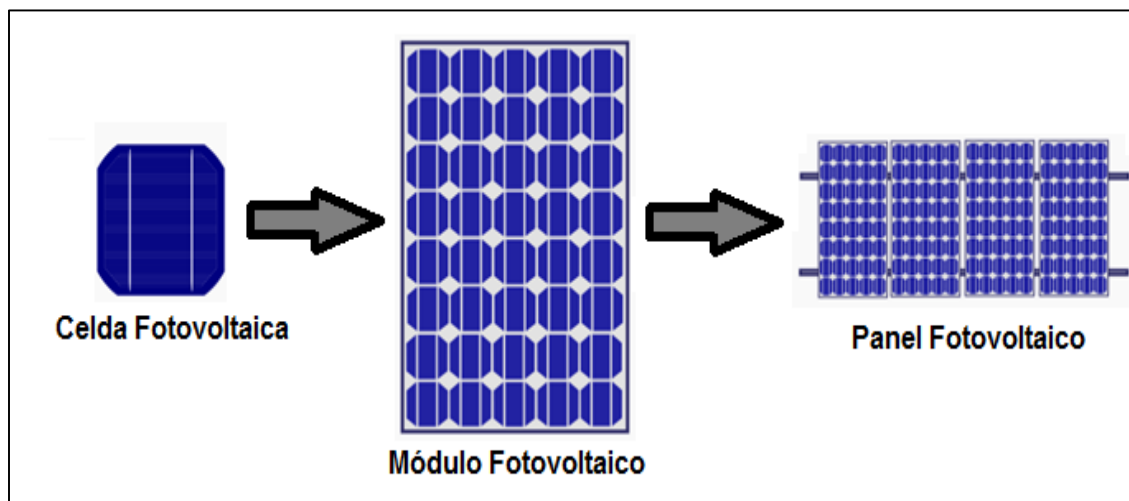
Tipo de celda	Eficiencia, a una longitud de onda máxima de 1.5 μm
Celdas de silicio teórico	23 %
Celdas de silicio comercial	15 %
Celdas de silicio monocristalino	25 %
Celdas de múltiples capas	30 %

Fuente: DUFFIE y BECKMAN. *Solar Engineering of Thermal Processes*. p. 746-752.

2.4. Sistemas de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos

El efecto fotoeléctrico permite que la luz incidente sobre un metal expulse electrones de la superficie, esto se aprovecha en una celda solar para que los electrones expulsados atraigan en el límite del diodo a los huecos electrónicos del material tipo p. Esto produce un movimiento de pares electrón-huecos, aumentando los portadores minoritarios en dirección opuesta a la corriente directa convencional de la unión. Además, los electrones y huecos que fueron separados son aprovechados por contactos eléctricos que generan en los extremos de la celda un voltaje eléctrico aprovechable, es un voltaje mayor si se utilizan grandes cantidades de celdas solares.

Figura 10. **Generación eléctrica por medios fotovoltaicos**



Fuente: Wikipedia. http://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaic_system#/media/File:From_a_solar_cell_to_a_PV_system.svg. Consulta: junio de 2016.

Un módulo solar o módulo fotovoltaico es el conjunto de celdas solares que puede utilizarse para generar energía eléctrica, aunque la energía se produzca como corriente directa. Un panel solar es el conjunto de módulos solares conectados en un sistema fotovoltaico.¹⁶ Esto se observa en la figura 10.

En resumen, la energía eléctrica producida en un sistema de generación fotovoltaico tiene la característica de ser producida como corriente directa. La conexión de arreglos de paneles permite obtener una potencia eléctrica considerable, desde unos pocos kilovatios en sistemas residenciales, hasta cincuenta megavatios, esta es la mayor potencia que entrega una generadora por medios fotovoltaicos en Guatemala hasta ahora.¹⁷

2.4.1. Instalaciones fotovoltaicas

Los sistemas fotovoltaicos, al considerar que el tiempo que pueden generar energía eléctrica están limitados en primer lugar por la duración del día, y en segundo lugar de la calidad de la radiación solar; han dado lugar a dos tipos de topologías para una instalación:

- Instalaciones autosustentables
- Instalaciones conectadas a la red

El presente trabajo tiene alcance solamente en las instalaciones conectadas a la red, por lo tanto, se profundizará más en estas.

¹⁶ QUIÑONEZ PADILLA, Héctor. *Conversión de la energía solar en energía eléctrica*. p.22.

¹⁷ AMM. *Informe Estadístico 2015*. p. 7.

2.4.1.1. Instalaciones fotovoltaicas autosustentables

En estas instalaciones, a diferencia de las conectadas a la red, se utilizan baterías como medio de almacenamiento de la energía eléctrica generada durante el día. Los componentes de una instalación de este tipo son:

- Paneles fotovoltaicos y su respectiva estructura de montaje
- Baterías
- Protecciones eléctricas para los paneles y las baterías
- Puesta a tierra

Por lo tanto, la energía se almacena y se utiliza a través de corriente directa, sin necesidad de un inversor de corriente; sin embargo, las baterías deben ser de ciclo profundo, siendo este tipo de baterías todavía demasiado caras y poco rentables si una persona tratara de independizarse energéticamente. Con el impulso de los vehículos eléctricos, el desarrollo de baterías de mayor profundidad de descarga podría ser rentable en al menos 10 años. Actualmente, este tipo de instalaciones se utiliza en regiones muy aisladas o sin acceso a la red de distribución local por circunstancias geográficas.

2.4.1.2. Instalaciones conectadas a la red

Con seguridad puede hablarse de una inmensa mayoría de instalaciones que operan en esta modalidad en el mundo, más del 90 % al menos. En estas instalaciones, los generadores fotovoltaicos vierten en la red de distribución eléctrica la energía producida, evitando la necesidad de invertir en baterías e incluso con la posibilidad de recibir un pago por la energía generada (dependiendo de los incentivos de cada país). En todo el mundo, la gran cantidad

de sistemas fotovoltaicos conectados a la red demuestran que esta topología es técnicamente factible y fiable:

- Económicamente pueden obtenerse ganancias con la venta de energía.
- Puede ahorrarse electricidad en los picos de demanda.
- Técnicamente puede dar estabilidad a un circuito de distribución si el suministro es inestable.
- Es una inversión ambientalmente amigable.

Ya que los sistemas de potencia o circuitos de distribución trabajan en su gran mayoría con corriente alterna, debe realizarse una conversión entre la corriente directa producida por los paneles fotovoltaicos y la corriente alterna de la red; esto se logra a través de un inversor de corriente. Actualmente, los inversores monitorean el sistema fotovoltaico y pueden incluir protecciones que desconectan el sistema de la red ante alguna falla o funcionamiento defectuoso.

En esta topología, se menciona también el funcionamiento de una instalación con enlace o transferencia, donde se consume energía de los paneles fotovoltaicos mientras sea posible, y se desconectan las cargas de la red de distribución, para que al momento en que no sea posible seguir generando se transfiera la carga a la red evitando el problema de abastecimiento y también la inversión en baterías. Sin embargo, la decisión por esta topología depende de estudios económicos y no técnicos, como se resumirá más adelante.

A continuación, se describen los elementos que componen un sistema fotovoltaico conectado a la red.

- Paneles fotovoltaicos

Transforman la energía solar en energía eléctrica, están constituidos por módulos solares y estos a su vez por varias celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, ya sea en serie o en paralelo, ajustando el voltaje y corriente suministrado hasta un valor nominal. Al asociar primero celdas en serie se consigue el valor de voltaje deseado o nominal, y al asociar en paralelo estos arreglos de celdas en serie, se obtiene el valor de corriente nominal del módulo.

- Soportes, estructuras mecánicas y conexiones eléctricas

El montaje de los paneles fotovoltaicos debe trabajarse como una obra civil, tomando en cuenta:

- La cimentación de las estructuras
- La velocidad del viento: en algunos países se obliga a 150 km/h
- El anclaje de los postes o de las vigas que sostendrán a los paneles
- La resistencia de los materiales a la fatiga

Las estructuras de soporte de los paneles pueden trabajarse para permitir ya sea un punto de movimiento o dos puntos. En el caso de un punto de movimiento, se recomienda que este suceda de este a oeste, tomando en cuenta la ubicación geográfica para maximizar la cantidad de energía solar aprovechada. Si se poseen dos puntos de movimiento, se recomienda utilizar un seguidor para que en todo momento se busque el punto máximo de aprovechamiento de energía solar.

El cableado de interconexión de los distintos paneles fotovoltaicos, los inversores, las protecciones y, en caso sea necesario los transformadores, deberá trabajarse de acuerdo a la potencia máxima y la refrigeración que poseerá el conductor. Al estar al aire libre, este puede soportar mayor potencia que el

mismo enterrado o dentro de tuberías. Debe recordarse que al utilizar materiales de baja calidad, los equipos más costosos como los paneles o los inversores podrían sufrir fallas provocadas por cableado deteriorado o defectuoso.

Si el cableado se realizará a la intemperie, deben tomarse en cuenta los factores de humedad y desgaste, evitando el deterioro por agentes atmosféricos. Las conexiones eléctricas entre paneles deberían ser preferiblemente a través de terminales, para asegurar el desmontaje de algún panel que haya fallado, además de preservar la protección galvánica entre la conexión de los paneles y las interconexiones.

Los terminales de los paneles pueden ser bornes, ubicados en la parte detrás del panel, o estar situados en una caja de terminales a la espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24 V, se instalarán diodos de derivación.

- Inversores de corriente

Este es el equipo encargado de convertir la energía eléctrica recibida en corriente directa en corriente alterna, para la posterior conexión a la red. Los inversores se caracterizan por la tensión de entrada, adaptada a la tensión de salida de los paneles fotovoltaicos, por la potencia máxima o pico que puede proporcionarse y la eficiencia de conversión. Esta última definida como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la salida en corriente alterna y la potencia eléctrica que recibe de parte de los paneles fotovoltaicos en corriente directa.

- La eficiencia que se espera de los inversores es alta, ya que en caso contrario se deberá invertir en una mayor cantidad de paneles para alimentar una carga o para llegar a la potencia deseada de la planta.
 - Los inversores deben admitir sobrecargas instantáneas al menos mayores del 150 % de la máxima potencia nominal.
 - Deben poseer baja distorsión armónica.
 - Deberían poseer aislamiento galvánico.
 - Deberían poseer un sistema de medidas o facilidad para el monitoreo.
- Sincronización con la red

Se remarca que la acometida será parte de la instalación constituida por la empresa de suministro, ya sea una empresa distribuidora o una empresa eléctrica municipal, por lo tanto, el diseño y trazado se basará en las normas propias y particulares de la misma; estas normas o procedimientos de conexión no contradicen lo establecido en la NTGDR, la cual se trata al final de este capítulo.

El equipo de medición es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y transmitida a la red de distribución o sistema de transporte, para que pueda facturarse la energía generada de acuerdo con el mercado en que participe. Si se trata de un usuario autoprodutor con excedente de energía, la NTGDR indica que se realizará una medición neta, por lo tanto, se descuenta la energía y no se realizan transacciones monetarias, sino ahorro en el consumo.

Los equipos inversores, por lo general cuentan con circuitos electrónicos que les permiten sincronizarse a la frecuencia eléctrica del sistema nacional interconectado, sin embargo, la conexión física debe atender los procedimientos

técnicos que indique la CNEE, la empresa de suministro, y en el mejor de los casos, normas internacionales, por ejemplo el código eléctrico nacional de EE.UU. o guías publicadas por la IEEE e IEC.

- Protecciones

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica tanto de un posible cortocircuito como de una sobrecarga, o cualquier otra falla, las cuales afectarían a todos los componentes conectados en esa red. Esta caja de protección por lo tanto debería llevar protecciones térmicas, como fusibles o interruptores magnéticos. Para la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de defectos que puedan afectar la red de distribución, se recomienda:

- Protecciones de sobre y bajo voltaje integradas en los inversores.
- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: interruptor magnetotérmico, al menos que soporte 130 % de la intensidad nominal de la instalación (norma española UNE 20317).
- Protección diferencial con capacidad de reenganche: utilizando un relé diferencial de alta sensibilidad para proteger contra los defectos de aislamiento (norma internacional IEC 1008).

Otras protecciones que deben utilizarse en el resto de la instalación, es decir en los circuitos derivados.

- Protección de sobrecargas y cortocircuitos: fusibles generales y otros elementos seccionadores para separar partes de la instalación, en caso se deba dar mantenimiento o reparaciones.

- Protección de descargas atmosféricas: descargadores a tierra, seleccionados de acuerdo con el nivel de tensión soportada de impulso de los equipos que se quieren proteger.
- Puesta a tierra independiente

La puesta a tierra delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando el correcto funcionamiento de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Es una unión eléctrica directa, sin equipos de protección, de una parte del circuito eléctrico hacia una toma de tierra con un electrodo o malla de electrodos enterrados en el suelo. De esta manera, se consigue que en la instalación, no aparezcan diferencias de potencial, además permite el paso a tierra de las corrientes de falla o de descargas atmosféricas.

Se considerará independiente la toma de tierra respecto de la puesta a tierra de una instalación residencial, cuando una de las tomas a tierra tenga una tensión superior a 50 V respecto de un punto de potencial cero, si por la otra circula la máxima corriente por defecto a tierra prevista. Los campos fotovoltaicos y las estructuras de soporte dispondrán de una toma de tierra independiente con las mismas características constructivas que la puesta a tierra de la instalación previa.

2.4.1.3. Mantenimiento preventivo de las instalaciones

El mantenimiento no correctivo en una instalación fotovoltaica es superficial, reduciéndose a:

- Limpieza de los módulos fotovoltaicos
- Revisión de las conexiones, terminales y conductores
- Revisión del inversor y de las protecciones

Por lo tanto, puede resumirse en inspecciones visuales, permitiendo observar el estado en general de los módulos fotovoltaicos y los demás equipos.

2.5. Mercado eléctrico nacional y la NTGDR: norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, es un brazo técnico del Ministerio de Energía y Minas y el regulador del mercado eléctrico guatemalteco, mediante Resolución CNEE-227-2014, se encarga de emitir la normativa que permite la participación como generador distribuido renovable, a distintas generadoras que no superen los cinco megavatios (5 MW) de potencia, y que califiquen en las consideraciones técnicas acerca de la utilización de recursos renovables.¹⁸

Esta normativa sigue lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en adelante RLGE, en su artículo 16 bis, en el cual establece que los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para el funcionamiento del generador distribuido renovable (en adelante GDR) y que para el efecto, la CNEE

¹⁸ CNEE. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía –NTGDR–*. p. 2.

emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular este tipo de generación.¹⁹

2.5.1. Mercado eléctrico nacional

El mercado eléctrico en Guatemala está fundamentado en un marco legal que establece la estructura del subsector eléctrico. Esta jerarquía entre instituciones y leyes, reglamentos o resoluciones permite a los participantes de este mercado, tales como productores, prestadores de servicios o consumidores, un ordenamiento y certeza en la realización de funciones según la responsabilidad institucional con cada componente del mercado.

A continuación, las instituciones que componen el subsector eléctrico guatemalteco:

2.5.1.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos así como la explotación de los recursos mineros. Dentro de sus funciones está:

- Otorgar autorizaciones para uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.
- Elaboración de informes de evaluación socioeconómica, requisito indispensable para gestionar el financiamiento parcial o total de proyectos

¹⁹ Reglamento de la Ley General de Electricidad. p. 2-3.

de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.

- Inscripción y actualización de grandes usuarios y agentes del mercado mayorista.
- La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos

2.5.1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

El regulador del mercado eléctrico, la CNEE, fue creado por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo con la Ley General de Electricidad, así como la metodología para su cálculo.
- Dirimir las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas así

como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo establecido en la ley y su reglamento.

2.5.1.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

El operador del mercado y del sistema nacional interconectado, es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del mercado mayorista; las funciones principales del AMM son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

2.5.2. Descentralización de la matriz de generación eléctrica

En Guatemala, dado el potencial energético con que se cuenta, se desarrolló y se emitió el Decreto 52-2003 Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. El artículo 4 de esta Ley define a los recursos energéticos renovables como: “aquellos que tienen como característica común

que no terminan o que se renuevan por naturaleza. Incluyen: La energía solar, la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la biomasa, la energía de las mareas y otras que sean calificados por el Ministerio de Energía y Minas.”²⁰

Debe recordarse que el artículo 1 de la Ley General de Electricidad establece en el inciso a): “Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país”; estableciendo como principio que cualquier persona en Guatemala puede participar en la actividad de generación de energía eléctrica, siempre y cuando sea conforme a las reglas y leyes que rigen esta actividad.

La energía solar, ya sea en cualquiera de sus tecnologías (fotovoltaica, concentradores u otra similar) recibe incentivos fiscales al participar como generador distribuido renovable, si tiene una potencia instalada máxima de 5 MW, o en el caso de que sea mayor que 5 MW participa como agente generador en el mercado de electricidad a término o el de oportunidad.

Esto ha permitido que en los últimos años en Guatemala hayan empezado a establecerse plantas de generación por medios fotovoltaicos de diversas potencias instaladas, además de influir en instalaciones fotovoltaicas en residencias, industrias o comercios, los cuales para disminuir los costos de las facturas de electricidad participan como usuarios autoprodutores con excedentes de energía.

La participación de generadores de pequeña potencia ubicados cerca de los centros de demanda de energía, permite que un sistema eléctrico tenga menos pérdidas técnicas. Además aumenta la confiabilidad al no depender

²⁰ Ley General de Electricidad. p. 3.

exclusivamente de una generadora de 50 MW sino de 10 generadoras de 5 MW cada una, y todas repartidas a lo largo del país.

Al ser una actividad económica, la inversión es mayor en 10 plantas pequeñas dada la economía de escala que beneficia a las plantas de mayor potencia; por lo tanto, en Guatemala la inversión en generación por medios fotovoltaicos de pequeña potencia ha dependido del costo de la tecnología; si estos costos disminuyeran más, probablemente la cantidad de UAEE y GDRs por medios fotovoltaicos aumente considerablemente en los próximos años.

2.5.3. Generador distribuido renovable

En el artículo 2 de la NTGDR, se define a la generación distribuida renovable como la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual al que establece el RLGE (5 MW), además se establecen las tecnologías y recursos energéticos que se consideran pueden optar como GDR:

- Biomasa: energía derivada de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable, de origen vegetal o animal, que dado el caso pueda usarse directamente como combustible o pueda ser convertidas en otras fuentes energéticas antes de la combustión, como el bioetanol.
- Eólica: es la energía producida por el viento.
- Geotérmica: energía producida por medio del calor natural de la tierra, que puede extraerse del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- Hidráulica: energía producida por el agua.
- Solar: energía obtenida de la radiación solar.

- Otras: las que determine posteriormente el Ministerio de Energía y Minas.

Un generador distribuido renovable, es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de generación distribuida renovable. Estos serán considerados como participantes del mercado mayorista, resaltando que no se consideran agentes del mercado.

En el caso de las opciones de comercialización, el artículo 31 estipula que el GDR podrá vender la energía eléctrica que genera a los distribuidores y en el mercado mayorista en calidad de participante productor, cumpliendo con lo establecido en las normas de coordinación comercial y operativa correspondientes, además, estas opciones de comercialización no son excluyentes entre sí.

El administrador del mercado mayorista, en adelante AMM, según el artículo 32 calculará la oferta firme y la oferta firme eficiente de conformidad con las normas o procedimientos vigentes, para el tipo y tamaño de la generación que corresponda. El artículo 35, establece que los GDR no pagarán peaje en función de transportista al distribuidor ni peaje por el uso del sistema secundario.

Dado que se considera que las instalaciones son realizadas en sentido contrario al flujo preponderante de la energía del sistema de distribución respectivo (conforme al artículo 70 de la Ley General de Electricidad), sino pagará solamente el peaje correspondiente al sistema principal de transporte en los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuente con

potencia firme (conforme al artículo 65 de la Ley General de Electricidad y la Norma de Coordinación Comercial No. 9).²¹

Con fuentes que no generan energía eléctrica en corriente alterna, como es el caso de la energía por medio de paneles fotovoltaicos, la NTGDR establece en el artículo 17, que:

Para el caso de generadores cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con ser de corriente alterna a la frecuencia nominal, el GDR deberá instalar equipos de conversión necesarios, tales como inversores, debiendo filtrar todas las posibles perturbaciones que producen los equipos electrónicos encargados de la conversión DC-AC, para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación a un sistema de distribución. Las especificaciones técnicas de los equipos deben ser tales que cumplan con normas nacionales o internacionales, particularmente con la función que garantice quedar desconectados del sistema de distribución cuando detecte fallas o caídas de tensión.²²

En relación con la conexión del GDR al sistema de distribución, el artículo 19 trata sobre la construcción de líneas y los equipos de conexión:

El suministro de materiales y equipos, así como la construcción de las instalaciones necesarias para llegar de las instalaciones del GDR hasta el Punto de Conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor, estarán a cargo del GDR, debiendo cumplirse con lo establecido en Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), las cuales fueron emitidas por la CNEE.” El artículo 20 establece lo siguiente: “Pruebas de la puesta en servicio y evaluación. El GDR efectuará las pruebas de las instalaciones de generación que correspondan antes de la conexión con el Sistema de Distribución y le proveerá al distribuidor un informe por escrito del cumplimiento de los requerimientos de esta Norma y otras normas aplicables, así como de las especificaciones de los equipos y materiales utilizados. Si las instalaciones del GDR no cumplen con los requerimientos de esta Norma o con lo acordado en la resolución de conexión, el Distribuidor podrá negarse a la conexión del GDR mientras no se hagan las correcciones o adecuaciones que se hayan fundamentado debidamente, de lo cual deberá ser informada la CNEE.”²³

²¹ CNEE. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía - NTGDR*- p. 19.

²² *Ibíd.* p. 14-15.

²³ *Ibíd.* p. 15.

Sobre la calidad de la energía, el artículo 24 de la NTGDR establece:

El distribuidor efectuara mediciones de calidad del producto en el punto de conexión, mediante una programación similar a la utilizada con los grandes usuarios, y le aplicara lo que corresponda de conformidad con las NTSD. De los resultados deberá informar a la CNEE. En caso se establezca que algún parámetro está fuera de los rangos permitidos en las NTSD, el distribuidor deberá hacer el análisis correspondiente para determinar la fuente u origen del problema y si determina que la causa es por la operación de las instalaciones del GDR, lo hará de su conocimiento por escrito, recomendando las medidas a tomar para corregir el problema encontrado; en caso contrario, el distribuidor deberá tomar las acciones que correspondan para su solución. El distribuidor deberá remitir a la CNEE copia del informe que se emita al respecto, a efecto de darle seguimiento hasta la solución del problema encontrado; si la CNEE determina que no se toman acciones para resolver dicho problema, aplicará las disposiciones sancionatorias correspondientes. El procedimiento relacionado con lo establecido en este artículo deberá ser tratado de conformidad con lo establecido en las NTSD y sus respectivas metodologías.²⁴

2.5.4. Participación como usuario autoprodutor con excedentes de energía

La NTGDR, en el artículo 2, establece que un usuario autoprodutor con excedentes de energía, en adelante UAEE, es aquel usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, donde la generación está ubicada dentro de la instalación de consumo del usuario; además, no recibe remuneración por dichos excedentes. El capítulo V de la NTGDR, Autorización y medición neta de energía eléctrica de usuarios con excedentes de energía en el punto de consumo, abarca desde el artículo 36 hasta el artículo 40, estos artículos llevan por títulos:

- Artículo 36. Autorización para UAEE.
- Artículo 37. Plazo para inspección técnica: de parte del distribuidor.

²⁴ CNEE. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía - NTGDR*-. p. 16.

- Artículo 38. Informe de nuevos UAEE. El distribuidor informa de nuevos UAEE.
- Artículo 39. Sistema de medición para UAEE.
- Artículo 40. Lectura y crédito por energía inyectada al sistema de distribución por parte de usuarios autoprodutores con excedentes de energía (*Net metering*).

El artículo 40 establece que los UAEE no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al sistema de distribución, y para efectos de la facturación mensual del UAEE. El distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente (conforme al artículo 39 de la NTGDR, este deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional), puede listarse el artículo de acuerdo con los siguientes puntos:

- Si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al UAEE, de conformidad con la tarifa que corresponda;
- Por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del UAEE hacia el sistema de distribución, el distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del UAEE hasta que dicho crédito sea agotado contra el consumo del UAEE;
- No obstante, el distribuidor cobrará el cargo fijo y los cargos por potencia que le sean aplicables a cada UAEE, según la tarifa correspondiente.
- Para el caso de tarifas sin medición de potencia, el distribuidor podrá cobrar los cargos por distribución correspondientes en función de la energía que entregue al usuario.
- Todos los cargos deben ser detallados en la factura.

En resumen, en Guatemala los medidores bidireccionales calculan una energía neta, y permiten obtener un crédito de energía, sin embargo, no se obtienen recompensas monetarias o líquidas directas. El ahorro en la factura de energía eléctrica sería la recompensa que obtiene el UAEE, además de evitar invertir en sistemas de almacenamiento de energía, ya que el sistema dedistribución se utiliza para vertir la energía generada.²⁵

²⁵ CNEE. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía - NTGDR-*. p. 2.

3. INVERSORES DE CORRIENTE DIRECTA A CORRIENTE ALTERNA

La generación por medios fotovoltaicos se realiza en corriente directa, siendo por lo tanto imperativo que cumplan las condiciones o parámetros del sistema de distribución en corriente alterna para poder conectarse sin hacer mal uso del sistema. El elemento más importante como generador de armónicas en un sistema de generación fotovoltaico es el convertidor de potencia tipo inversor, ya que es el enlace entre equipos CD con CA en sistemas de distribución, manejan una cantidad considerable de potencia y su uso se sigue ampliando conforme los años transcurren.

Como ya se mencionó, una tecnología clave asociada con sistemas fotovoltaicos es el convertidor, el cual está construido con electrónica de potencia. Un convertidor ideal debería utilizar la máxima potencia del panel fotovoltaico y suministrarlo del lado de la carga; debe distinguirse entre inversores en sistemas conectados a la red y en sistemas aislados, siendo los primeros objetivo de este capítulo.

Debe notarse que el término inversor puede tener dos significados diferentes: primero, es usado en el inversor actual, que consiste en los bloques de electrónica que realizan la inversión de corriente directa a corriente alterna. En segundo lugar, el término también se usa para la unidad total producida por las empresas manufactureras de estos equipos. Dependiendo en la aplicación, estos equipos pueden contener un seguidor del máximo punto de potencia

(MPPT, *maximum power point tracking*), un convertidor de corriente directa a corriente directa, y/o el convertidor de corriente directa a corriente alterna.²⁶

En sistemas conectados a la red, el equipo inversor se conecta directamente al arreglo fotovoltaico, convirtiendo directamente la entrada de la generación fotovoltaica en electricidad de corriente alterna. Más adelante, este inversor usualmente cuenta con un sistema MPPT, debido a que este equipo se conecta a la red, entonces debe sincronizarse con la misma, significando que la fase de la señal de corriente alterna del inversor debe estar en fase con aquella de la red; todo lo descrito anteriormente debería suceder con el menor contenido de armónicas posible.

Usualmente, los inversores conectados a la red no pueden actuar de forma autónoma, por lo que se apagan cuando la red eléctrica no se encuentra operativa, esto con el propósito de prevenir el funcionamiento en isla de este generador con el resto de la red.

Este capítulo presentará los circuitos de interrupción y conceptos de los bloques de modulación que se ven involucrados en el desarrollo de convertidores de electrónica de potencia, específicamente el usado por circuitos inversores. Mientras que los bloques de modulación aún se utilizan para producir un suministro de frecuencias de corriente alterna variable en algunas aplicaciones.

Actualmente, las estrategias de modulación sofisticadas utilizan la modulación del ancho de banda (PWM, *pulse width modulation*), ya que

²⁶ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p.407.

presentan una ventaja mayor en el control de fase y amplitud del voltaje de salida de los convertidores.²⁷

3.1. Descripción y funcionamiento general de un inversor

Los convertidores con electrónica de potencia, son una familia de circuitos eléctricos y electrónicos, los cuales convierten las formas de energía eléctrica desde un nivel de voltaje, corriente o frecuencia a otro nivel usando interruptores electrónicos, es decir basados en semiconductores. La característica esencial de estos tipos de circuitos es que los interruptores se operan solamente en uno de dos estados, ya sea completamente abiertos o completamente cerrados, donde los elementos de control se diferencian de otros circuitos eléctricos al no operar en una región lineal activa.

Ya que la industria de la electrónica de potencia se ha desarrollado plenamente en el último siglo, varias familias de convertidores con electrónica de potencia han evolucionado, ya sea en el nivel de potencia, o por los dispositivos de interrupción, o la topología de los convertidores. El proceso de interrupción con los dispositivos electrónicos en un convertidor de un estado a otro se conoce como modulación, y el desarrollo de estrategias óptimas para implementar este proceso ha sido un tema de investigación internacional por al menos treinta años.

Cada familia de convertidores de poder ha preferido estrategias de modulación asociadas con la optimización de la operación de los circuitos, buscando el criterio más apropiado con la familia correspondiente. Los parámetros tales como frecuencia de interrupción, distorsión, pérdidas, generación de armónicos, y la velocidad de respuesta son tradicionalmente los

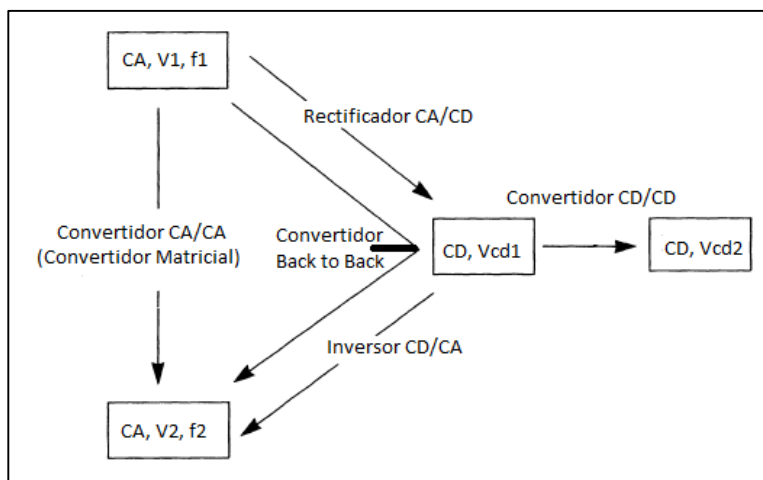
²⁷ RODRÍGUEZ DÍAZ, Jorge, et al. *Análisis comparativo de la distorsión armónica en inversores de potencia*. p.99.

problemas que deben considerarse cuando se desarrollan estrategias de modulación para una familia particular de convertidores.

Los convertidores de electrónica de potencia pueden categorizarse en familias de acuerdo con el tipo de conversión eléctrica que realizan. De estas familias, los convertidores que involucran un cambio de energía eléctrica hacia o desde corriente alterna requieren procesos más complejos que aquellos que solamente involucran corriente directa.

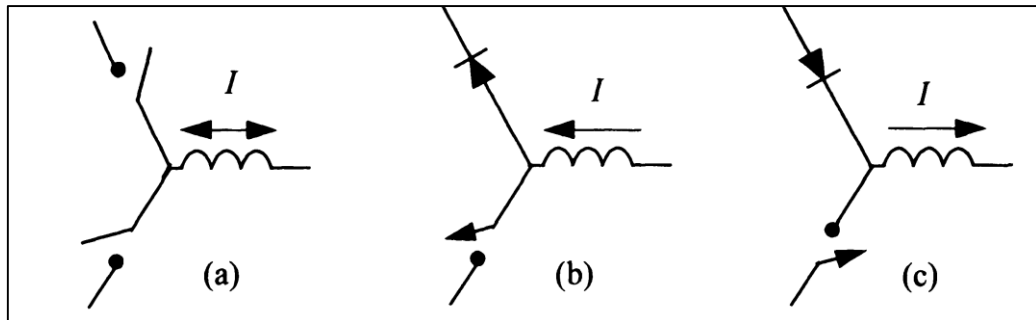
El problema de modulación en detalle puede relacionarse al convertir altos niveles de potencia de corriente directa a alterna (inversión) o de corriente alterna a directa (rectificación), con énfasis particular en el proceso de modulación de ancho de pulso de lazo abierto aplicado a inversores. La figura 11 presenta esta categorización.

Figura 11. **Familias de convertidores de potencia de estado sólido categorizados de acuerdo con su función de conversión**



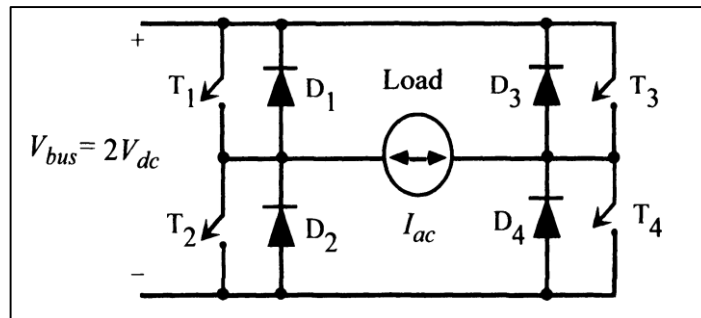
Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 2.

Figura 12. **Celdas básicas de conmutación de convertidores de electrónica de potencia usando (a) interruptores bidireccionales y (b) y (c) interruptores unidireccionales**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 4.

Figura 13. **Inversor monofásico de puente completo**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 7.

Quando se analizan las topologías básicas de los convertidores, existen en primer lugar restricciones para las interrupciones, las cuales son resultado de las leyes de Kirchoff de voltaje y corriente. Los circuitos que se muestran en la figura 12 se consideran celdas básicas de interrupción de electrónica de potencia, las flechas en la figura indican la dirección de la corriente.

La celda básica de interrupción utilizada en la conversión de potencia de corriente directa a corriente alterna, utiliza en el caso monofásico, un puente completo o puente H. La figura 13 muestra el circuito básico.

En general, los circuitos de las figuras 12 y 13 son capaces de transmitir potencia de manera bidireccional; en el caso donde la potencia fluye de corriente directa a corriente alterna, el equipo se conoce como inversor; en caso contrario se conoce como rectificadores. Cuando la fuente de corriente directa es tal como una batería, el circuito identifica a un inversor de fuente de voltaje

. Si la corriente directa es producida por una fuente temporal, por ejemplo un capacitor, entonces se conoce como inversor de voltaje rígido ya que indica que el voltaje tiende a resistir cambios súbitos pero altera su valor sustancialmente bajo cambios en cargas muy grandes.

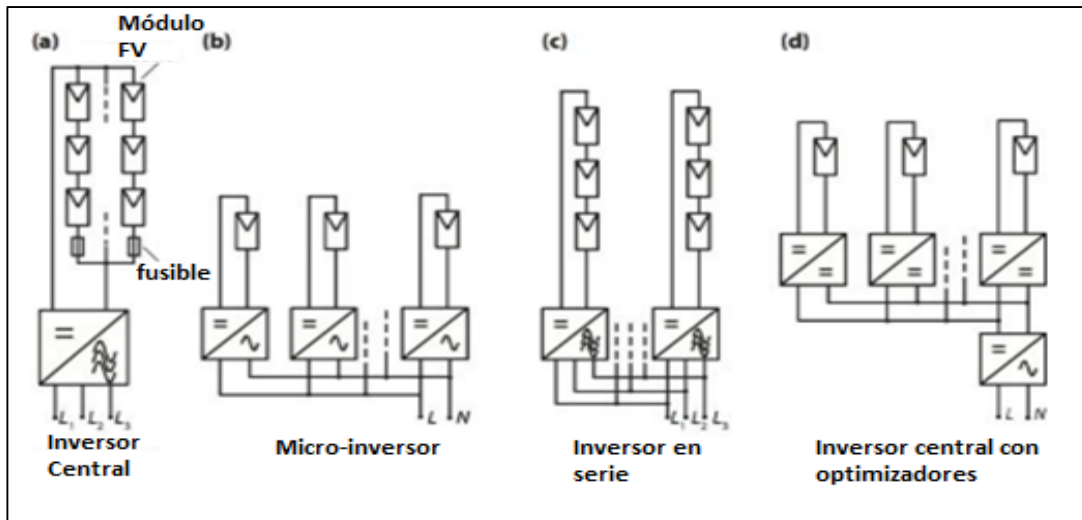
Previo a describir las diferentes topologías utilizadas en la conversión de corrientes por medio de electrónica de potencia, deben observarse las generalidades de diferentes arquitecturas de este sistema. La arquitectura del sistema determina como los módulos fotovoltaicos van a interconectarse y como se establecerá la interface con la red de distribución; los parámetros de la arquitectura por ser empleada depende de factores como el ambiente de la planta (ambiente urbano o en áreas abiertas), costos, escala del proyecto, y otros.²⁸

Los inversores por utilizar en instalaciones fotovoltaicas, deberían cumplir con los siguientes requisitos:

²⁸ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 271.

- Los inversores deberían ser altamente eficientes, ya que se requiere que la mayor cantidad de energía posible sea entregada a la red o a la carga.
- Requerimientos especiales al respecto del potencial solar de la generación según el tipo de modulo fotovoltaico.
- Características especiales de seguridad como detección de funcionamiento en isla.
- Límites en la generación de armónicas en las corrientes de línea. Este requerimiento es requerido por ley en una gran cantidad de países ya que se regulan los límites de armónicas tanto del suministro y de las cargas conectadas.
- Requerimientos especiales sobre interferencia electromagnética (IEM), la cual también es regulada en una gran cantidad de países, con el objetivo de minimizar la influencia de la interferencia electromagnética en otros equipos cercanos o conectados al mismo sistema de suministro.
- En muchas instalaciones, el sistema fotovoltaico debe instalarse en el exterior y los inversores deben cumplir con ciertas especificaciones respecto de las condiciones de temperatura y humedad.
- Diseño para ambientes de alta temperatura.
- Diseño para operar desde 10 hasta 25 años en condiciones ambientales severas.
- Operación silenciosa de acuerdo con las regulaciones de ruido de cada país.
- A menudo, la posibilidad de monitorear el sistema fotovoltaico, si se requiere por el usuario.

Figura 14. Ilustración general de diferentes arquitecturas de sistemas empleados en generación por medios fotovoltaicos



Fuente: SMETS et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion*. p 273.

Además, debe distinguirse entre inversores monofásicos y trifásicos; para sistemas fotovoltaicos residenciales de menos de 1 kW, incluso unos pocos kilovatios, se usan inversores monofásicos, conectados a una fase de la red. Para potencias mayores, se usan inversores trifásicos conectando las tres fases a la red, ya que una potencia considerable entregada en una sola fase, podría provocar que las corrientes a través de la red sean asimétricas. Lo anterior ocasionaría problemas de desbalances de carga en la red de distribución.²⁹ Las principales ventajas y desventajas de diferentes arquitecturas se discuten a continuación.

²⁹ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 273.

3.1.1. Arquitecturas: inversores centrales

Es la arquitectura más simple, ya que los módulos fotovoltaicos se conectan en arreglos en serie que permiten un incremento en el voltaje del sistema. Estos arreglos se conectan a un inversor central, el cual realiza el seguimiento del máximo punto de potencia y la conversión de potencia. Esta configuración es utilizada mayormente en plantas de potencias mayores de un megavatio, ya que estas plantas fotovoltaicas de gran escala convierten la corriente directa en electricidad de corriente alterna trifásica.

Con todos los módulos conectados en un solo arreglo, entonces es posible tener el costo específico más bajo (costo por kW_{pico} de potencia instalada), ya que utilizan unos pocos componentes; además, poseen certificados de confiabilidad que los convierten en la opción preferida por las grandes centrales fotovoltaicas.³⁰

Las desventajas, sin embargo, se deben a la corriente directa que se genera en el arreglo fotovoltaico. Una gran cantidad de potencia debe transportarse a través de distancias considerables en conductores de corriente directa, provocando problemas de seguridad ya que las corrientes de falla son difíciles de interrumpir en corriente directa; por lo tanto debe tomarse en cuenta una mayor capacidad de aislamiento de los conductores y de los interruptores de los circuitos, incrementando los costos.

En esto coincide la poca flexibilidad y capacidad de expansión del sistema, ya que se diseña de forma que optimice los elementos para operar con una sola

³⁰ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 273.

unidad de inversión, adecuando los conductores e interruptores para esa unidad; el diseño del sistema es poco flexible.

Además, todos los arreglos operan para el mismo punto de máxima potencia, lo cual puede provocar pérdidas por desajuste en los módulos, pérdidas que se incrementan con el paso del tiempo y el oscurecimiento de algunas secciones de los paneles solares, reduciendo la salida general del sistema. Las pérdidas por los diodos en serie, si existen debido a los arreglos que se hagan, también deben considerarse en esta arquitectura.³¹

3.1.2. Arquitecturas: micro inversores

Una arquitectura muy diferente, es la utilizada en los micro-inversores, ya que estos operan directamente en uno o en varios módulos fotovoltaicos, y tienen rangos de potencia de varios cientos de vatios, sin embargo, debido al bajo nivel de voltaje de un módulo fotovoltaico, estos inversores a menudo requieren una conversión de potencia de dos etapas. En la primera etapa, el voltaje de corriente directa es elevado al valor requerido mientras se invierte a corriente alterna en la segunda etapa.

Un transformador de alta frecuencia se utiliza a menudo para proveer aislamiento galvánico, aumentando la flexibilidad del sistema aún más. Estos inversores usualmente se ubican cercanos a los paneles fotovoltaicos, incluso algunos están integrados directamente a los paneles; esta característica se conoce como sistema “conectar y usar”, lo cual permite que un sistema fotovoltaico se construya y use con un costo de inversión bajo.³²

³¹ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 273.

³² *Ibíd.* p. 274.

Otra ventaja de estos inversores es la minimización de las pérdidas por desajuste que pueden ocurrir debido a seguidores de máximo punto de potencia que no funcionan óptimamente. Estas ventajas tienen un costo, ya que estos inversores deben operar en ambientes adversos, con altas temperaturas y variaciones de temperatura estacional; además deben aceptar un amplio rango de voltajes de entrada. Además, no es posible usar diodos de puente dentro de los módulos para sobrepasar uno o dos tercios del módulo.

Otra desventaja es que el módulo de voltaje fotovoltaico es mucho más bajo que el voltaje de salida en corriente alterna, por lo tanto la conversión CD-CD tiene que aumentar el voltaje. Esto tiene un efecto negativo en la eficiencia del inversor, aunque se han propuesto varias topologías para micro-inversores con resultados suficientes para ser implementados en inversores disponibles comercialmente.³³

3.1.3. Arquitecturas: inversores en serie

Los inversores en serie, combinan las ventajas de un inversor central y uno modular integrados con algunas pequeñas compensaciones. Un número de módulos fotovoltaicos que se conectan en serie forman un arreglo fotovoltaico con configuraciones que pueden llegar hasta 30 kWpico conectados de forma trifásica.

Los voltajes de circuito abierto pueden llegar a 1 kV, lo cual presenta la siguiente desventaja: estos altos voltajes en corriente directa requieren consideración especial similar a la arquitectura de inversor central, el problema se debe a que estos inversores se instalan en hogares o edificios de oficinas si

³³ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 275.

estructuras de soporte o requerimientos de seguridad necesarios. La protección de este sistema requiere consideración especial, con énfasis en cableado propio de corriente directa.³⁴

Aunque el sombreado parcial de un arreglo en serie influye en la eficiencia total del sistema, cada arreglo puede ser operado independientemente por su máximo punto de potencia, si cada arreglo tiene su propio seguidor de máximo punto de potencia.

Además, ya que no se conectan arreglos en paralelo, no es necesario conectar diodos en serie, reduciendo las pérdidas asociadas a los diodos. La desventaja mayor es el riesgo de puntos calientes en un arreglo, el cual puede suceder como resultado de corrientes desbalanceadas y transferencias de potencia dentro del arreglo.³⁵

3.1.4. Arquitecturas: inversor central con optimizadores

Esta arquitectura híbrida entre un inversor central y micro-inversores, se debe a una caja optimizadora asignada a cada módulo, el cual contiene un seguidor de máximo punto de potencia y un convertidor CD-CD. Las cajas optimizadoras de todos los módulos se conectan en serie entre ellos y al inversor central; este inversor puede aceptar voltajes de entrada en un rango determinado, y si el voltaje se encuentra fuera de este rango, la corriente se altera de forma que el voltaje cae dentro del rango aceptable de nuevo.³⁶

³⁴ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 275.

³⁵ *Ibíd.*

³⁶ *Ibíd.* p. 277.

Como consecuencia de esto, la salida de voltaje de los optimizadores está determinado por la potencia de entrada al inversor y la corriente forzada en el mismo. La principal ventaja de esta arquitectura es que cada módulo puede operar según su propio punto de máxima potencia, lo cual es importante debido a los módulos que sufren sombreado, y también por el hecho que no existen dos módulos fotovoltaicos exactamente iguales.

Otra ventaja de esta arquitectura es que los optimizadores pueden operar en voltajes cercanos a los voltajes que generan los módulos fotovoltaicos, por lo tanto, la conversión CD-CD es muy eficiente. Además, los optimizadores consumen poca potencia, por lo tanto, no hay problemas de calentamiento excesivo, en contraste con lo que sucede solamente con el micro-inversor.³⁷

3.1.5. Arquitecturas: conceptos combinados de inversores

Esta arquitectura combina tecnología de arreglos en serie con el concepto de control master-esclavo. Una combinación de varios inversores arreglados en serie trabajando con este concepto, se muestra en la figura 15.

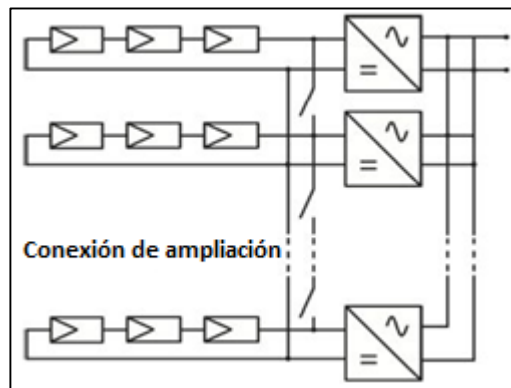
Con una menor cantidad de irradiación, el arreglo fotovoltaico completo se conecta a un inversor simple. Esto reduce las pérdidas en general, ya que el convertidor se diseña para alcanzar la máxima eficiencia cerca de alcanzar plena carga.

Con un incremento de radiación solar, más inversores se conectan, dividiendo el arreglo fotovoltaico en unidades más pequeñas hasta que cada inversor en serie opera cerca de su potencia nominal. En esta modalidad cada

³⁷ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 277.

arreglo opera independientemente con su propio seguidor de punto máximo de potencia. Con una baja radiación solar, los inversores se controlan de forma master-esclavo.³⁸

Figura 15. **Concepto combinado de inversores**



Fuente: SMETS et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion*. p 277.

3.1.6. Componentes de los Inversores

El término inversor se utiliza tanto para el convertidor de corriente directa a corriente alterna, como para la combinación de todos los componentes que conforman el convertidor de potencia en la práctica. La conversión de corriente directa a alterna se analiza en la siguiente sección, en esta se presentan los demás componentes que conforman el convertidor de potencia: conversores corriente directa a corriente directa (convertidores CD-CD) y seguidores del máximo punto de potencia (MPPTs).

³⁸ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 277.

3.1.6.1. Convertidores CD-CD

Los convertidores CD-CD cumplen múltiples propósitos, en primer lugar, en un inversor la entrada de voltaje usualmente es constante, mientras que el voltaje generado por los módulos fotovoltaicos con el seguidor de máximo punto de potencia no lo es; por lo tanto, un convertidor CD-CD se utiliza para transformar el voltaje variable de los módulos fotovoltaicos en un voltaje constante usado en el inversor. En segundo lugar, el seguidor del máximo punto de potencia controla el punto de operación de los módulos, pero no puede establecerlo, ya que esto es hecho por el convertidor CD-CD, en un sistema aislado el voltaje del máximo punto de potencia puede diferir del requerido por las baterías y la carga, siendo de utilidad debido el uso de controladores de carga en los sistemas aislados.³⁹

Se conocen tres topologías para los convertidores CD-CD, se describen a continuación:

- Convertidor de reducción (de carga): la forma de onda de la salida de voltaje sin filtrar, de este convertidor, se opera con la modulación del ancho de pulso, en la cual el conmutador aplica el voltaje de entrada a una carga. Cuando no está conmutando, el voltaje a través de la carga es cero. En general, el voltaje de salida tiene un alto contenido de armónicas, por lo tanto, se utilizan filtros pasabajos en la salida del convertidor.
- Convertidor de aumento (de impulso): un voltaje de entrada en corriente directa se incrementa a un voltaje más alto en corriente directa; al aplicar el balance de voltios por segundo del inductor a través de una carga, entonces el ciclo de trabajo permite obtener un voltaje superior en la salida; el principio de operación es que la energía almacenada en el inductor

³⁹ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 279.

(cuando se está conmutando) luego se utiliza contra un voltaje de salida mayor, permitiendo que la energía se transfiera de un menor nivel de voltaje (el voltaje de los módulos fotovoltaicos) a un mayor nivel de voltaje (el voltaje de salida).

- Convertidor de carga e impulso: en este caso, el voltaje de salida puede ser mayor o menor que el voltaje de entrada. Usando un balance de voltios por segundo de un inductor, pueden obtenerse los mismos resultados, esta topología es consistente con las dos anteriores.

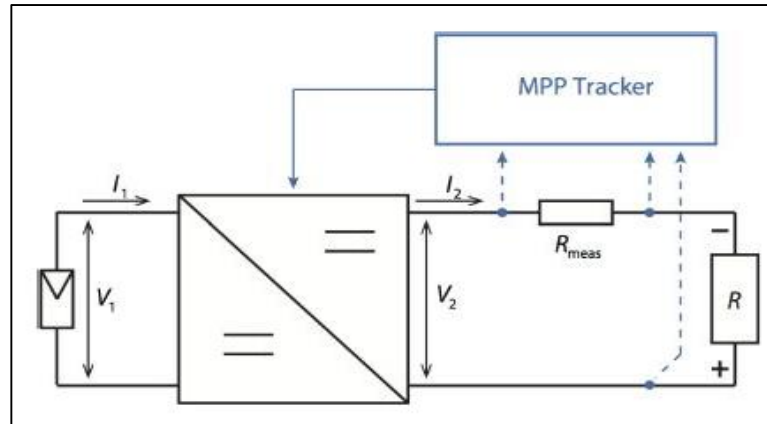
3.1.6.2. MPPT: seguidor del máximo punto de potencia

En los algoritmos utilizados para desempeñar el seguimiento del máximo punto de potencia, el punto de operación del módulo se establece de manera que la potencia de salida es la máxima posible. Sin embargo, un algoritmo por sí mismo no puede ajustar el voltaje o la corriente del punto de operación, y para este propósito, es necesario un convertidor CD-CD.⁴⁰

La figura 16 ilustra la combinación de un dispositivo desempeñando el seguimiento del máximo punto de potencia y la conversión CD-CD; la unidad MPPT mide el voltaje o la corriente en el lado de la carga y puede variar las mismas adaptando el ciclo de trabajo del convertidor CD-CD. En esta figura, la corriente y el voltaje son medidos del lado de la carga, pero también pueden medirse del lado del sistema fotovoltaico.

⁴⁰ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 280.

Figura 16. **Combinación de una unidad desempeñando un algoritmo MPPT y un convertidor CD-CD**



Fuente: SMETS et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion*. p 280.

3.2. **Métodos de conmutación y modulación utilizados para la conversión de corriente directa a corriente alterna**

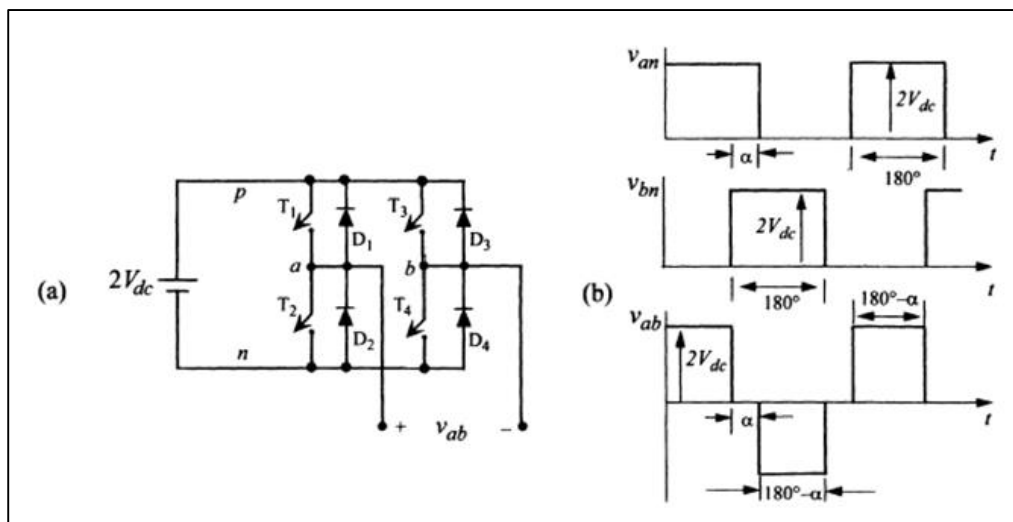
En los convertidores con electrónica de potencia, si la potencia fluye de corriente directa a corriente alterna, el equipo se conoce como inversor; en caso contrario se conoce como rectificador. Cuando la fuente de corriente directa es tal como una batería, el circuito se conoce como inversor con fuente de voltaje.

Si la corriente directa es producida por una fuente temporal, por ejemplo, un capacitor, entonces se conoce como inversor de voltaje rígido ya que indican que el voltaje tiende a resistir cambios súbitos pero altera su valor sustancialmente bajo cambios en cargas muy grandes.

3.2.1. Inversores de dos niveles

La frecuencia de la salida de voltaje o corriente se establece sencillamente al conmutar en periodos iguales de tiempo entre los puntos de voltaje de corriente directa (positivo y negativo) y ajustando apropiadamente los periodos de media onda. Sin embargo, la habilidad de variar la frecuencia siempre está acompañada de una componente fundamental a la salida, por lo tanto, debe tomarse en cuenta el control del voltaje.⁴¹

Figura 17. **Puente completo, inversor monofásico controlado por cancelación de cambio de fase (a) circuito de potencia, (b) forma de onda de voltaje**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 18.

El método a través del cual se logra ajustar el voltaje en un convertidor de potencia de estado sólido es el problema principal de la modulación. Para realizar

⁴¹ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 18.

la inversión, el control de voltaje a través del cambio de fase o la modulación del cambio de fase, permite controlar con el retraso del cambio de fase la magnitud del voltaje eficaz de los cambios del voltaje de salida de línea a línea.⁴²

La salida del voltaje conmutado de los inversores puede representarse como una suma de una serie de componentes armónicas, una serie de Fourier. Un análisis de Fourier convencional proporciona, para cada componente armónica, una amplitud para cada armónico de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$V_{ab(n)} = \frac{2}{\pi} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} (2V_{cd} \cos n\theta) d\theta$$

$$V_{ab(n)} = \frac{4}{\pi} V_{cd} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} (\cos n\theta) d\theta$$

$$V_{ab(n)} = \frac{8}{\pi n} V_{cd} \cos\left(\frac{n\alpha}{2}\right)$$

Donde:

V_{ab} = voltaje de salida

V_{cd} = voltaje de corriente directa, entrada al inversor

n = n-ésima armónica, todas armónicas impares

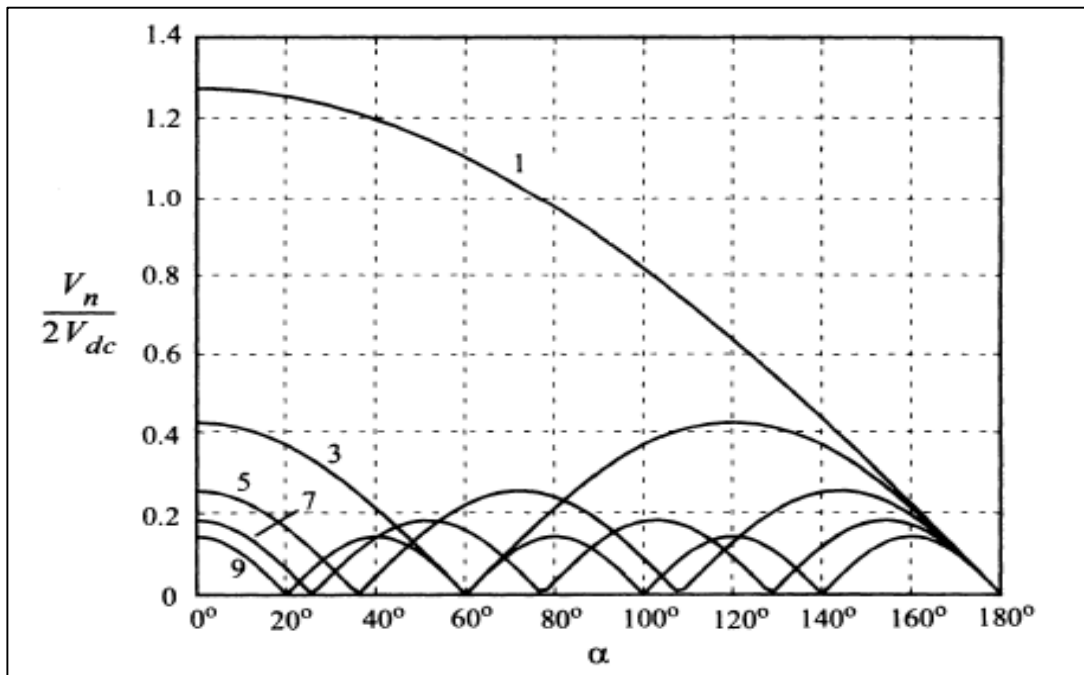
α = retraso del cambio de fase (figura 18)

La figura 18 muestra la variación de la frecuencia fundamental y las componentes armónicas como función del ángulo de retraso α , normalizadas con respecto a $2V_{cd}$. Mientras que el control de voltaje no es posible con un inversor

⁴² HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 18.

convencional de seis pasos sin ajustar el voltaje de corriente directa a la entrada, algunas acciones de control de voltaje son posible con un puente doble, como se muestra en la figura 19; algunos tipos de puente son esencialmente tres puentes monofásicos procurando que el control de voltaje suceda de la misma manera que el método de traslape utilizado en un solo inversor monofásico. Para evitar cortocircuitos las cargas trifásicas deben conectarse ya sea como tres cargas aisladas monofásicas o a través de un transformador que provea desacople ambos circuitos eléctricos.⁴³

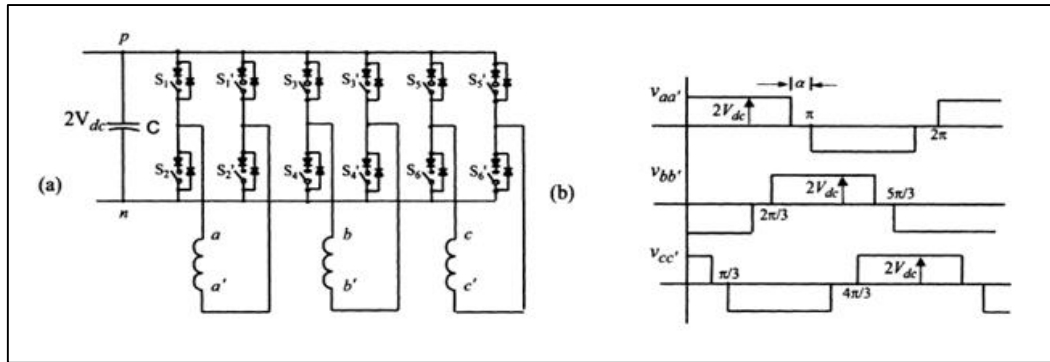
Figura 18. **Primeras cinco componentes armónicas impares de un inversor monofásico con control de cambio de fase**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 19.

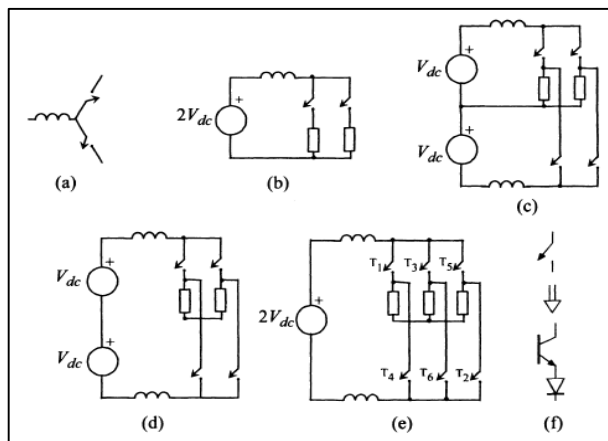
⁴³ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 19.

Figura 19. **Arreglo de puentes dobles trifásicos (a) circuito básico y (b) forma de onda de voltaje**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 20.

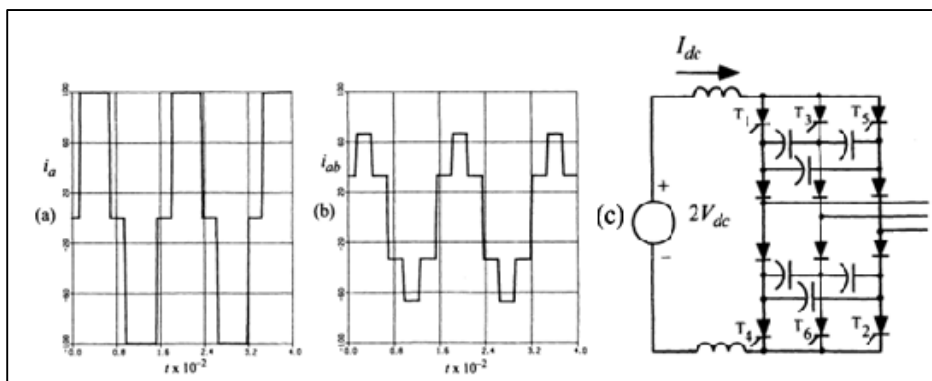
Figura 20. **Circuitos de inversores de fuente de corriente o de corriente rígida: (a) celda básica de conmutación, (b) medio puente, (c) puente completo, (d) puente monofásico, (e) circuito de un inversor de fuente de corriente trifásico, (f) bloque bidireccional de voltaje, con interruptor unidireccional de corriente**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 22.

Los convertidores de potencia de estado sólido, son en su mayoría aquellos que operan con una fuente de voltaje o con un capacitor rígido en el lado de corriente directa del conversor; sin embargo también existen convertidores con fuente de corriente o con inductor rígido en el lado de corriente directa. El desarrollo de los circuitos que identifican este tipo de inversores se muestra en la figura 20.

Figura 21. **Convertidor de corriente: (a) forma de onda de corriente de línea para una carga conectada en estrella, (b) corriente de fase para una carga conectada en delta asumiendo una corriente directa de 100 amperios, (c) convertidor de corriente de conmutación autosecuencial**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 24.

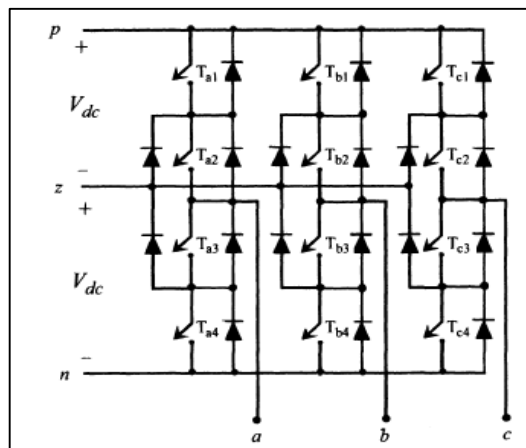
La figura 21 de la corriente de carga, asume una carga conectada en estrella; si la carga es inductiva, las formas de onda de la corriente producirán picos de voltaje, por lo tanto, el contenido armónico para estos inversores es extremadamente grande. En realidad, los gradientes no serán infinitos sino dependerán de la capacitancia del circuito de conmutación, por ejemplo el circuito inversor de conmutación autosecuencial es utilizado ampliamente en

convertidores de corriente de fuente o rígidos, en los cuales filtros capacitivos se conectan en las salidas de las terminales de corriente alterna para absorber los rápidos cambios de corriente.⁴⁴

3.2.2. Inversores de tres niveles

Otra configuración de inversor del tipo fuente de voltaje que se ha vuelto muy importante para aplicaciones de alta potencia es el inversor de punto neutral fijo (NPC, *neutral-point clamped*). Este inversor, tiene un punto central de voltaje cero en corriente directa, lo cual es conmutable con las salidas de fase, creando la posibilidad de conmutar cada fase del inversor a uno de tres niveles de voltaje. El mayor beneficio de esta configuración es que, mientras existen al menos el doble de interruptores que en un inversor de dos niveles, cada interruptor debe bloque solo la mitad del voltaje de corriente directa.

Figura 22. Inversor de fuente de voltaje o voltaje rígido de tres niveles



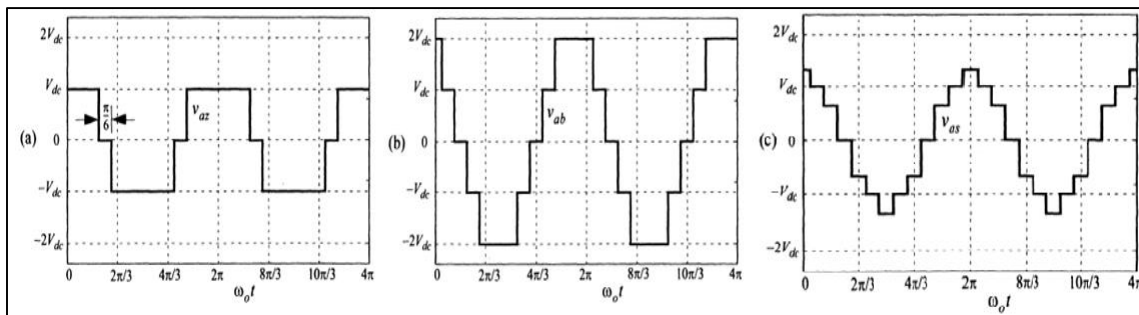
Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 39.

⁴⁴ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 25.

Uno de los problemas, es la necesidad de asegurar un balance de voltaje a través de los capacitores conectados en serie que realizan el enlace de corriente directa, una solución es simplemente conectar cada uno de los capacitores en su fuente DC aislada (por ejemplo, la salida de un puente de diodos alimentada de un transformador secundario).

Otro método es balancear los voltajes de los capacitores a través de un control de retroalimentación.⁴⁵

Figura 23. **Conmutación de voltajes (a) línea a punto medio, (b) línea a línea, (c) línea a neutro, producidos por el inversor de tres niveles NPC. El ancho del escalón de voltaje de fase cero se restringió para un mínimo THD**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 41.

3.2.3. Inversores multinivel

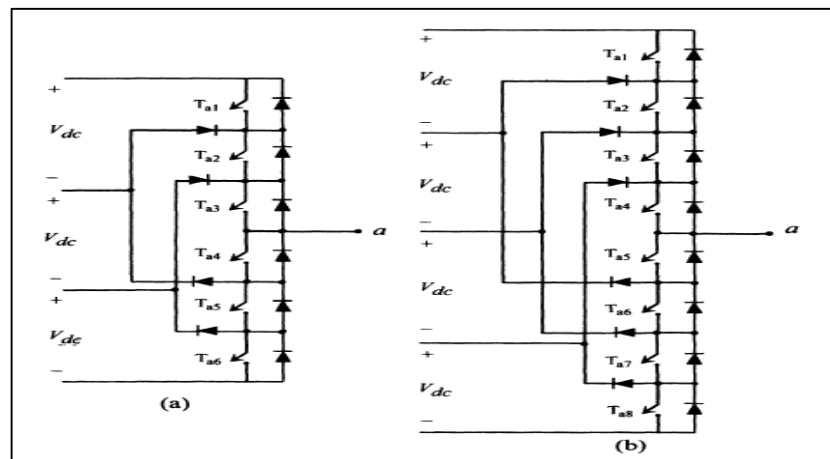
Existen diversos principios para trabajar inversores multinivel:

⁴⁵ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 41.

3.2.3.1. Inversor multinivel fijado a un diodo

El principio de enlazarse al voltaje en corriente directa por medio de diodos, puede extenderse a muchos niveles de voltaje. Ya que los voltajes a través de los interruptores de los semiconductores están limitados por la conducción de los diodos, este tipo de inversores multinivel se denomina inversores multinivel de diodos anclados. Ya que se crean varios niveles intermedios de voltaje, el problema de garantizar el balance de voltaje a través de cada serie de capacitores se convierte en un problema; este se resuelve alimentando cada enlace de corriente directa con una fuente de voltaje independiente, aunque esto agrega costos económicos al sistema, cuando se supe por una sola fuente de voltaje, el problema puede resolverse con el uso de algoritmos de control apropiados aunque sigue siendo ineficiente.⁴⁶

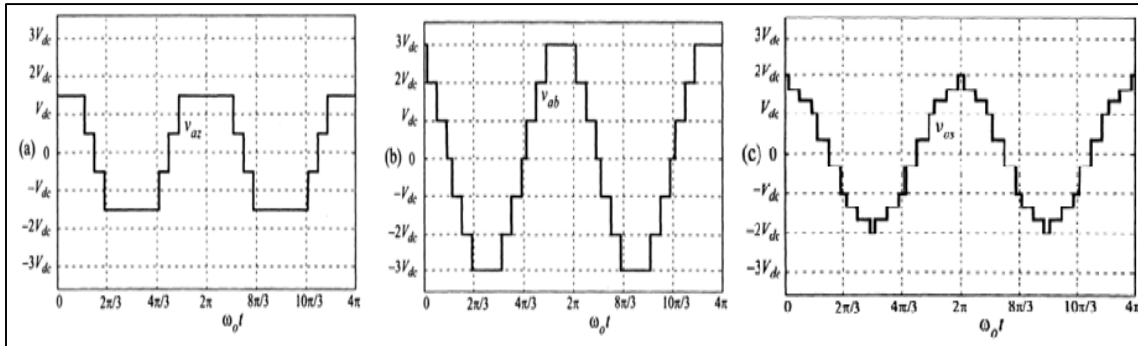
Figura 24. Implementación de inversores de diodo anclado de (a) cuatro niveles y (b) cinco niveles; solo se muestra una fase



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 44.

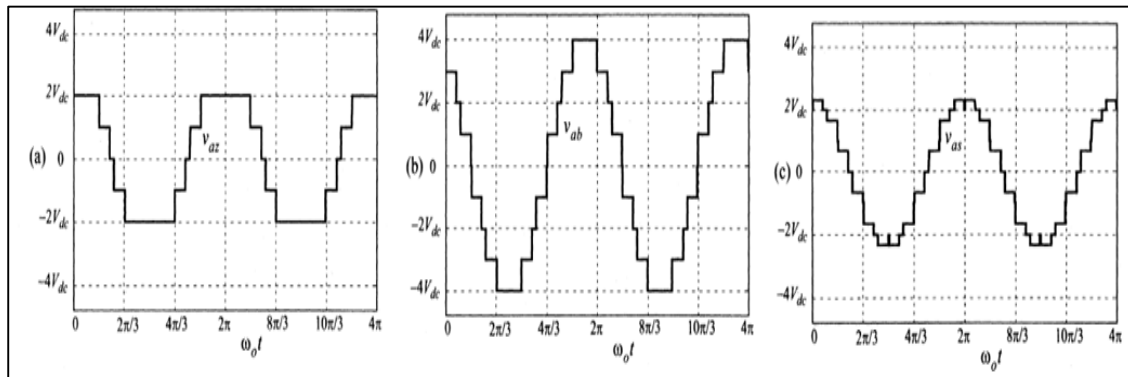
⁴⁶ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 44.

Figura 25. **Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de cuatro niveles**



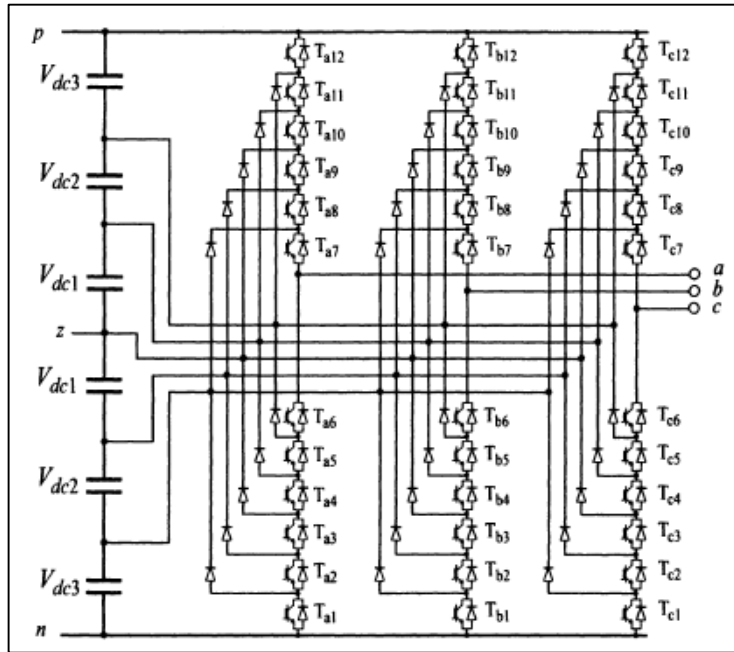
Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 46.

Figura 26. **Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de cinco niveles**



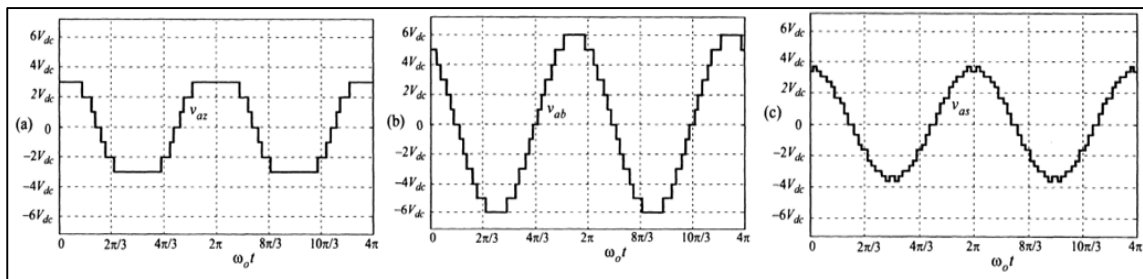
Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 47.

Figura 27. **Inversor de diodo anclado de siete niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 45.

Figura 28. **Conmutación de voltajes (a) de línea a punto medio, (b) línea a línea y (c) de línea a neutro producidos por un inversor de diodo anclado de siete niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 48.

El rango de voltajes de los diodos, rápidamente se convierte en un problema y los niveles mayores que cinco no se consideran prácticos actualmente. Este problema puede solucionarse al conectar varios diodos en serie, sin embargo, el esfuerzo eléctrico a través de los diodos debe considerarse y administrarse con precaución.

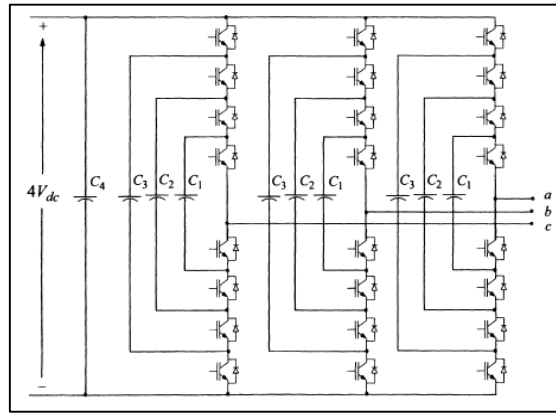
Además, ya que el número de interruptores en serie aumenta el número de niveles, las pérdidas por conducción a través de cada interruptor se incrementa proporcionalmente aunque dada la potencia que se maneje en el inversor, la eficiencia no se ve afectada.⁴⁷

3.2.3.2. Inversor multinivel fijado a un capacitor, VSI (*voltage source inverter*)

El inversor de fuente de voltaje de capacitor anclado es una alternativa al inversor anclado a diodos, y comparte varias ventajas de esta topología; la principal es que la carga de los capacitores puede balancearse a través de la administración apropiada de las combinaciones de interruptores.

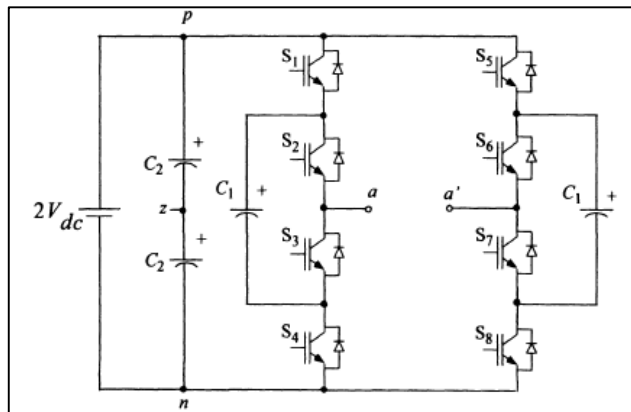
⁴⁷ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 45.

Figura 29. **Topología de un inversor de capacitor anclado de cinco niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 49.

Figura 30. **Inversor de capacitor anclado de tres niveles, voltaje aplicado en el capacitor C1 regulado a Vdc**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 50.

La topología permite obtener un número determinado de voltajes de nivel sin la necesidad de usar un transformador; esto ayuda a reducir el costo del convertidor y reduce las pérdidas de potencia. A diferencia de la estructura del

inversor de diodo anclado, donde una serie de capacitores compartía el mismo voltaje, en esta estructura los capacitores en una misma fase se cargan a diferentes niveles de voltaje.

Para sintetizar la forma de onda de voltaje se utiliza un algoritmo que combina varios niveles de voltaje a través de varios capacitores con la restricción de que ningún capacitor esté en cortocircuito y se mantenga la continuidad con el enlace de corriente directa en cada capacitor.⁴⁸

La topología de capacitor anclado, también conocida como capacitor flotante, tiene varias desventajas las cuales limitan su uso, por ejemplo, el arranque del convertidor, ya que antes de la modulación deben establecerse los capacitores con el nivel de voltaje requerido, complicando la modulación; además los voltajes de los capacitores deben regularse en operación normal de manera similar a los puntos neutrales en la estructura de diodo anclado, también deben tomarse en cuenta los rango de operación de los capacitores.

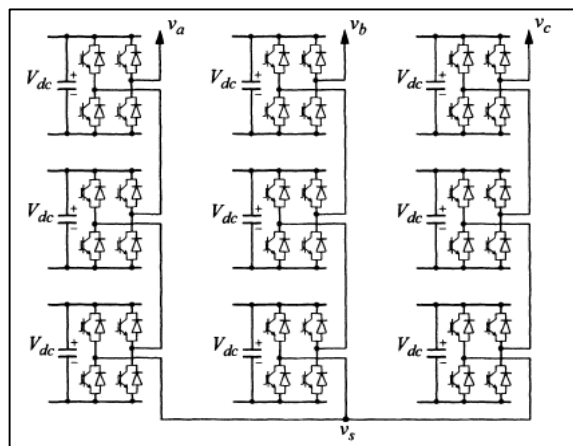
3.2.3.3. Inversor multinivel de fuente de voltaje en cascada

La tercera alternativa topológica es la conexión en serie de puentes completos monofásicos para completar cada salida de fases del inversor principal. Para esta topología, el enlace de corriente directa de cada puente completo debe proveerse separadamente, y esto típicamente se logra usando rectificadores alimentados por devanados secundarios de un transformador trifásico. Otros tipos de alimentación pueden ser rectificadores de puentes de

⁴⁸ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 50.

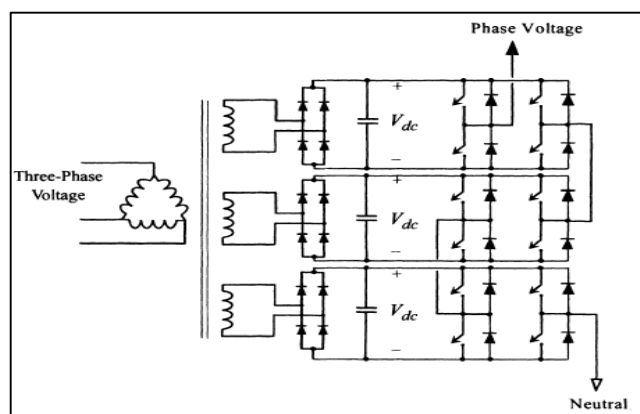
diodos trifásicos alimentados desde el devanado secundario de una conexión estrella o delta, con esto logran una cancelación armónica.

Figura 31. **Inversor de fuentes de voltaje en cascada de siete niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 52.

Figura 32. **Alimentación de voltajes en corriente directa aislados eléctricamente desde el secundario de un transformador, para un inversor de fuentes de voltaje en cascada de siete niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 53.

La topología de un inversor en cascada tiene diversas ventajas que lo han hecho atractivo en los sistemas de potencia, por ejemplo la facilidad para regular las barras de corriente directa descritas arriba, mientras la segunda ventaja concierne el control de la modulación que puede lograrse.

A diferencia de los inversores de diodo anclado y de capacitor anclado, donde cada fase debe modularse por un controlador central, estos inversores pueden modularse independientemente uno del otro.

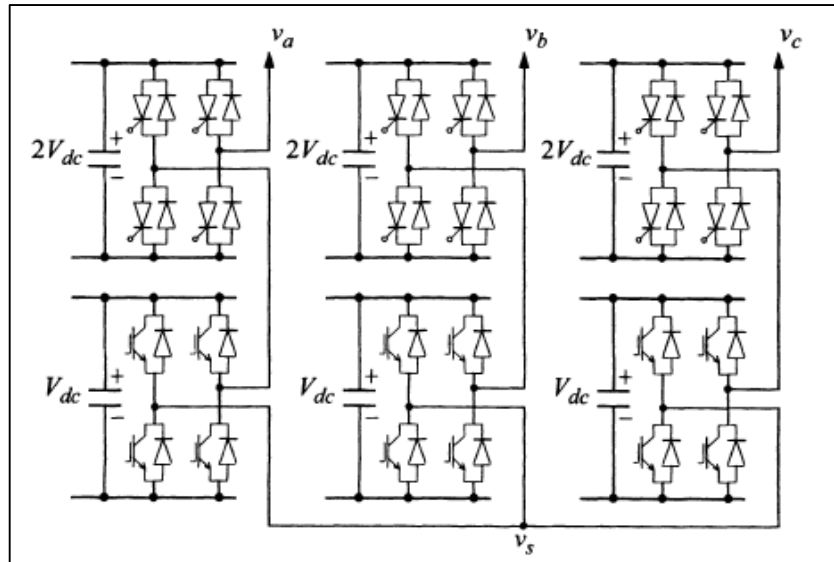
La comunicación entre cada puente inversor debe realizarse para la referencia de sincronización y las ondas de forma de salida, pero el controlador puede ser distribuido para cada fase, facilitando la estructura del controlador. Sin embargo, esta configuración no se ha podido aplicar para bajos niveles de potencia debido a la necesidad de proveer alimentación de corriente directa aislada para cada elemento de puente completo del convertidor.⁴⁹

3.2.3.4. Inversor de fuente de voltaje híbrido

Un inversor híbrido de fuente de voltaje controlada, es una estructura en cascada que se modifica para que los puentes completos de los inversores abarque abarcan la fase del inversor tengan diferentes magnitudes de corriente directa. En la figura 33 puede observarse que cada fase está construida en un paso de alto voltaje en corriente directa y un paso de bajo voltaje en corriente directa.

⁴⁹ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 53.

Figura 33. **Topología de un inversor de fuente de voltaje híbrido de siete niveles**



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 54.

En términos de operación, el inversor utiliza la etapa de alto voltaje para alcanzar la transferencia de potencia, y la etapa de bajo voltaje como un medio para mejorar el desempeño espectral total del convertidor; además la etapa de alto voltaje se construye usando dispositivos que tienen características de bloqueo pero no características de alta velocidad de conmutación, mientras que la etapa de bajo voltaje usa dispositivos de alta velocidad de conmutación pero no de bloqueo de alto voltaje.

La mayor ventaja de esta estructura es el hecho que utiliza las mejores características de desempeño de dos dispositivos electrónicos diferentes, y puede alcanzar desempeños similares a otros convertidores de fuente de voltaje multinivel con un conteo reducido de conmutadores: por ejemplo 24 interruptores

para un inversor híbrido de siete niveles contra los 36 de un inversor en cascada o de diodos anclados.⁵⁰

El sistema híbrido requiere de un transformador para producir el suministro de corriente directa asilado para cada inversor de puente completo, y el control del convertidor es más complejo que el de estructura en cascada. El control del inversor es modular en cada etapa pero la referencia de bajo voltaje debe crearse desde la referencia de alto voltaje.

Otro problema es que el índice de modulación obliga a la etapa de alto voltaje a suministrar más potencia de la que necesita la carga, lo que obligaría a la etapa de bajo voltaje a trabajar en modo de rectificador, por lo tanto, necesita de un rectificador PWM al final de la etapa de bajo voltaje, creando complicaciones en el control del sistema.⁵¹

3.3. Aspectos constructivos de un sistema de conversión

Los procesos teóricos de la modulación del ancho de pulsos, exploran alternativas para controlar el estado de conmutación de las fases que conforman el convertidor de electrónica de potencia, además de comparar las ventajas y desventajas relativas.

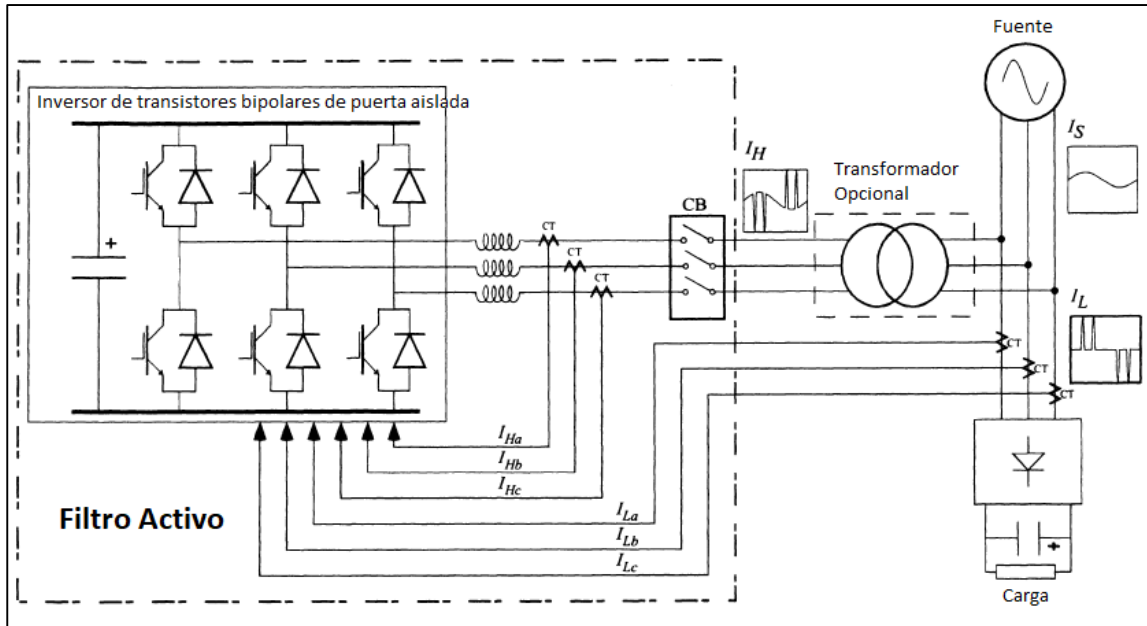
Es igualmente importante conocer cómo se construyen físicamente los sistemas que cumplirán con el desempeño de conmutación deseado tan cerca como sea posible según las restricciones de los dispositivos de conmutación.⁵²

⁵⁰ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 53.

⁵¹ *Ibíd.*

⁵² *Ibíd.* p. 55

Figura 34. **Diagrama de bloques de un sistema convertidor en un filtro activo**

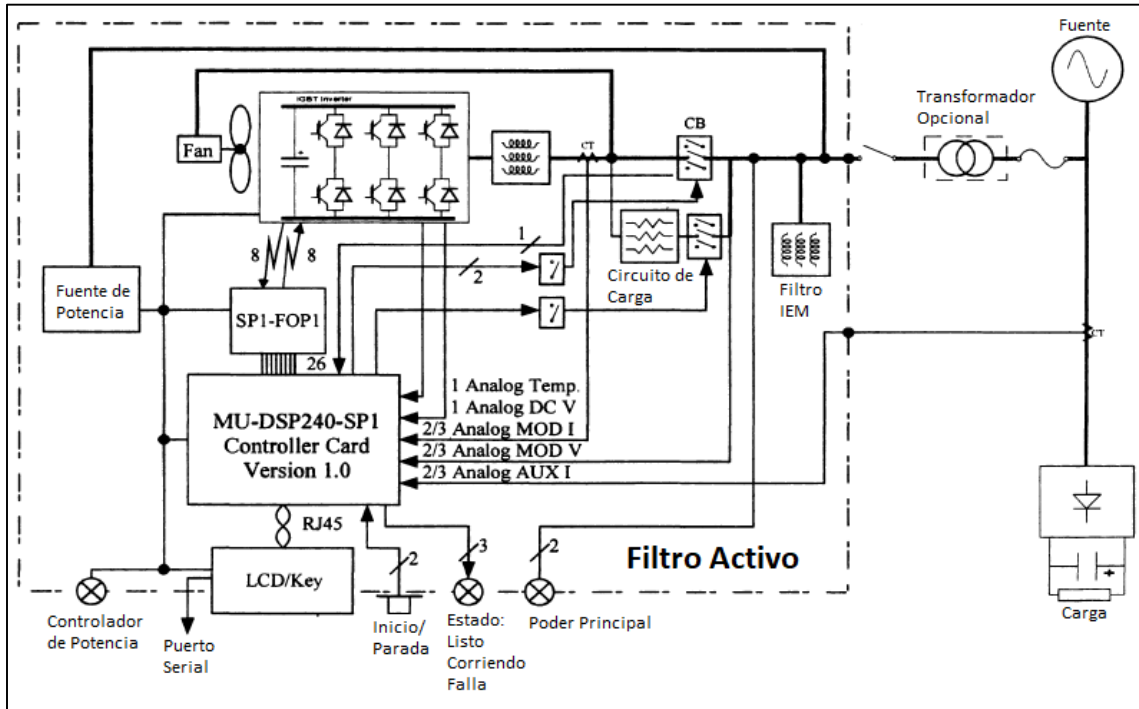


Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 558.

La figura 34 muestra la estructura general de operación de un sistema de filtro activo con inyección en paralelo, el cual comprende un inversor de fuente de voltaje trifásico acoplado en el sistema de corriente alterna a través de inductancias en serie y un transformador de acople opcional.

La figura 35 presenta un mayor detalle de este sistema, el cual ilustra los arreglos internos en la implementación física.

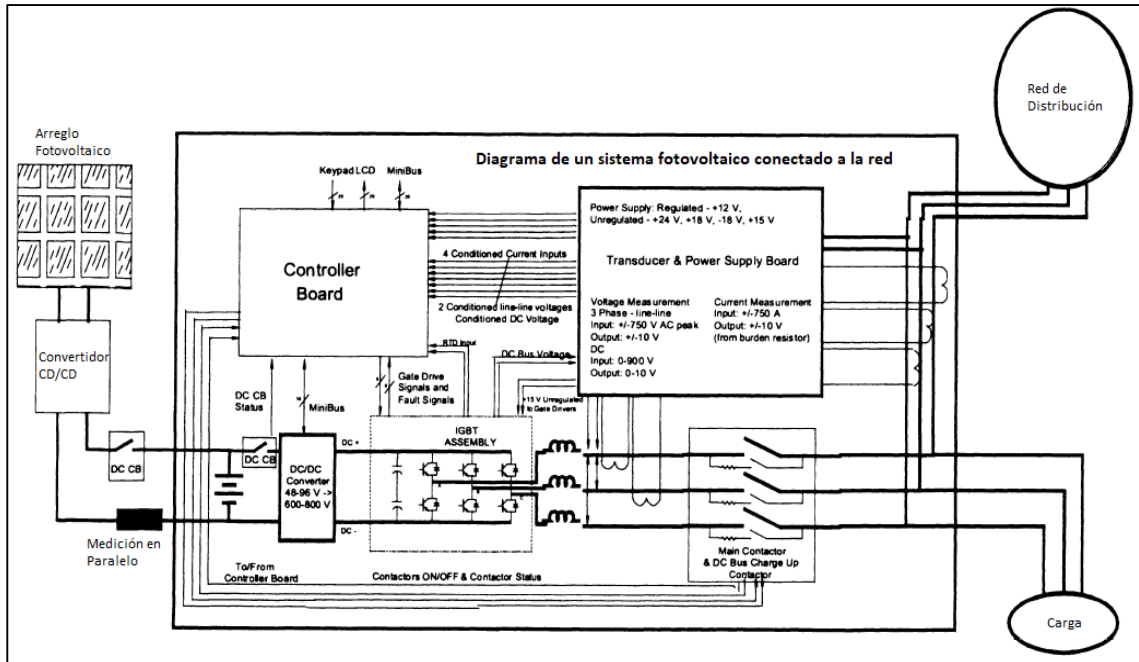
Figura 35. Arreglo detallado de un sistema convertidor de un filtro activo



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 559.

La figura 36 ilustra los detalles de un sistema de conversión, en este caso un sistema de generación por medios fotovoltaicos suministrando energía en la red de distribución de corriente alterna. Aunque estos dos sistemas tienen funciones diferentes, también tienen estructuras físicas similares tanto para la etapa de potencia como para la estructura del controlador. Este es el caso para sistemas de conversión con electrónica de potencia: los mismos bloques constructivos se usan en diferentes combinaciones para hacer diferentes tipos de sistemas.

Figura 36. Arreglo detallado de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red



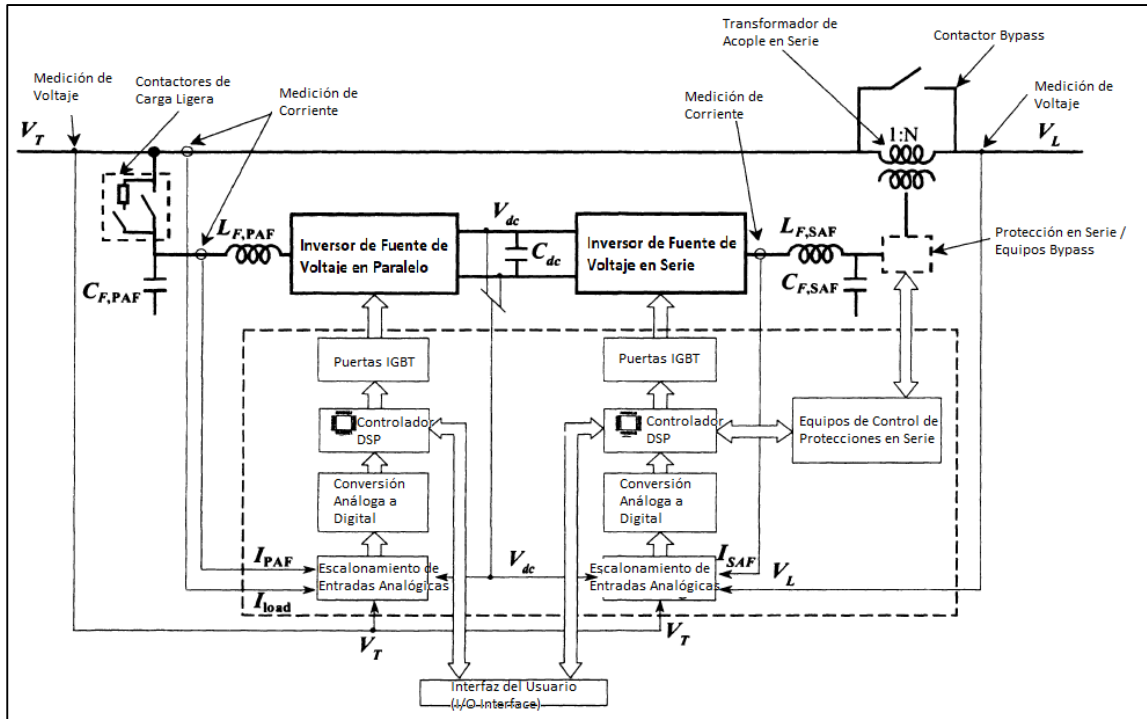
Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 560.

La figura 37 muestra la etapa de potencia y el arreglo del controlador para un sistema de filtro activo por conversión dual en serie y en paralelo. Mientras el sistema tiene una función diferente comparada con los ejemplos anteriores, una vez más utiliza los mismos bloques de inversión por fuente de voltaje y los demás controladores.

De los ejemplos anteriores, se define una serie de bloques constructivos en común que se identifican como parte de la mayoría de sistemas de conversión con electrónica de potencia:

- Etapa de potencia por inversión de fuente de voltaje: el eje de cualquier sistema de conversión es el arreglo del semiconductor conmutador principal para proveer la estructura primaria de inversión.
- Interfaz del controlador de paso: estos circuitos traducen los requerimientos lógicos para cambiar el estado de un interruptor de inversión, en las señales de paso de voltaje o corriente física que es requerida para controlar el dispositivo semiconductor de conmutación real.
- Suministro de potencia de lógica auxiliar: es parte esencial, ya que energiza el sistema de control del inversor.
- Circuitos condicionales de entradas y salidas (I/O): debido al requerimiento de señales de entrada y salida para operar, estas señales deben escalarse y condicionarse desde voltajes externos y a niveles de corriente similares a los niveles del sistema de electrónica de control.
- Implementación del controlador PWM: esta estructura ejecuta el algoritmo de control para convertir un comando de referencia en una serie de señales lógicas que definen el estado de los interruptores de potencia principales del inversor; el algoritmo puede ser un lazo abierto o cerrado.
- Funciones auxiliares: La mayoría de convertidores tienen un número de funciones auxiliares que deben proveerse por el controlador implementado. Ejemplos de estas funciones incluyen la comunicación remota de los puertos, soporte del codificador de velocidad y posición, y suministros de potencia para energizar equipo externo al sistema.

Figura 37. Arreglo general del sistema de conversión de un filtro activo serie/paralelo



Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 562.

3.3.1. Eficiencia de los convertidores de potencia

Para el diseño de un sistema fotovoltaico es necesario conocer la eficiencia de los convertidores de potencia, esta eficiencia se define como:

$$\eta = \frac{P_0}{P_0 + P_d}$$

Donde:

P_0 = potencia de salida

P_d = potencia disipada

Para estimar la eficiencia debe estimarse la potencia disipada, la cual es potencia no aprovechable:

$$P_d = P_L + P_{int} + P_{otros}$$

Donde:

P_L = potencia pérdida por inducción

P_{int} = potencia pérdida en los conmutadores del inversor

P_{otros} = otras pérdidas

Las pérdidas por inducción son similares a las pérdidas por efecto Joule, las pérdidas en la conmutación depende del tipo de conmutador que se utiliza, y las otras pérdidas se tratan de pérdidas resistivas en los circuitos entre los conmutadores.⁵³ Para una unidad o equipo completo de inversión, es conveniente definir la eficiencia como:

$$\eta = \frac{P_{CA}}{P_{CD}}$$

Esta eficiencia relaciona la salida de electricidad en corriente alterna con la entrada de corriente directa. Como se ha discutido antes, los equipos inversores cumplen dos funciones: realizan la búsqueda del máximo punto de potencia, y realizan la función de convertir electricidad en corriente directa a corriente alterna, la cual puede sincronizarse en una red eléctrica. Es fundamental no desperdiciar electricidad producida por los paneles fotovoltaicos, por lo tanto, el inversor debería trabajar lo más cercano posible a su máxima eficiencia posible, la cual

⁵³ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 484.

no es constante, sino depende de la entrada del voltaje de corriente directa y la potencia total de corriente directa que ingresa al inversor.

La eficiencia de un inversor, puede expresarse como un solo número si se utilizan eficiencias comparables, las cuales combinan las eficiencias del inversor a través de un rango de regímenes de irradiación solar.⁵⁴ Dependiendo de la irradiación solar, se usan actualmente dos tipos, donde $\mu_{x\%}$ representa la eficiencia a un porcentaje $x\%$ de la potencia nominal del inversor:

- Eficiencia europea: representativa de la Unión Europea y los climas con poca insolación de Europa Central.

$$\mu_{EURO} = 0.03\mu_{5\%} + 0.06\mu_{10\%} + 0.13\mu_{20\%} + 0.10\mu_{30\%} + 0.48\mu_{50\%} + 0.20\mu_{100\%}$$

- Eficiencia de la comisión de energía de California: representa el desempeño de un sistema fotovoltaico en regiones con gran insolación, como el suroeste de los Estados Unidos.

$$\mu_{CEC} = 0.04\mu_{10\%} + 0.05\mu_{20\%} + 0.12\mu_{30\%} + 0.21\mu_{50\%} + 0.53\mu_{75\%} + 0.05\mu_{100\%}$$

Sin embargo, la representación más exacta del desempeño instantáneo de un inversor dado un nivel de entrada de potencia y voltaje de corriente directa, se obtiene gracias al modelo desarrollado por los Laboratorios Nacionales Sandia de Estados Unidos.⁵⁵ El consumo de potencia propio del inversor, combinado con las características técnicas de los conmutadores y los circuitos en todos los niveles de potencia, resultan en una no linealidad entre la potencia de salida y la

⁵⁴ SMETS, Arno y et. al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 484.

⁵⁵ KING, David, et al. *Performance model for grid-connected photovoltaic inverters*. p. 14-15.

de entrada. La eficiencia del inversor depende de la entrada de voltaje en corriente directa, siendo este un fenómeno muy complejo; la diferencia entre los diferentes inversores se explica mayormente por los conmutadores que utilizan, sin embargo el modelo desarrollado por Sandia realiza un análisis de la no linealidad, que se acerca a la eficiencia experimental.

Con las siguientes ecuaciones:

$$P_{CA} = \left[\frac{P_{CA0}}{A - B} + C(A - B) \right] * (P_{CD} - B) - C(P_{CD} - B)^2$$

$$A = P_{CD0}[1 + C_1(V_{CD} - V_{CD0})]$$

$$B = P_{S0}[1 + C_2(V_{CD} - V_{CD0})]$$

$$C = C_0[1 + C_3(V_{CD} - V_{CD0})]$$

Donde:

P_{CA} = potencia de salida del inversor en corriente alterna, en vatios

P_{CD} = potencia de entrada en corriente directa al inversor, igual al máximo valor de potencia del sistema fotovoltaico, en vatios

V_{CD} = voltaje de entrada en corriente directa al inversor, en voltios

P_{CA0} = potencia de salida máxima o nominal del inversor, en vatios

P_{CD0} = potencia de entrada a la cual se obtiene la máxima potencia de salida o la potencia nominal del inversor, en vatios

V_{CD0} = voltaje de entrada en corriente directa al cual se obtiene la máxima potencia de salida o potencia nominal del inversor, en voltios

P_{S0} = potencia de corriente directa requerida para el proceso de inversión, o autoconsumo por el inversor, en vatios

C_0 = parámetro definido por la relación parabólica entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor, en la condición de operación nominal o máxima

$C_{1,2,3}$ = coeficientes empíricos que permiten la variación lineal del valor P_{CD0} con respecto del voltaje de entrada V_{CD}

La razón por la que estas ecuaciones generan un modelo que experimentalmente ha sido comprobado, se debe a que toma en cuenta las pérdidas por autoconsumo del inversor, las pérdidas proporcionales a la salida de potencia, las pérdidas en los conmutadores electrónicos y las pérdidas óhmicas.

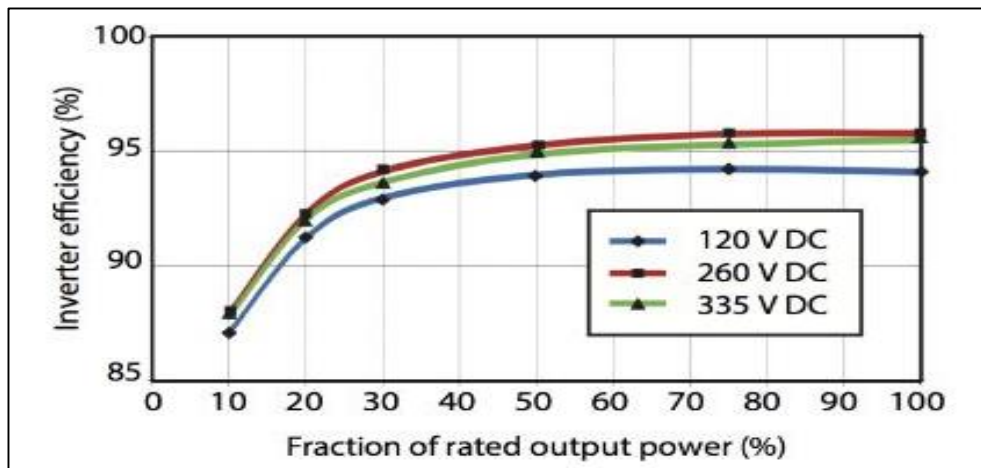
La figura 38 ilustra la eficiencia de un inversor comercial operando a diferentes voltajes de entrada. Como se puede observar, en general mientras más bajo sea el voltaje de salida, entonces es menos eficiente el inversor, esto debido a la potencia consumida por el inversor y la potencia utilizada para controlar los elementos semiconductores, estas características de eficiencia se toman en cuenta al diseñar un sistema fotovoltaico. La eficiencia es menor si el voltaje de entrada se desvía del valor nominal, por lo tanto, el aumento y disminución de las pérdidas de conversión se incrementan mientras más energía se almacena en los inductores que utilizan los inversores.⁵⁶

Los convertidores discutidos, utilizan tradicionalmente tiristores como interruptores en los inversores de conmutación con alimentación. Un tiristor es un componente electrónico que consiste en capas de semiconductores PNPN, que contienen tres uniones p-n. Una desventaja es que los tiristores no pueden apagarse, solo energizarse, por lo tanto, la corriente es rectangular, produciendo un mayor contenido de armónicas lo cual requiere filtros adicionales que permitan al equipo cumplir con los requisitos de las normas para que sea posible la

⁵⁶ SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. p. 485.

conexión a la red de distribución. Actualmente, solo se utilizan tiristores en inversores con potencias de 100 kW y más.

Figura 38. **Eficiencia para un inversor 240 V en corriente alterna, voltaje de entrada nominal 260 V en corriente directa**



Fuente: SMETS et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion*. p 485.

Los demás convertidores son inversores de auto conmutación, los cuales generan salidas con menor contenido armónico. Los conmutadores son totalmente controlables, de forma que la modulación con ancho de banda es posible; por lo general, se utilizan tiristores desactivados por compuerta (GTO, *Gate Turn-Off Thyristor*), transistores bipolares de puerta aislada (IGBT, *Insulated Gate Bipolar Transistor*) o transistores de efecto de campo de semiconductor de metal-óxido (MOSFET, metal-oxide-semiconductor field effect transistor).

3.4. Generación de componentes armónicas y métodos utilizados para su atenuación en el diseño de inversores con electrónica de potencia

Para los inversores, la necesidad de procurar un control del voltaje para cargas de frecuencia ajustable, y el concepto de regular los estados de conmutación de los dispositivos electrónicos de potencia para alcanzar este control, desafortunadamente está acompañado por componentes armónicas no deseadas resultado de la naturaleza inherente de la conmutación en los equipos electrónicos de potencia modernos. La necesidad de considerar el grado hasta el cual las componentes armónicas se crean durante el proceso de control de voltaje conlleva al desarrollo de índices básicos de desempeño que cuantifican la distorsión armónica. Estos índices se utilizan para comparar los algoritmos de modulación que utilizan los inversores, ya que la proliferación de distintos algoritmos ha creado cierta confusión sobre la efectividad de un método sobre otro.

3.4.1. Distorsión armónica total y comparable

Un método es la comparación de la efectividad del proceso de modulación, al comparar componentes no deseadas, es decir, la distorsión de la forma de onda de salida de voltaje o de corriente respecto a la forma de onda sinusoidal ideal. Esto se define en el capítulo 1, como distorsión armónica total del voltaje o de la corriente.

$$THD_v = \sqrt{V_0^2 + \sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} V_n^2}$$

Mientras que la salida de voltaje es la cantidad controlada en un inversor del tipo fuente de voltaje o voltaje rígido. Es de mayor interés conocer los parámetros de corriente ya que las pérdidas o la potencia de salida están más correlacionados con la corriente que con el voltaje. La distorsión armónica de corriente, se define de la siguiente manera:

$$THD_i = \sqrt{I_0^2 + \sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} I_n^2}$$

La forma de onda de la corriente, por supuesto, depende de la impedancia de carga; por lo tanto, no puede predecirse o caracterizarse previamente. Sin embargo, en muchas aplicaciones puede asumirse que se trata de una inductancia con pocas pérdidas. Para este caso, las amplitudes de corriente armónica pueden aproximarse por la siguiente expresión:

$$I_n \cong \frac{V_n}{n\omega_1 L}; n = 2,3,4 \dots$$

Donde:

I_n = corriente de la n-ésima armónica

V_n = voltaje de la n-ésima armónica

n = n-ésima armónica

ω_1 = frecuencia fundamental de la forma de onda de corriente

L = inductancia sobre la que se aplica el voltaje de la n-ésima armónica

Por lo tanto:

$$THD_i = \frac{1}{\omega_1 L} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{V_n}{n}\right)^2}$$

Normalizando la ecuación anterior respecto de la corriente esperada, la distorsión armónica total comparable (WTHD, *weighted total harmonic distortion*) se define como:

$$WTHD = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{V_n}{n}\right)^2}$$

Tabla VI. **Comparación de topologías a través de cinco tipos de ondas cuadradas no moduladas**

Tipo de Inversor	Voltaje de fase RMS de frecuencia fundamental	Voltaje de fase RMS	THD (%)	WTHD (%)
Puente monofásico	$0,4502V_{cd}$	$0,5V_{cd}$	48,34	12,12
Puente trifásico de dos niveles	$0,4502V_{cd}$	$0,4714V_{cd}$	31,08	4,64
Puente trifásico de tres niveles	$0,4348V_{cd}$	$0,441V_{cd}$	16,86	1,61
Puente trifásico de cuatro niveles	$0,4321V_{cd}$	$0,4351V_{cd}$	11,86	1,12
Puente trifásico de cinco niveles	$0,4311V_{cd}$	$0,4330V_{cd}$	9,43	0,987

Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters. p 72.*

3.4.2. Modulación del ancho de pulso (PWM)

La estrategia para controlar la salida en corriente alterna de un convertidor electrónico de potencia es la técnica conocida como modulación de ancho de pulso (PWM, *pulse width modulation*), el cual varía el ciclo de trabajo de los conmutadores del convertidor a una alta frecuencia, para alcanzar la meta de una salida de voltaje o corriente promedio de baja frecuencia eléctrica.

Todos los esquemas de modulación buscan crear trenes de pulsos conmutados los cuales tengan fundamentalmente el mismo promedio de voltajes sobre segundo (por ejemplo la integral de la onda de voltaje sobre el tiempo) como el objetivo de la forma de onda de referencia en cualquier instante. La mayor dificultad con estos trenes de pulsos es que contienen componentes armónicas no deseadas las cuales deben ser minimizadas.

Por lo tanto, para cualquier esquema PWM, el primer objetivo es calcular cuantas veces, con el interruptor cerrado, puede crearse la salida de voltaje o corriente deseada; a continuación, el segundo objetivo de una estrategia PWM es determinar la manera más efectiva de ordenar los procesos de interrupción para minimizar la distorsión armónica no deseada, las pérdidas de conmutación, y otros criterios de desempeño específicos. Para cumplir con el primer objetivo, se tienen las siguientes opciones:

- PWM de muestreo natural: conmutación en la intersección de una forma de onda de referencia deseada y una onda portadora de alta frecuencia.
- PWM de muestreo regular: conmutación en la intersección de una forma de onda de referencia muestreada regularmente, y una onda portadora de alta frecuencia.

- PWM directo: conmutación del área integrada de la forma de onda de referencia deseada sobre un intervalo de onda portadora, siendo esta la misma área de la integración de la salida del convertidor.

Las bases fundamentales para este desarrollo, pueden explicarse en términos de:

- Determinación del ancho del pulso conmutado.
- Posición del pulso conmutado dentro del intervalo de onda portadora.
- Secuencia del pulso conmutado dentro y a través del intervalo de onda portadora.

El contenido de armónicas de la implementación de un esquema PWM particular es resultado del efecto de los factores anteriores en:

- Los armónicos generados por la forma de onda conmutada en cada fase.
- La cancelación armónica que puede ocurrir a las salidas de los conmutadores.

La frecuencia de conmutación, en este contexto, no se considera un parámetro significativo en el desempeño armónico. La tabla VII resume las magnitudes de las armónicas significativas para los tres acercamientos para determinar el ancho del pulso de conmutación, normalizadas respecto de la componente fundamental de un muestreo natural PWM.

En términos de minimizar las componentes armónicas, el desempeño armónico de la modulación directa es similar a la modulación de muestreo regular.

Tabla VII. **Componentes armónicas de una estrategia de modulación para una fase, todos los armónicos normalizados con respecto a Vcd (%)**

Número de armónico	PWM de muestreo natural % (diente de sierra)	PWM de muestreo regular % (diente de sierra)	PWM de muestreo natural % (onda triangular)	PWM de muestreo regular simétrico % (onda triangular)	PWM de muestreo regular asimétrico % (onda triangular)	Cálculo de modulación directa asimétrica %
1	90,0	89,8	90,0	89,7	89,9	89,9
2	0,0	6,0	0,0	0,5	0,0	0,0
3	0,0	0,61	0,0	0,1	0,2	0,2
4	0,0	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0
16	2,1	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
17	7,0	4,3	1,2	0,6	0,7	0,7
18	17,7	15,0	0,0	1,1	0,0	0,0
19	30,5	31,9	26,8	24,8	25,1	25,0
20	25,5	27,9	0,0	5,3	0,0	0,0
21	51,2	51,2	71,2	71,2	71,2	71,3
22	25,5	21,5	0,0	5,0	0,0	0,0
23	30,5	28,3	26,8	28,1	28,4	28,3
24	17,7	19,4	0,0	1,8	0,0	0,0
25	7,0	9,8	1,2	1,9	1,9	2,0
26	2,1	4,1	0,0	0,1	0,0	0,0
WTHD0	3,88	4,91	3,86	3,86	3,84	3,85

Fuente: HOLMES y LIPO. *Pulse width modulation for power converters*. p 150.

Las componentes armónicas de bajo orden de la fundamental, se producen por el proceso de muestreo regular; las de más bajo orden se atenúan ligeramente, y las armónicas más altas son aumentadas por una modulación de muestreo regular. La modulación con muestreo regular simétrico, lleva a ondas portadoras adicionales en la salida de voltaje de una fase, siendo, por lo tanto, inferior a una modulación asimétrica. Los procesos de modulación directa tienen una respuesta armónica idéntica a la modulación con muestreo regular.

Para el sistema completo de inversión con múltiples fases operando en conjunto, tanto la ausencia de armónicos por las virtudes del proceso de modulación, como la eliminación de armónicas resultado de la cancelación entre las fases de un inversor, son parte significativa en la determinación de los armónicos en los voltajes de salida de línea a línea del inversor.

Aunque es importante tener una descripción precisa de la salida luego de la conmutación por fases al investigar el desempeño armónico de varias topologías de los inversores y de la implementación de la estrategia de modulación.

Existen tres factores básicos los cuales afectan el desempeño armónico de un sistema PWM⁵⁷:

- Determinación del ancho del pulso conmutado del voltaje de salida de línea a línea. Esto se logra utilizando una estrategia de modulación, ya sea muestreo natural, regular o directo. Sin embargo, la diferencia significativa para promedios de pulsos mayores de once es la presencia de armónicos de bajo orden de la fundamental excepto en las de muestreo natural.
- Posición del pulso activo dentro del periodo del portador de media onda: la modulación con muestreo natural mueve el pulso activo alrededor del centro del período durante el ciclo fundamental, evitando la presencia de armónicos. La modulación con muestreo regular ubica el pulso activo exactamente en el centro del período. Cualquier estrategia de modulación que ubique el pulso activo al inicio del período de la onda portadora usualmente causa un mayor contenido de armónicos.
- La secuencia de pulsos activos dentro y a través de períodos de media onda sucesivos.

⁵⁷ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 151.

La interacción entre estos tres factores determina el desempeño armónico de la implementación de estrategias de modulación. En particular, diferentes estrategias de modulación pueden evitar la creación de armónicos en la salida de voltaje de fase, también eliminar armónicos debido a la cancelación entre fases, o ambos.⁵⁸

3.4.3. Armónicos generados por inversores

Debido a la forma de onda que genera un inversor en sus terminales de salida, se esperaría que la serie de Fourier que represente el voltaje de línea no contenga componentes armónicas triples, ni pares, a menos que sean componentes armónicas no características.

Para un convertidor de potencia, las armónicas características dependen del número de pulsos y de la regulación de voltaje, las no características dependen de la respuesta de frecuencia de los elementos conectados a la red y del tipo de carga alimentada por el convertidor.⁵⁹

Los inversores generan armónicas en el lado de corriente alterna, el orden armónico puede obtenerse de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h = kp \pm 1$$

Donde:

$h > 0$ = el orden armónico

p = número de pulsos del inversor

$k = 0,1,2,3 \dots$

⁵⁸ HOLMES, Grahame y LIPO, Thomas. *Pulse width modulation for power converters, principles and practice*. p. 152.

⁵⁹ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 94.

Tabla VIII. **Componentes armónicas características según el número de pulsos del inversor**

No. de pulsos	Componentes armónicas
6	1, 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23...
12	1, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 35...
18	1, 17, 19, 23, 25, 35, 37...
24	1, 23, 25, 47, 49...

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, teóricamente puede suponerse cuáles serán las componentes armónicas que producirá en la red un inversor. La tabla VIII indica qué armónicas características deberían estar presentes según el número de pulsos del inversor, aunque debe recordarse, que pueden aparecer armónicas no características como pares o triples.⁶⁰

González⁶¹ comenta que las amplitudes de las armónicas generadas por el inversor son decrecientes según aumenta el orden de la componente armónica, de acuerdo con la siguiente aproximación:

$$I_h = \frac{I_1}{h}$$

Donde:

I_h = amplitud de la h -ésima armónica

I_1 = amplitud de la componente fundamental

h = h -ésima armónica

⁶⁰ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 95.

⁶¹ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Análisis armónico en un sistema de distribución de potencia eléctrica*. p. 53.

Sobre las armónicas no características, debe recordarse que las corrientes armónicas, al introducirse en una red trifásica, producen voltajes armónicos en las impedancias de las líneas los cuales se superponen a la forma de onda del voltaje del sistema, afectando por lo tanto, a todos los elementos del sistema pues se introduce una fuente de voltaje en paralelo, pero a diferente frecuencia.

Al respecto de las armónicas pares, la condición ideal sería que la corriente continua sea perfectamente alisada, sin embargo, esto no es así en la práctica, de ahí que la tabla IX se presenta en una condición ideal de armónicas características, ya que la condición real siempre presenta armónicas pares.

La tabla IX indica que las armónicas impares 5, 7, 11 y 13 son iguales a cero para un inversor de 18 pulsos, sin embargo, si existiera un desbalance del sistema trifásico estas componentes aún pueden aparecer, pero como armónicas no características.

Las armónicas de orden superior tienen valores despreciables, pero debe considerarse que bajo condiciones críticas por ejemplo, en resonancia, estas componentes armónicas suceden con valores mayores que pueden afectar diversos elementos del sistema.⁶²

⁶² GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 96.

Tabla IX. **Componentes armónicas características, en porcentaje, según el número de pulsos del inversor**

% de las armónicas respecto de la fundamental en el inversor								
Pulsos	h=5	h=7	h=11	h=13	h=17	h=19	h=23	h=25
6	25	13	9	7	2	1	0,9	0,8
12	0	0	9	7	0	0	0,9	0,8
18	0	0	0	0	2	1	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0,9	0,8

Fuente: elaboración propia.

4. ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS

La planta generadora trabaja como generación distribuida renovable (GDR), considerando que se trata de una central solar fotovoltaica y no supera los 5 MW de potencia instalada, por lo tanto, solicitó a la CNEE su autorización según la norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable -NTGDR-. Esta planta se compone por cinco grupos de generación de 1 MW de potencia pico cada uno, conectados a través de transformadores con relación 400/34500 V, tensión de línea, dando como resultado una potencia total a entregar de 5 MW.

Esta generadora fue la primera central solar fotovoltaica en Guatemala, y actualmente es la mayor GDR por energía solar. La planta se conecta por medio de una línea trifásica de media tensión, de 34500 V, de aproximadamente 2,3 km de longitud, hasta el circuito de media tensión Llano de Piedra, de la red de distribución perteneciente a Energuate.

La medición de componentes armónicas en un sistema de generación de energía eléctrica por medios fotovoltaicos fue realizada con apoyo de la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, y la distribuidora que autorizó el uso del punto de conexión hacia el circuito Llano de Piedra, en el municipio de Estanzuela, Zacapa.

El equipo utilizado para la medición fue un analizador de redes marca Circuitor, de la serie AR5. La conexión del equipo se realizó sobre las borneras de prueba de la distribuidora, las cuales reciben el secundario de los

transformadores de medición (de corriente y de potencial), transformadores conectados justo en el punto de entrega de la generadora al circuito de distribución. En resumen, el equipo analizador se conectó según el diagrama de conexión trifásica hacia el secundario del transformador de corriente y del de potencial.

El inicio del período de medición fue el 3 de marzo de 2017, terminando el período el 10 de marzo de 2017; durante siete días se recabó cada 15 minutos información sobre corrientes, voltajes, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia y distorsión armónica. Al término del período de medición, se analizó la información utilizando el software o programa del analizador de redes, Power Vision; sin embargo, la mayoría de las gráficas que se presentan se realizaron en hojas de cálculo, para mayor comprensión.

4.1. Resultados de voltajes

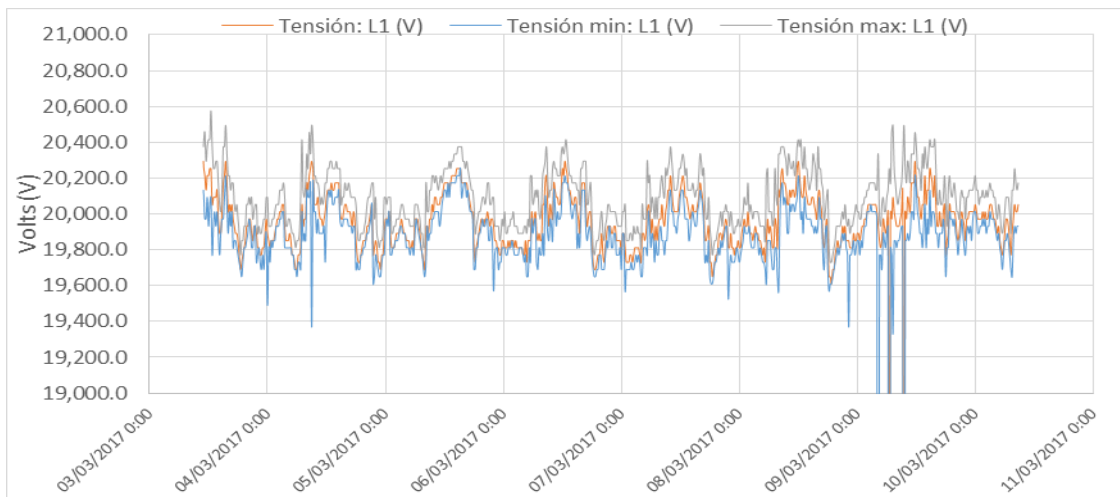
El voltaje o tensión de línea a línea, del circuito de media tensión al que se conecta la generadora, es de 34 500 V. El voltaje de fase o de línea a neutro es de 19 920 V aproximadamente, resultado de la siguiente operación:

$$V_f = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = \frac{34500 V}{\sqrt{3}} \cong 19920 V \approx 20000 V$$

A lo largo del período de medición, el comportamiento de los voltajes eficaces, de fase o de línea a neutro, para cada una de las líneas del circuito de conexión, se muestra en las figuras 39, 40 y 41 respectivamente. Cada 15 minutos, se registró una muestra de la máxima tensión medida en ese período, la mínima tensión medida en ese período, y la tensión promedio por cada intervalo de 15 minutos; debe recordarse que solo en un segundo existen sesenta

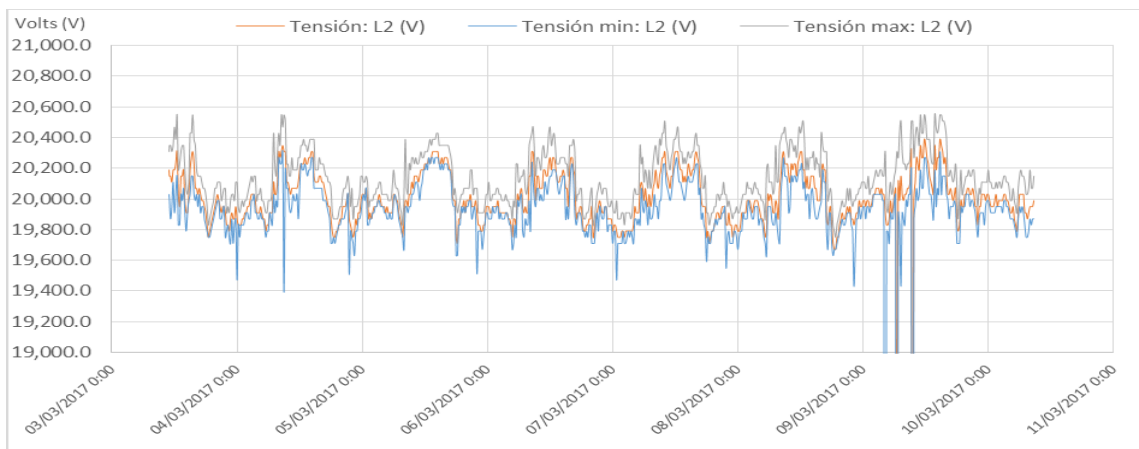
ciclos u ondas sinusoidales, pues se trabaja a una frecuencia de 60 Hz. La figura 42 muestra la tensión de línea a línea en el punto de conexión de la generadora.

Figura 39. Gráfica de voltajes de la línea 1



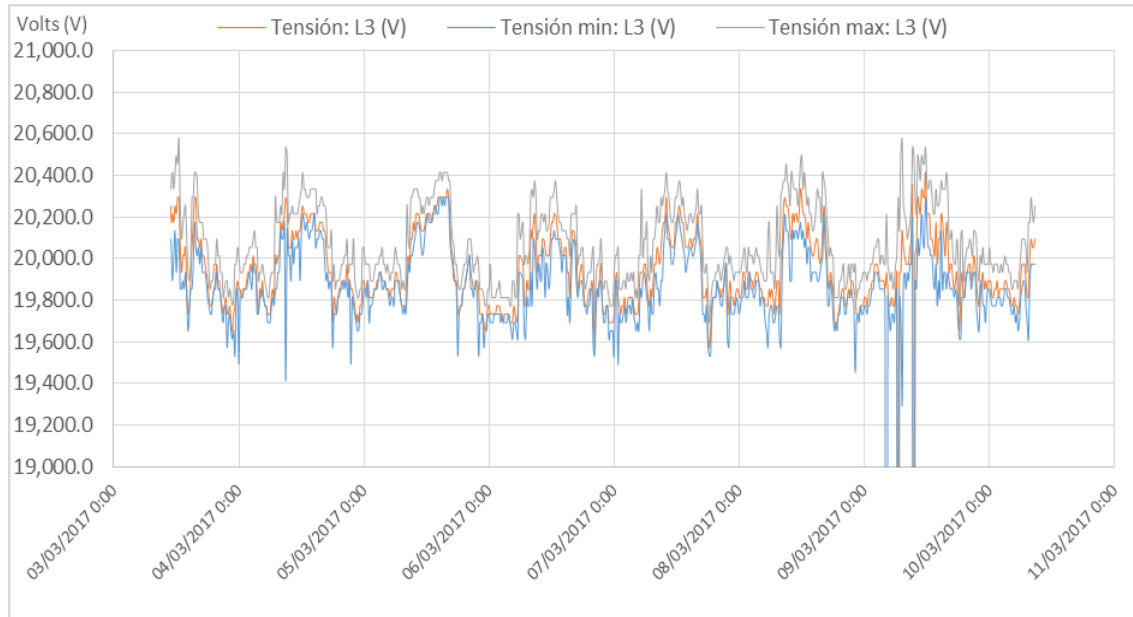
Fuente: elaboración propia.

Figura 40. Gráfica de voltajes de la línea 2



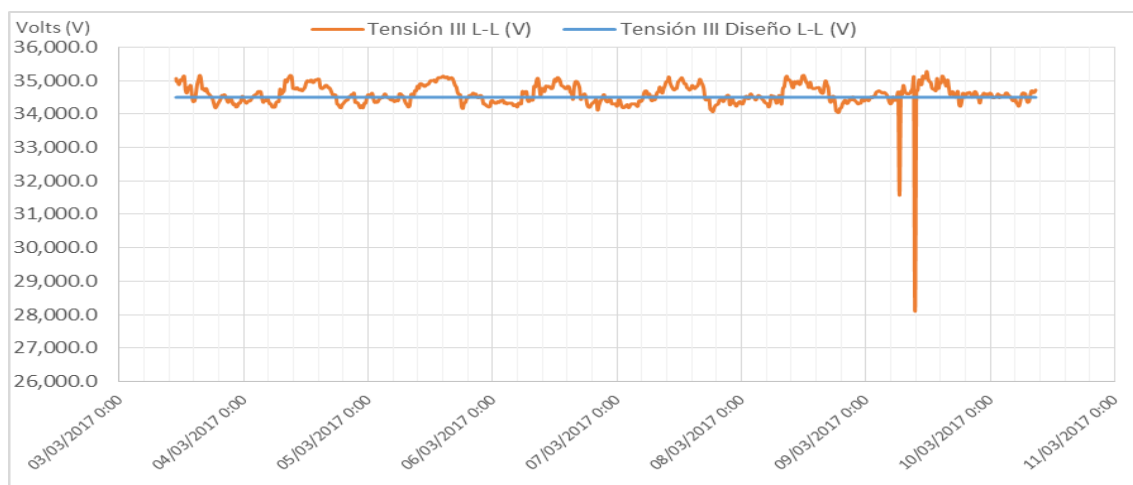
Fuente: elaboración propia.

Figura 41. **Gráfica de voltajes de la línea 3**



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. **Gráfica de los voltajes entre líneas**

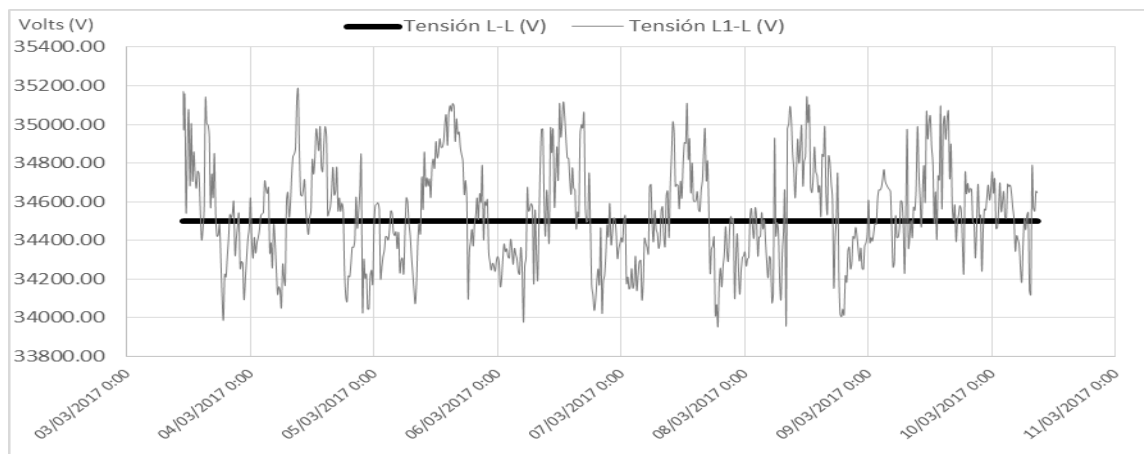


Fuente: elaboración propia.

Las figuras 39, 40 y 41 muestran una serie de fallas durante el amanecer del 9 de marzo de 2017. Estas fallas, habiendo sucedido en las tres líneas que se midieron, se relacionan más adelante con la potencia activa y reactiva generada, pues no fueron fallas en una sola línea (fallas monofásicas de línea a tierra) las cuales son muy comunes en sistemas de distribución. En cuanto a los valores graficados, puede observarse todos los días en cada línea un aumento de la tensión a la mitad de cada día, correspondiendo con los tiempos de operación de la generadora, la cual opera desde las 6.00 hasta las 18.00 horas.

En la figura 42 puede observarse que es en estos períodos que cada día existe un aumento de la tensión entre líneas, superando la tensión de diseño (34 500 V); luego, en los períodos sin operación de la planta, la tensión del circuito de distribución disminuye. Las mediciones de voltaje eficaz realizadas para cada intervalo de 15 minutos del período de medición, se encuentran en el apéndice 2; la figura 43 es un resumen de todo el período, muestra los datos tomados en el instante en el que se le indicó al equipo de medición para cada día.

Figura 43. **Gráfica del voltaje eficaz entre líneas**

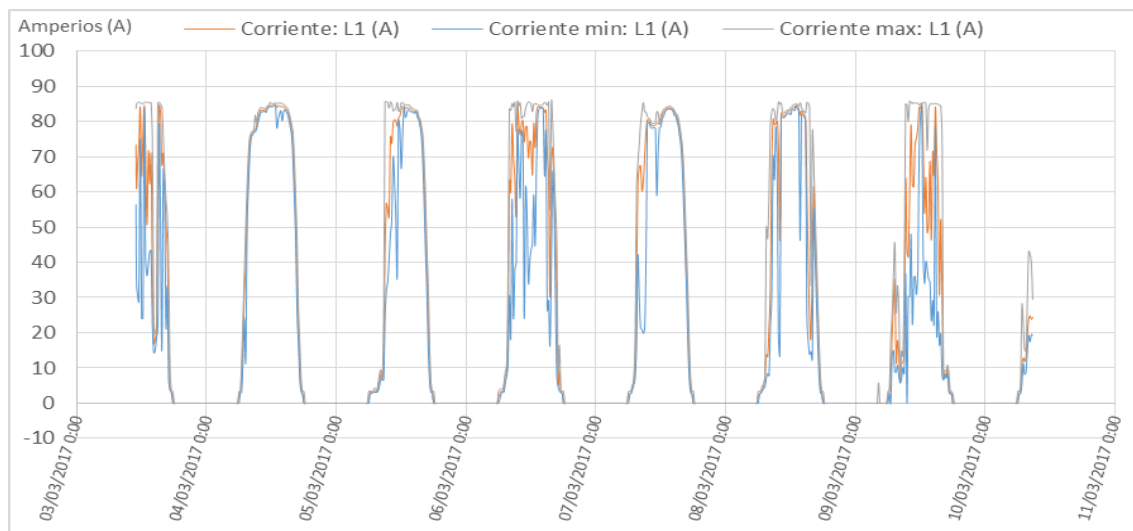


Fuente: elaboración propia.

4.2. Resultados de corrientes

La corriente que transporta cada línea de la interconexión, también está relacionada con el período de operación de la generadora. Puede observarse en las figuras 44, 45 y 46, el aumento considerable de los amperios transportados en cada línea, lo cual sucede coincidentemente en las horas del día en los cuales están generando energía los paneles fotovoltaicos. Esto podrá observarse también para el apartado de potencia activa, donde la corriente transportada tendrá mayor representación en los cambios de potencia transportada que los de voltaje por fase. Resalta el 4 de marzo de 2017, en el cual se observa una curva idónea de operación, a diferencia del 9 de marzo, donde hay una gran diferencia entre los valores máximos y mínimos de corriente.

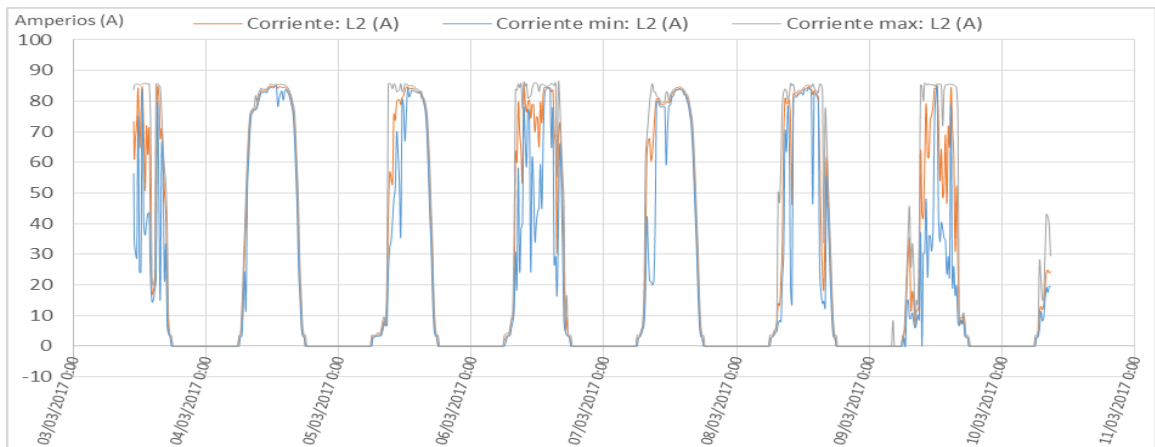
Figura 44. **Gráfica de corrientes de la línea 1**



Fuente: elaboración propia.

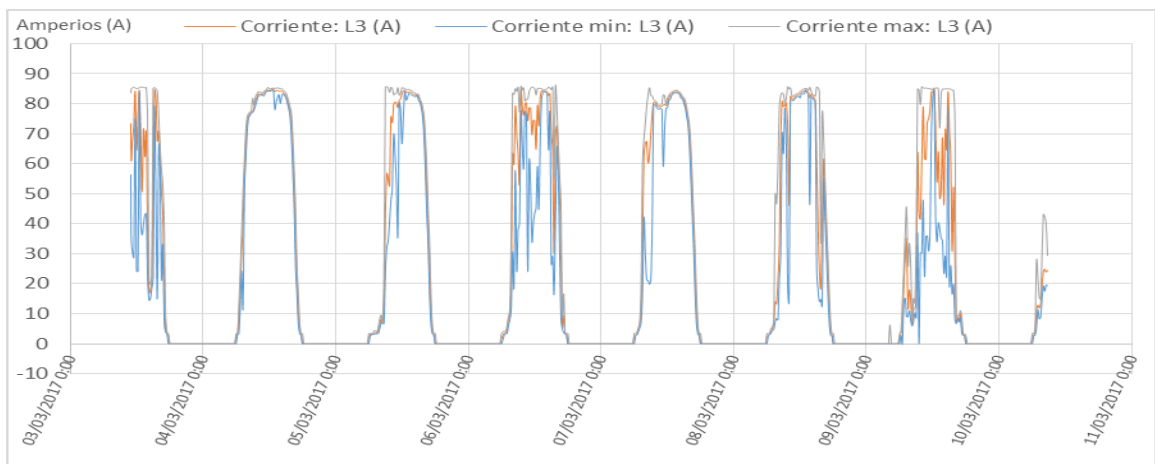
Las figuras 44, 45 y 46 muestran los datos medidos cada 15 minutos para cada línea, en los cuales se registró una muestra de la máxima y mínima corrientes, medidas en ese período, y de la corriente promedio de cada intervalo.

Figura 45. Gráfica de corrientes de la línea 2



Fuente: elaboración propia.

Figura 46. Gráfica de corrientes de la línea 3

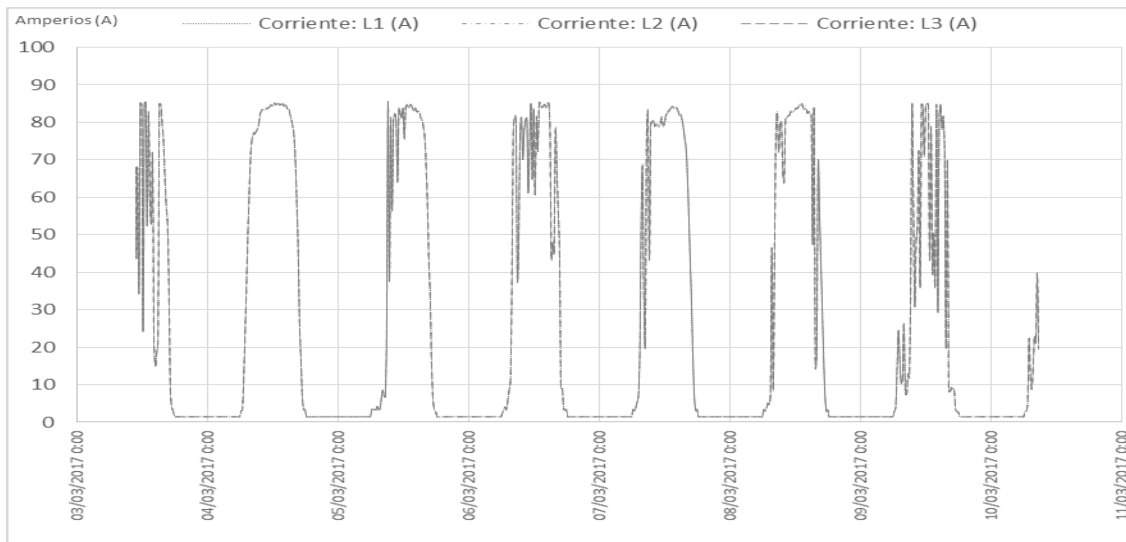


Fuente: elaboración propia.

Las mediciones de corriente eficaz realizadas para cada intervalo de 15 minutos del período de medición, por cada una de las líneas, se encuentran en el apéndice 2 y la figura 47; esta muestra los datos de todo el período en el instante en el que se le indicó al equipo de medición, y puede observarse que no existen diferencias notables de los valores de corriente que se transportó por el circuito.

Nuevamente se observa que el 4 de marzo, los valores de corriente fueron aquellos de una operación ideal de la planta, y los datos del 9 de marzo indican aumentos y descensos en los valores de corriente para las tres líneas. Esto indica que no fueron fallas en las líneas de interconexión, sino disminución de la electricidad generada por la planta solar; aunque los demás días presentan este tipo de variaciones abruptas en la generación. Esta es especialmente notable pues sucede durante todo el tiempo de operación de la generadora.

Figura 47. **Gráfica de corrientes eficaces en cada línea**



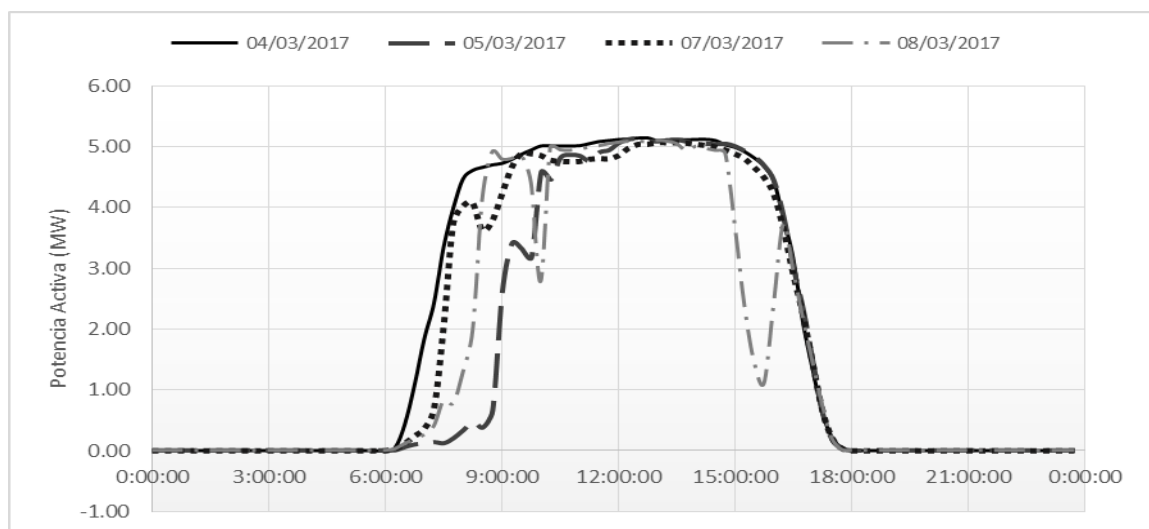
Fuente: elaboración propia.

4.3. Análisis de potencia

Durante los siete días que duró el período de medición, se recopiló información sobre la potencia activa y reactiva que entregaba la planta generadora. En el caso de la potencia activa, puede observarse en las figuras 48 y 49, que la potencia activa tiene una similitud notable con las gráficas de corriente de la sección anterior. La potencia activa de la planta depende tanto de la tensión como de la corriente. Sin embargo, los mayores cambios de valores los presentó la corriente, minimizando el impacto de la tensión hasta el punto de parecer una constante en la ecuación de potencia (cabe recordar que los valores de tensión variaron desde los 34 hasta los 35.2 kV).

Por este motivo, puede identificarse más con las gráficas de corriente que con las de tensión. En la figura 48 puede observarse la potencia activa, tomando en cuenta los aportes de las tres fases, de los cuatro días más estables.

Figura 48. **Gráfica de la potencia activa de las tres fases (días soleados)**

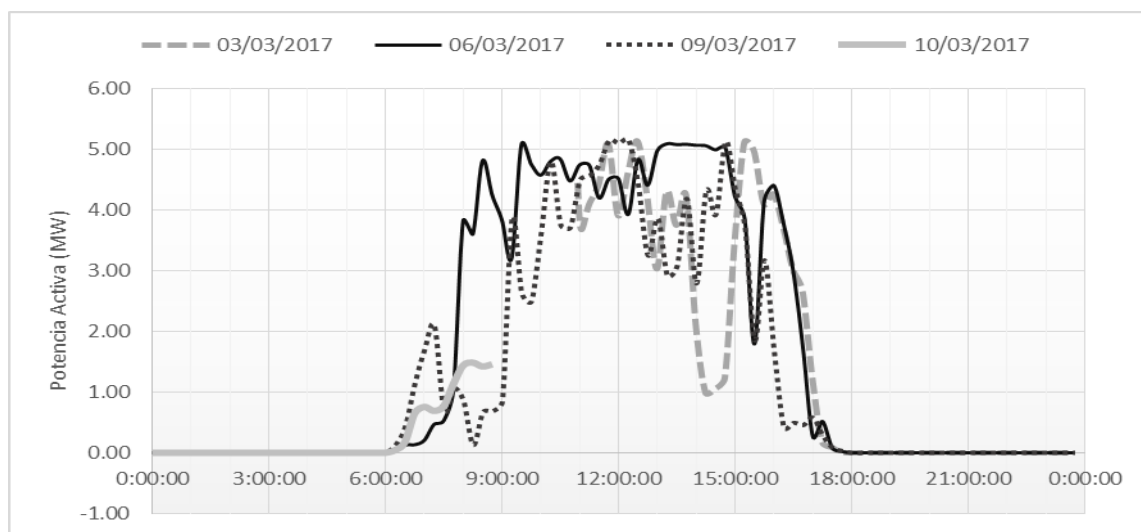


Fuente: elaboración propia.

En cambio, la figura 49 abarca cuatro días inestables en cuanto a la potencia activa que se entregaba en las tres fases. El 3 de marzo de 2017 fue el día de conexión del equipo de medición, y el día 10 fue el día de desconexión; esto sucedió entre las nueve y diez de la mañana de los días mencionados, por lo tanto solo se posee información parcial de estos días.

En esta gráfica pueden observarse para el 6 de marzo de 2017 rampas donde la potencia activa aumenta desde 3.5 MW hasta 5 MW en menos de media hora, así también disminución desde 5 MW hasta 2 MW en media hora aproximadamente; estos cambios de potencia entregada a un sistema de distribución impactan en la tensión del circuito. Sin embargo, las gráficas de tensión para este día comprueban que el impacto no tuvo una alteración grave o fuera de los límites que se establecen para un circuito de distribución. Estas mismas observaciones se aplican para el 9 de marzo de 2017, donde las rampas de aumento o descenso de potencia tuvieron un impacto mínimo.

Figura 49. **Gráfica de la potencia activa de las tres fases (otros días)**

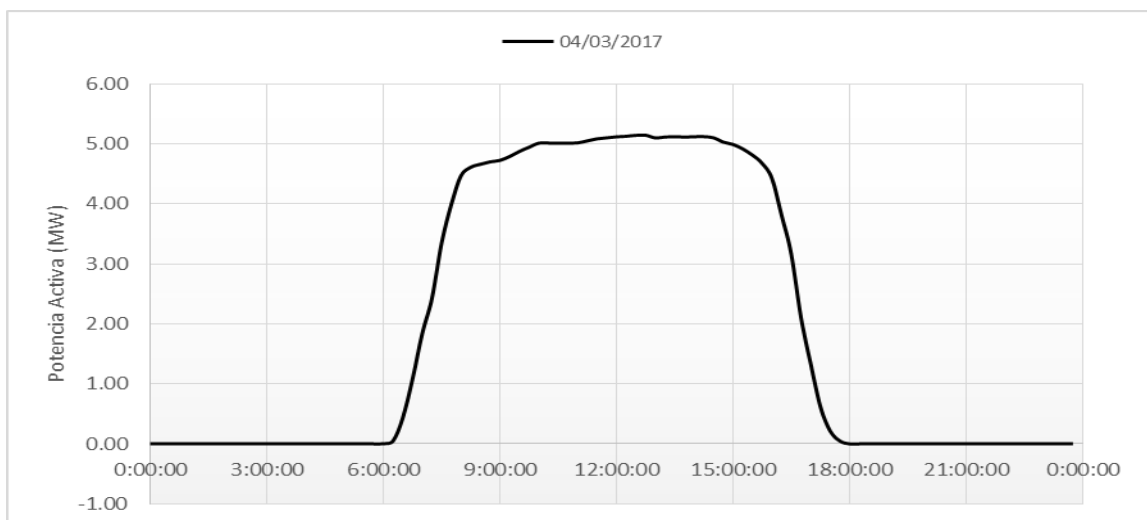


Fuente: elaboración propia.

Los días que presenta la figura 48 se consideran días estables de entrega de potencia. Esta definición solamente se basa en las veces que abruptamente descendió y aumentó la entrega de potencia, la cual fue reducida en comparación con los otros días. Los días 5 y 7 de marzo de 2017 presentan el crecimiento esperado durante las primeras horas de sol, y desde las diez de la mañana hasta las cuatro de la tarde, aproximadamente, mantienen valores cercanos a los 5 MW de potencia activa. El 8 de marzo presenta dos caídas y posteriormente aumentos de potencia, uno entre las 9:30 y 10:30 de la mañana, el otro entre las 3:00 y las 3.30 de la tarde, fuera de eso, el día mantuvo valores cercanos a los 5 MW.

La figura 50 presenta lo que se consideraría una operación ideal, con una sola rampa de aumento de potencia consistente con el amanecer, y una rampa de descenso de potencia en el atardecer. Se mantuvo todo el día con valores cercanos a los 5 MW de potencia activa, sin mayores variaciones.

Figura 50. **Gráfica de la potencia activa de operación ideal**

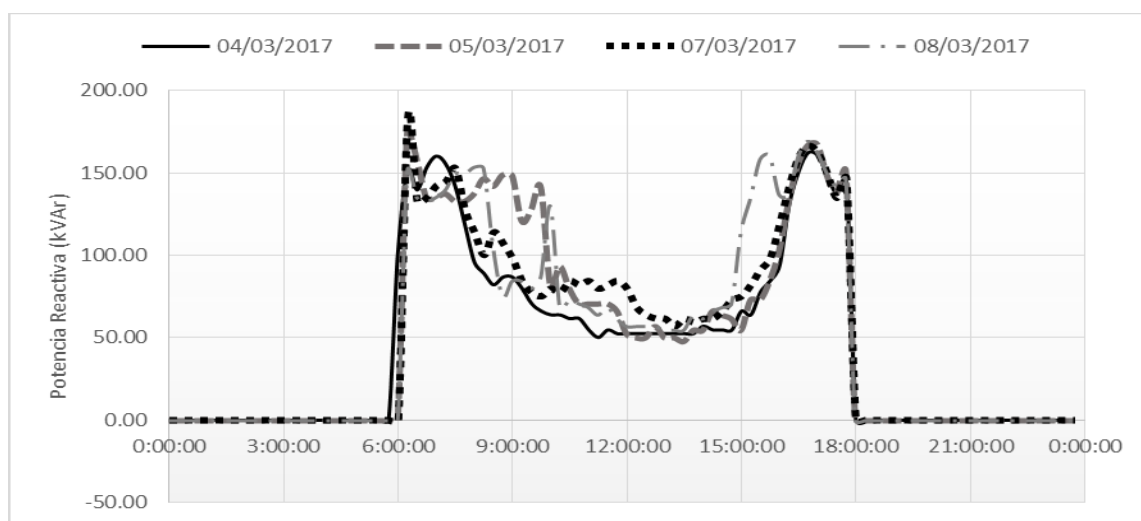


Fuente: elaboración propia.

Los resultados de potencia reactiva de la planta generadora son consistentes con el uso de los transformadores de la planta, ya que el equipo de medición grabó los datos como potencia reactiva inductiva. Debe recordarse que los inversores de corriente entregan 400 V, los cuales se transforman en 34 500 V; además el inicio de operación de dichos inversores sucede todos los días a las 6:00 de la mañana, y finaliza a las 6:00 de la tarde. La planta trabaja de manera similar a una máquina de inducción en modo generador, ya que entrega solamente potencia activa, a expensas de la potencia reactiva que necesita para el funcionamiento de los transformadores.

La figura 51 presenta los valores de potencia reactiva inductiva de la planta para los días considerados como estables, los cuales se consideraron según las gráficas de potencia activa. De esta manera se observa que solamente durante las horas posteriores al inicio de operaciones, o las horas previas a finalizarlas, se tiene un aumento de potencia reactiva inductiva hasta 150 kVAr.

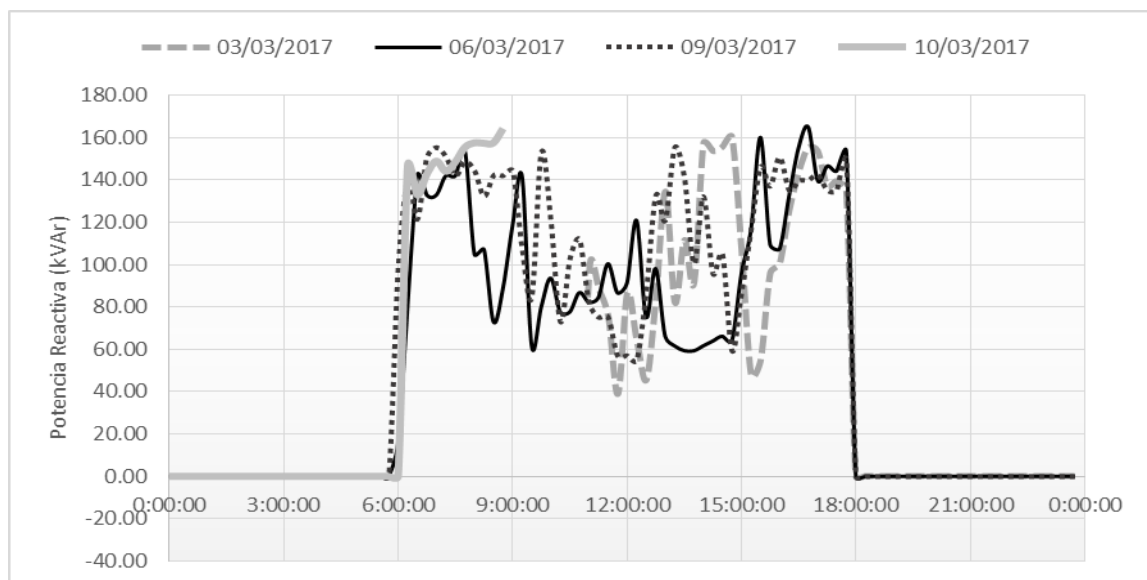
Figura 51. **Gráfica de la potencia reactiva inductiva de las tres fases A**



Fuente: elaboración propia.

Los días que se consideraron para la potencia activa como inestables, se muestran para la potencia reactiva en la figura 52. Estos días muestran aumentos y caídas de potencia reactiva inductiva, llegando hasta los 160 kVAr en algunas ocasiones. Al aumentar la potencia reactiva a lo largo del día, también el factor de potencia que entrega la planta se ve afectado, disminuyendo si la potencia activa decrece y la potencia reactiva aumenta. Sin embargo, la proporción de potencia activa, en el orden de los megavatios, y la potencia reactiva, en el orden de los kilo voltamperios reactivos, permiten que el factor de potencia tenga una variación mínima, y muy cercano a 1, a lo largo del período de operación de la planta. El 6 y 9 de marzo se presentaron especialmente variables, siendo el punto mínimo los 60 kVAr, y el máximo de unos 165 kVAr. Los cambios de potencia reactiva inductiva medidos se deben principalmente a los cambios de corriente eléctrica. Los días 3 y 10 de marzo poseen información parcial, pues fueron los días en los cuales se procedió a conectar el equipo de medición.

Figura 52. **Gráfica de la potencia reactiva inductiva de las tres fases B**

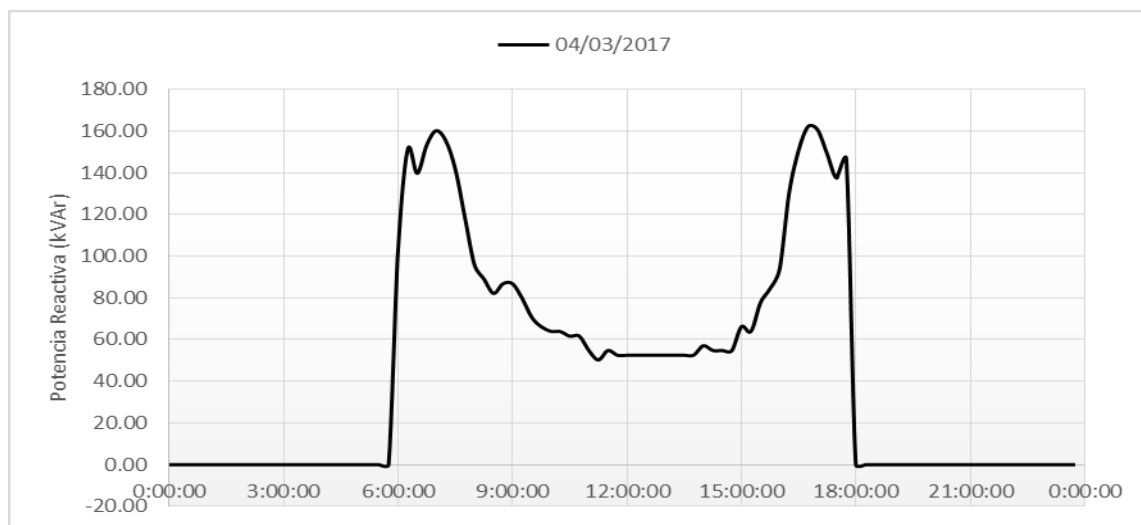


Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, el día que presentó la información ideal de potencia reactiva es también aquel con la operación ideal del transformador, ya que es debido a este equipo que la planta presenta información de potencia reactiva inductiva, es también el día que el sistema de generación operó de forma ideal. La corriente generada por el sistema fotovoltaico, y luego convertido en corriente alterna por el inversor de corriente, ingresa al transformador, el cual debido a sus características eléctricas, necesita potencia reactiva en atraso para su funcionamiento.

La figura 53 presenta los datos de potencia reactiva inductiva del 4 de marzo de 2017. Puede observarse al inicio del período de operación un aumento en la potencia reactiva demandada que sucede durante 15 minutos, se mantiene entre las 6 y las 7 de la mañana, y luego disminuye para operar entre los 80 y 60 kVAr; al final del período de operación, sucede de manera similar al inicio, y en ambos casos se ronda como máximo 160 kVAr.

Figura 53. **Gráfica de la potencia reactiva de operación ideal**

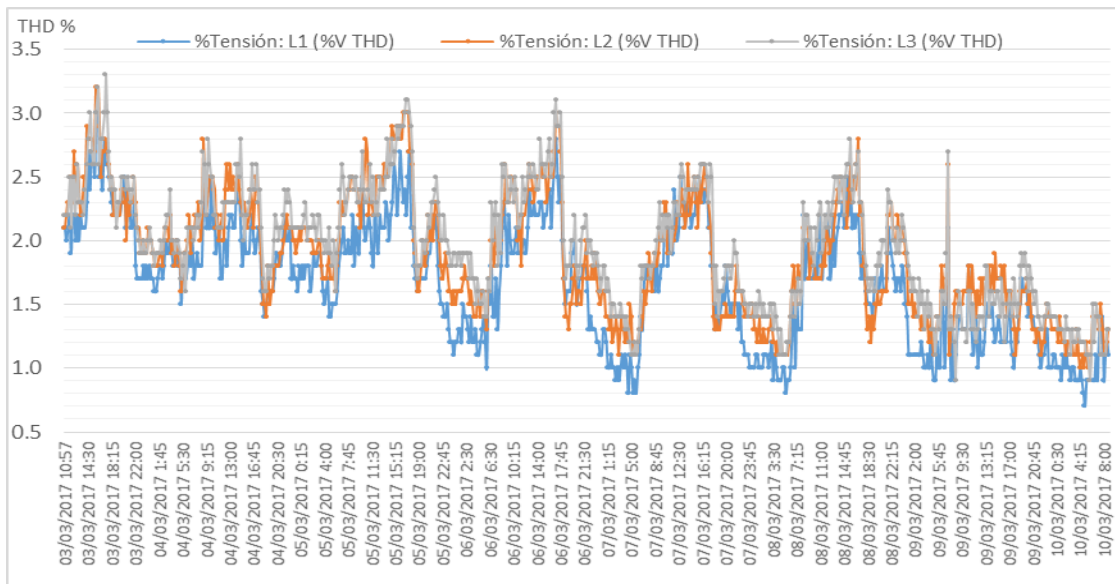


Fuente: elaboración propia.

4.4. Análisis de la distorsión armónica total

Los datos tomados de distorsión armónica total de la tensión (DATT%), permiten determinar el porcentaje de la tensión que corresponde a las magnitudes de los armónicos que existen, con respecto de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal de tensión. La CNEE emitió las normas técnicas del sistema de distribución -NTSD-, en las cuales se determinó como valor límite permitido un 8 % de DATT en los circuitos de distribución. En el caso de un generador conectado a la red, la distorsión armónica de la tensión se debe a variaciones en la onda sinusoidal generada; en el caso de los generadores síncronos existía escalonamiento en la onda sinusoidal generada, lo que se debía a las ranuras que existían entre los devanados. Los inversores de corriente realizan un proceso similar de escalonamiento para obtener una tensión sinusoidal.

Figura 54. Gráfica de la distorsión armónica total de la tensión

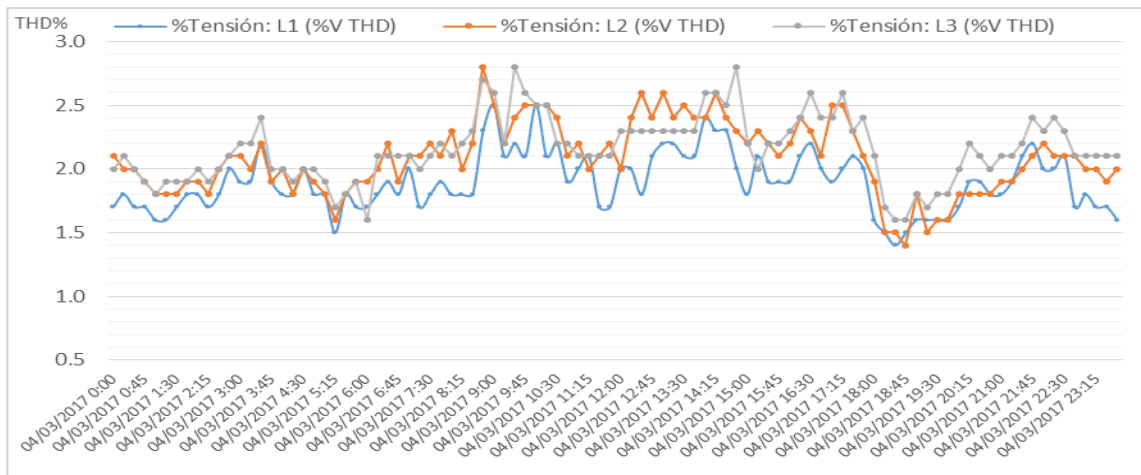


Fuente: elaboración propia.

La figura 54 muestra la distorsión armónica total que se registró en el período de medición. Como puede observarse, la DATT no supera el 3,5 %, por lo tanto está en rango respecto de lo indicado en las NTSD, además puede observarse que los valores más altos de DATT sucedieron durante el período de operación de la central generadora (6.00 a 18.00 horas).

La figura 55 muestra la DATT registrada para el 4 de marzo, el día que se consideró como ideal o representativo del funcionamiento esperado de la central generadora. Puede observarse que la DATT de cada fase posee su propia tendencia, entre las 7.30 horas y las 18.00 horas aumentan, aunque no se mantienen, los valores de DATT para cada línea; luego, entre las 20.00 y las 22.00 vuelve a suceder un aumento del mismo. La DATT está comprendida por todas las magnitudes de los armónicos, por lo tanto, para entender mejor la incidencia de cada armónico, se analiza cada uno buscando aquellos que estén directamente relacionados con la generación.

Figura 55. **Gráfica de la distorsión armónica total de la tensión del 4 de marzo**

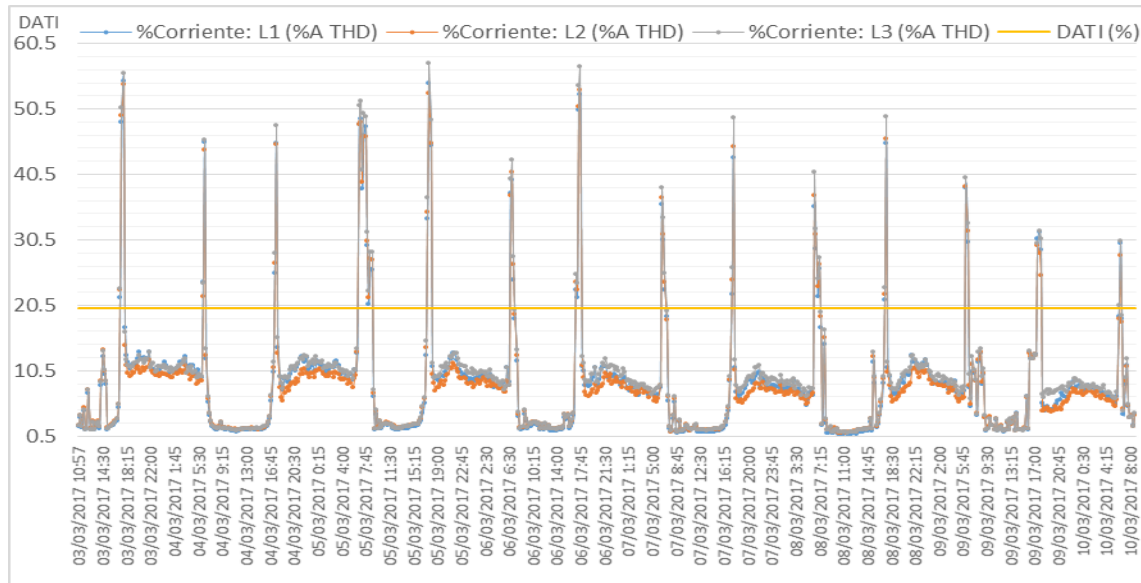


Fuente: elaboración propia.

La distorsión armónica total de la corriente (DATI%), al igual que la DATT, permite comparar la proporción de los armónicos con respecto al valor de la componente fundamental sinusoidal de corriente eléctrica. De acuerdo con las NTSD, el límite permitido de DATI es de 20 %, y puede observarse que la DATI de cada fase aumenta en un lapso de 30 minutos, hasta valores superiores del límite permitido. Esto sucede de forma regular, todos los días, durante el inicio y final de operaciones de la planta, es decir de 5.00 a 7.00 horas y de 17.00 a 18.00 horas.

Sin embargo, los valores de corriente eléctrica y la potencia que se genera en estos instantes, permiten descartar un riesgo para el circuito de distribución, ya que se manejan valores muy bajos de corriente y de potencia activa en estos instantes, los cuales no superan los pocos amperios y kilovatios. Durante el período de operación de la central, los valores de DATI disminuyen drásticamente, operando entre menos del 5 %, lo cual se debe al funcionamiento de los inversores y los parámetros que el fabricante del mismo asegura.

Figura 56. Gráfica de la distorsión armónica total de la corriente



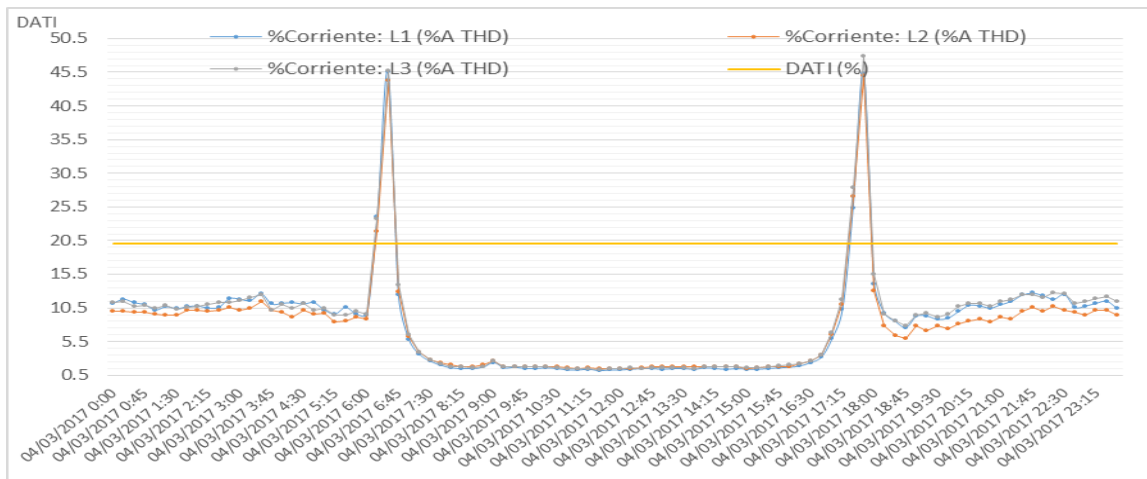
Fuente: elaboración propia.

Nuevamente, se muestran los datos registrados para el 4 de marzo, los cuales son aquellos que se esperan en un día de funcionamiento ideal. Puede observarse en la figura 57 que el aumento de DATI sucede a las 6:00 horas, y luego decrece a las 6:45 para las tres fases. El resto del día, la operación de la planta posee una DATI de menos del 2 %, para luego a las 17:15 horas tener de nuevo un crecimiento, el cual decrece a las 18:00 hasta valores que rondan el 10 % para las tres fases.

Pueden observarse entonces dos regiones de operación, cada una con su respectiva DATI: existe la región en la cual la central no está en operación, y la corriente que se transporta en la línea que conecta al circuito de distribución “Llano de Piedra” no supera los 2 amperios. Además en este momento la DATI posee valores entre 8 y 12 %; y luego está la región en la cual la central

generadora está en operación y la corriente que se transporta en la línea es la corriente nominal, en esta región la DATI no supera el 2 %.

Figura 57. Gráfica de la distorsión armónica total de la corriente del 4 de marzo



Fuente: elaboración propia.

4.5. Análisis de la distorsión armónica individual de la tensión

El equipo de medición registró, por cada instante de medición, la distorsión armónica individual desde el segundo armónico, hasta el trigésimo armónico. Tomando en cuenta las causas para cada armónico, se agruparon de la siguiente manera:

- Armónicos impares múltiplos de tres: 3, 9, 15, 21 y 27
- Armónicos pares múltiplos de tres: 6, 12, 18, 24, 30.
- Armónicos impares no múltiplos de tres: 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25 y 29.
- Armónicos pares no múltiplos de tres: 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26 y 28.

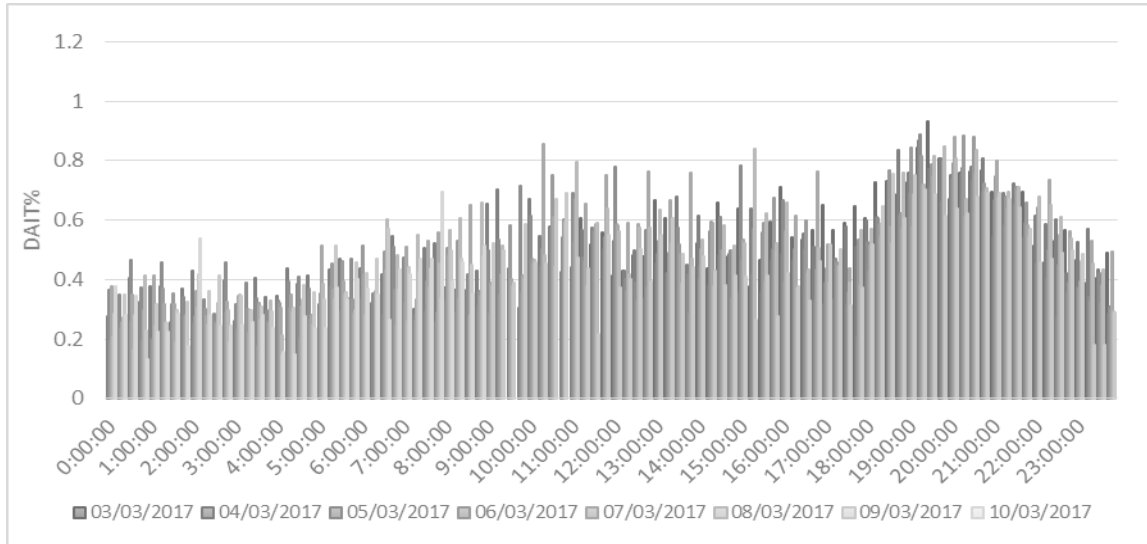
Luego de analizar cada grupo con sus respectivos armónicos, los resultados más relevantes son los siguientes:

- Armónicos impares múltiplos de tres: 3 y 9
- Armónicos impares no múltiplos de tres: 5
- Armónicos pares no múltiplos de tres: 4, 8 y 10

4.5.1. Tercer armónico

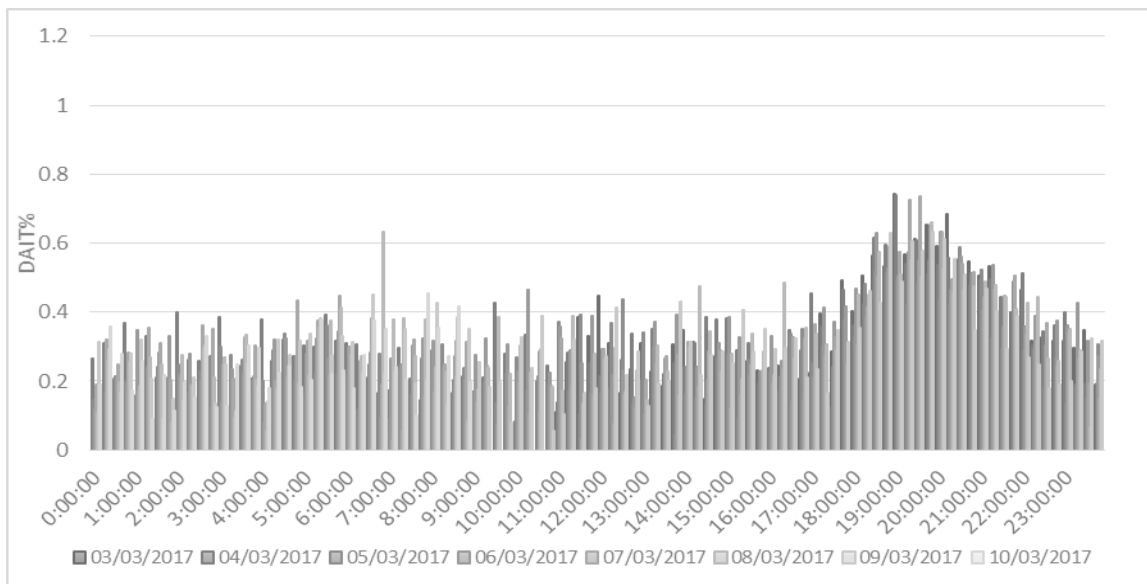
Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el tercer armónico en media tensión es de 5,0 %. En las figuras 58, 59 y 60, es posible observar que se respeta este límite en las tres fases, con valores máximos entre 0,8 y 1,1 %; además los valores máximos de la DAIT suceden entre las 18:30 y las 22:00 horas, y cabe recordar que durante este período la planta no está generando energía.

Figura 58. **Gráfica del tercer armónico de la línea 1**



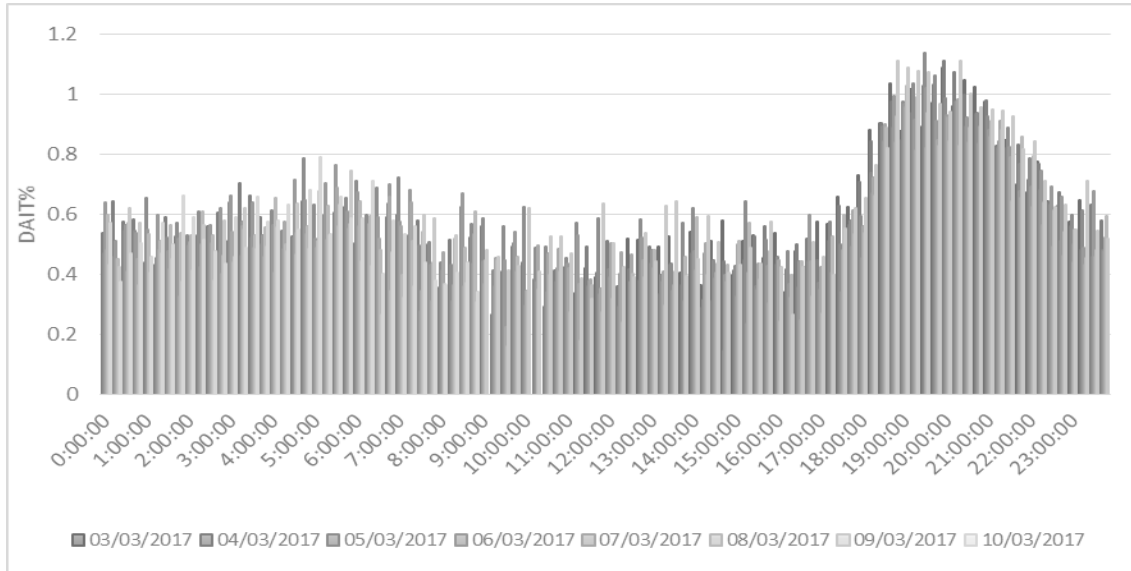
Fuente: elaboración propia.

Figura 59. **Gráfica del tercer armónico de la línea 2**



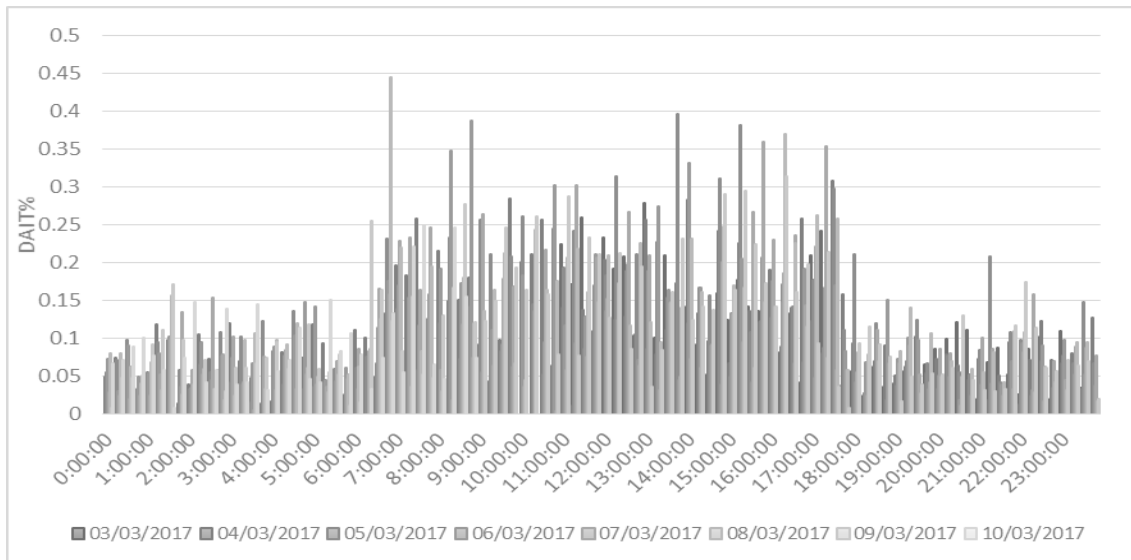
Fuente: elaboración propia.

Figura 60. **Gráfica del tercer armónico de la línea 3**



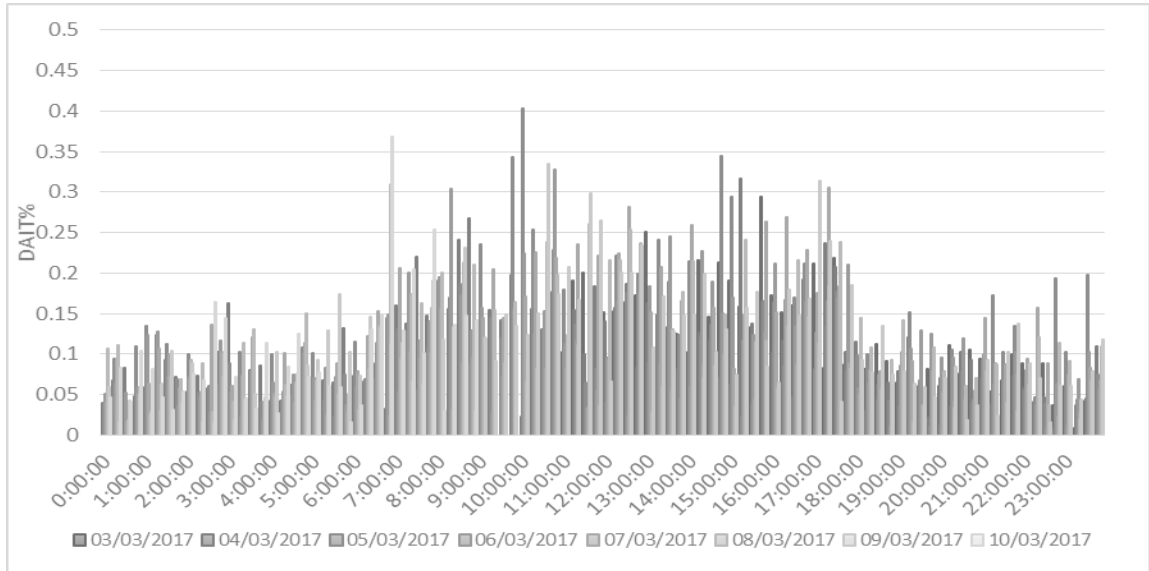
Fuente: elaboración propia.

Figura 61. **Gráfica del cuarto armónico de la línea 1**



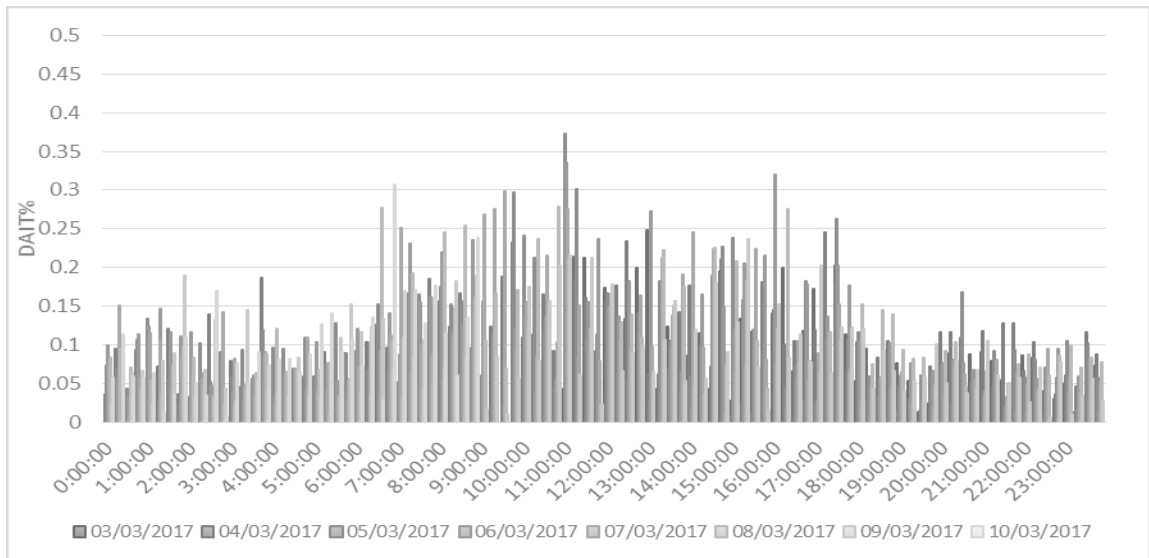
Fuente: elaboración propia.

Figura 62. **Gráfica del cuarto armónico de la línea 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 63. **Gráfica del cuarto armónico de la línea 3**



Fuente: elaboración propia.

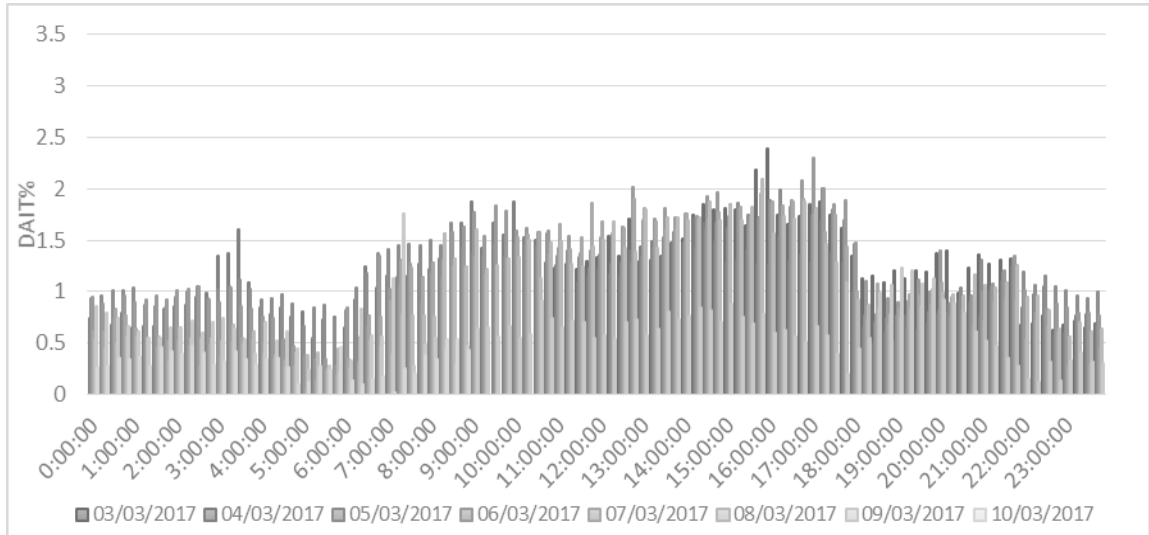
4.5.2. Cuarto armónico

Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el cuarto armónico en media tensión es de 1,0 %; en las figuras 61, 62 y 63 puede observarse que se respeta este límite en las tres fases, con valores máximos entre 0,2 y 0,35 %; sin embargo, estos valores máximos de DAIT suceden entre las 6:30 y las 17:00 horas, intervalo que se encuentra dentro del período de operación de la planta.

4.5.3. Quinto armónico

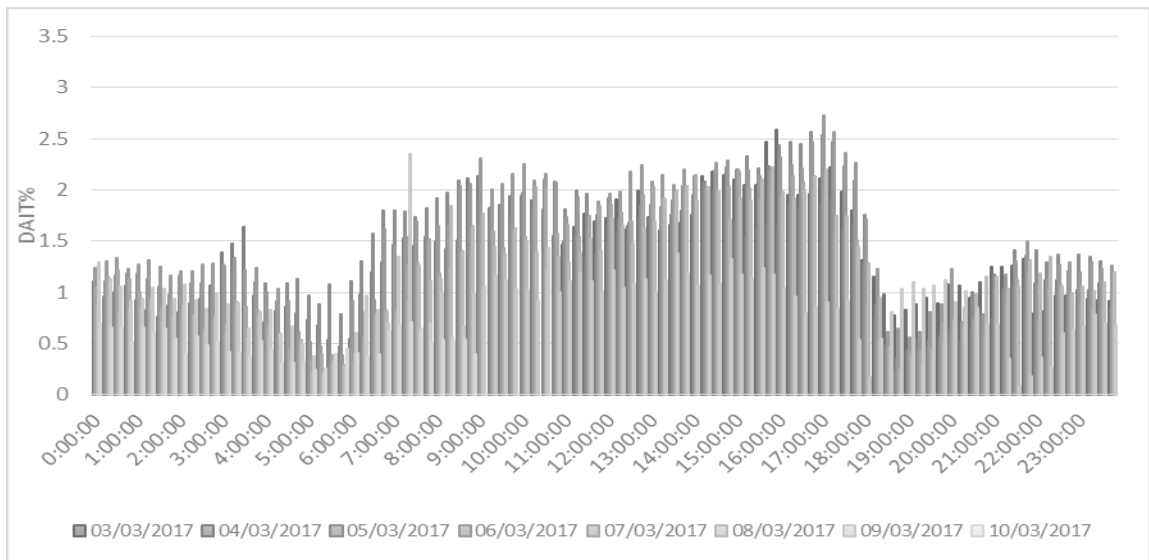
Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el quinto armónico en media tensión es de 6,0 %; en las figuras 64, 65 y 66 puede observarse que se respeta este límite en las tres fases, con valores máximos entre 1,5 y 2,5 %; sin embargo, estos valores máximos de DAIT suceden entre las 6:30 y las 17:30 horas, intervalo que se encuentra dentro del período de operación de la planta.

Figura 64. **Gráfica del quinto armónico de la línea 1**



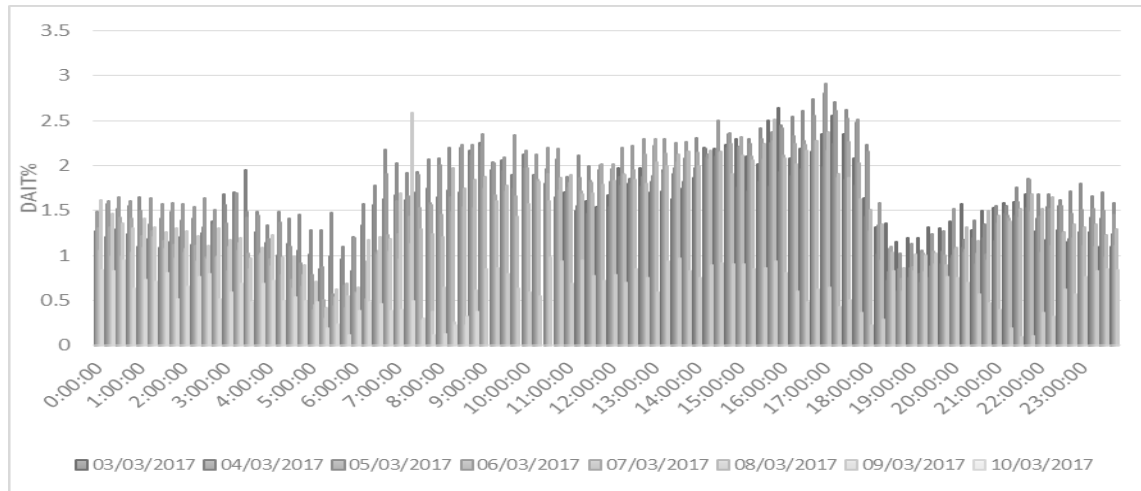
Fuente: elaboración propia.

Figura 65. **Gráfica del quinto armónico de la línea 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 66. Gráfica del quinto armónico de la línea 3

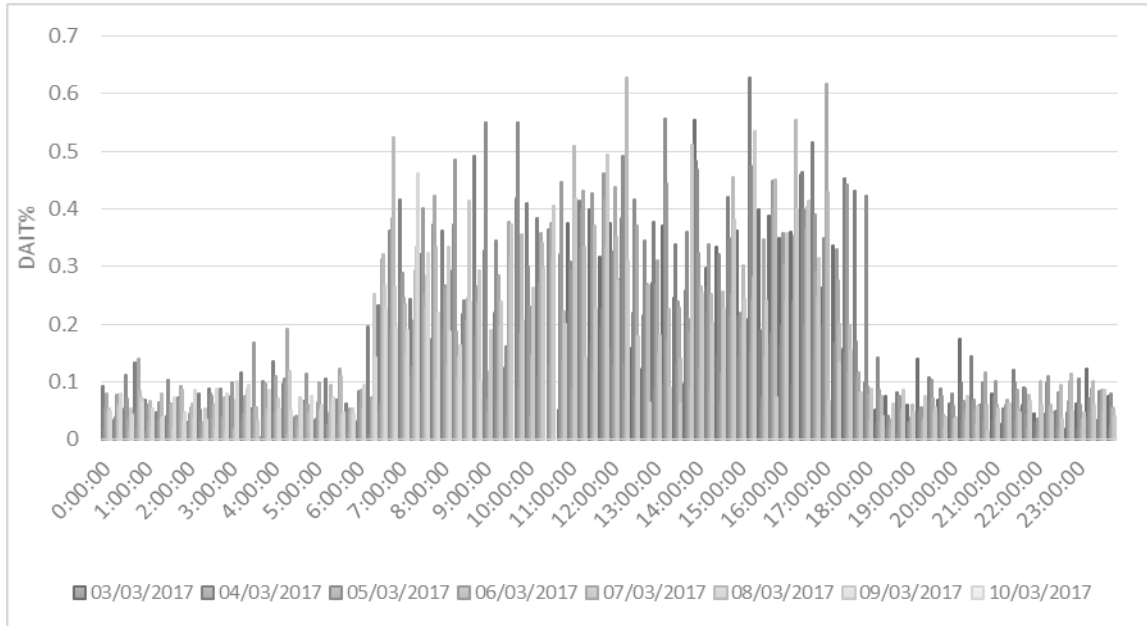


Fuente: elaboración propia.

4.5.4. Octavo armónico

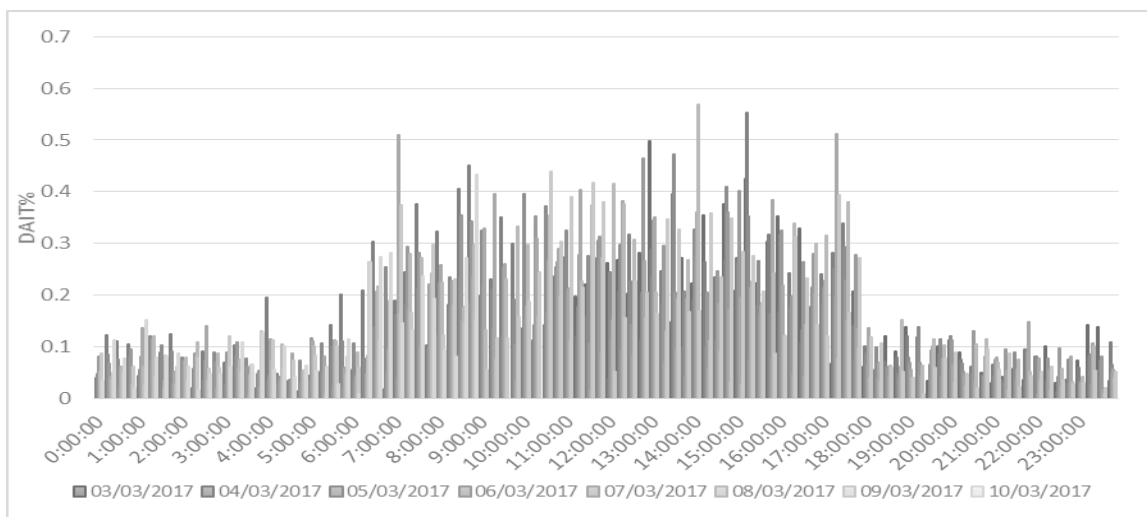
Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el octavo armónico en media tensión es de 0,5 %; en las figuras 67, 68 y 69 se puede observar que durante algunos instantes se supera este límite, especialmente en la línea 1. Los valores máximos varían entre 0,3 y 0,55 %, y suceden entre las 6:30 y las 17:30 horas, intervalo que se encuentra dentro del período de operación de la planta.

Figura 67. **Gráfica del octavo armónico de la línea 1**



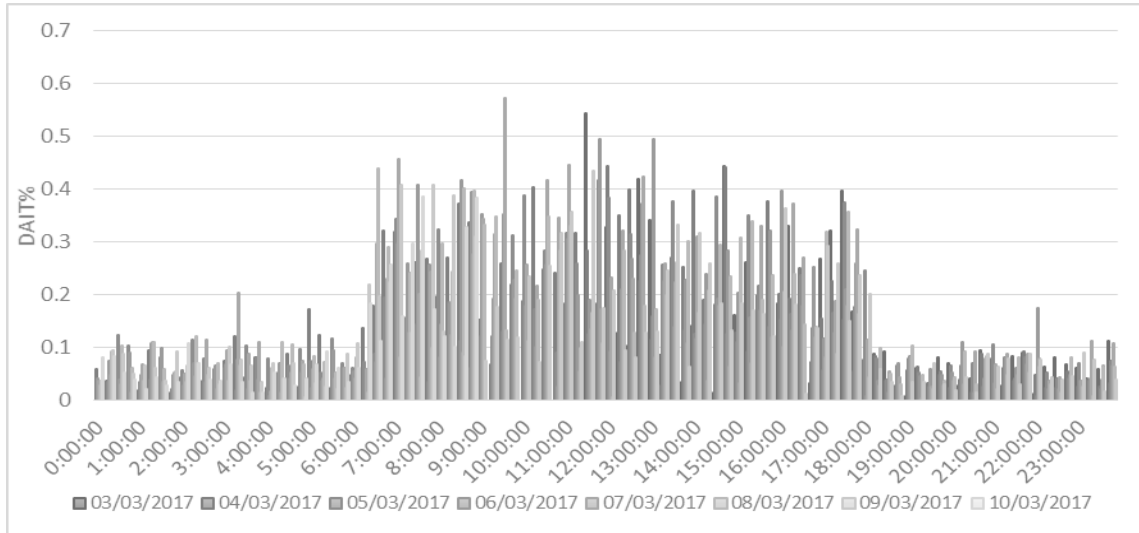
Fuente: elaboración propia.

Figura 68. **Gráfica del octavo armónico de la línea 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 69. **Gráfica del octavo armónico de la línea 3**

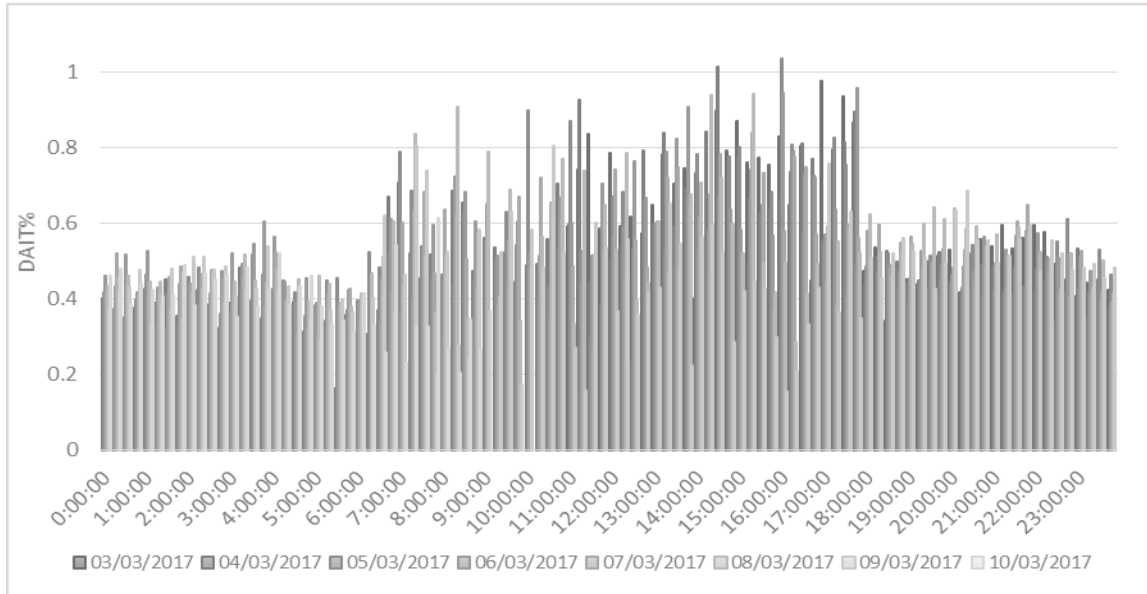


Fuente: elaboración propia.

4.5.5. **Noveno armónico**

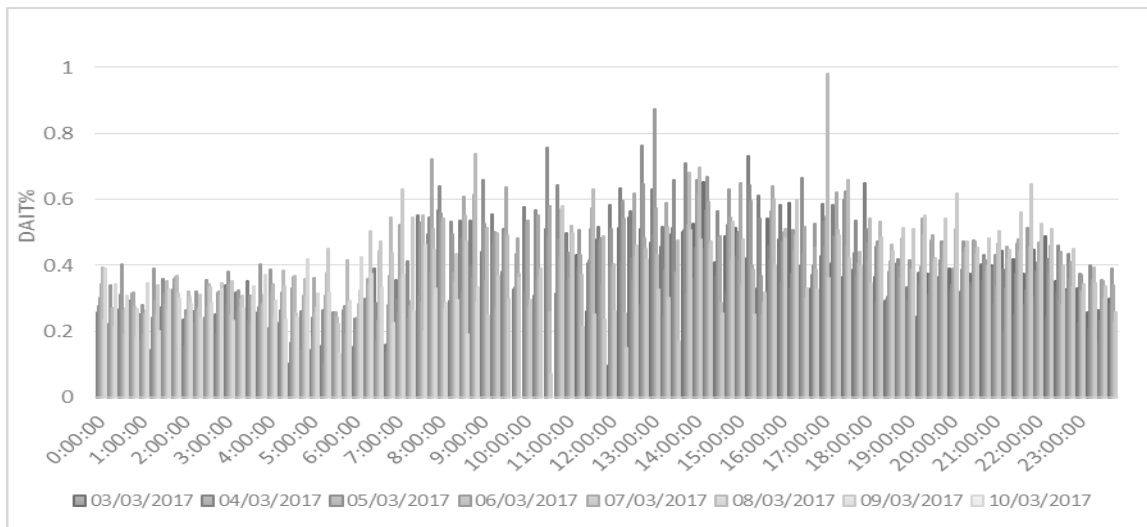
Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el noveno armónico en media tensión es de 1,5 %; en las figuras 70, 71 y 72 puede observarse que se respeta este límite en las tres líneas, con valores máximos entre 0,6 y 0,9 %; sin embargo, estos valores máximos de DAIT suceden entre las 6:30 y las 17:00 horas, intervalo que se encuentra dentro del período de operación de la planta.

Figura 70. **Gráfica del noveno armónico de la línea 1**



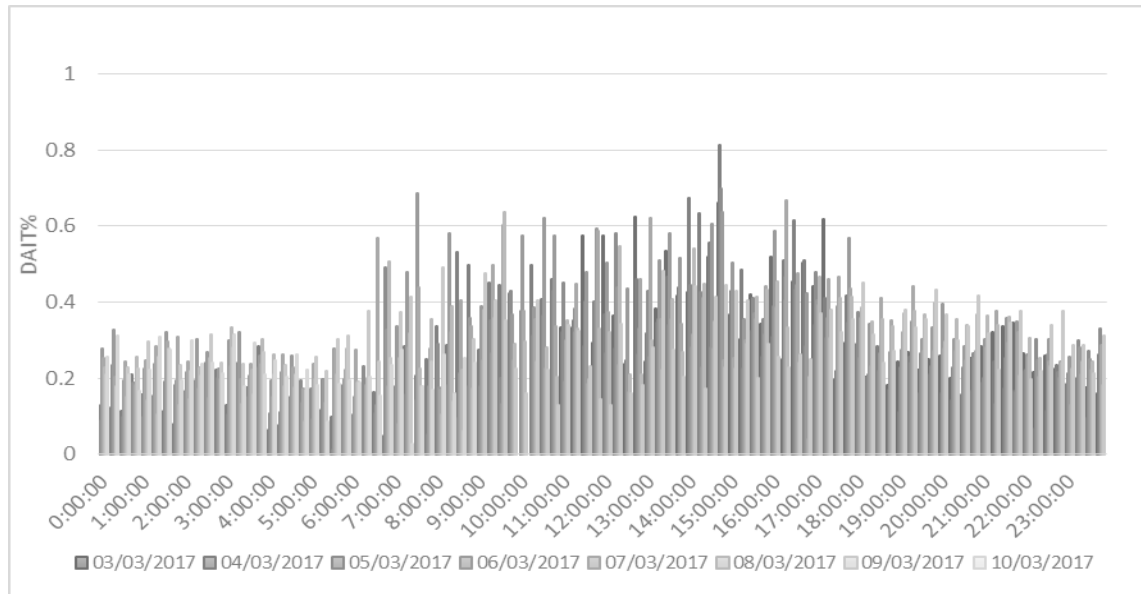
Fuente: elaboración propia.

Figura 71. **Gráfica del noveno armónico de la línea 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 72. **Gráfica del noveno armónico de la línea 3**

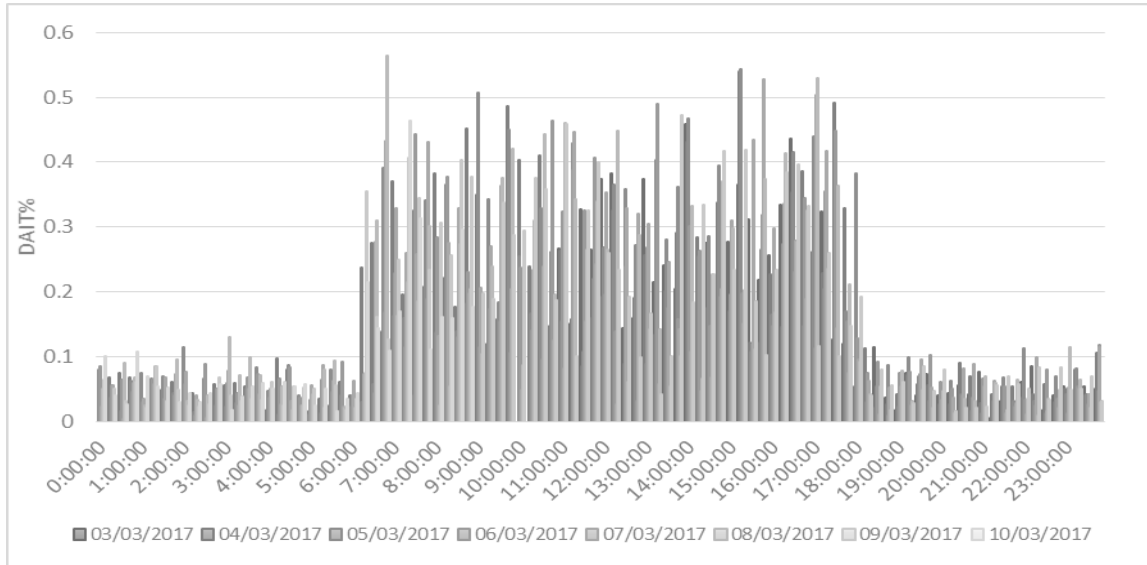


Fuente: elaboración propia.

4.5.6. **Décimo armónico**

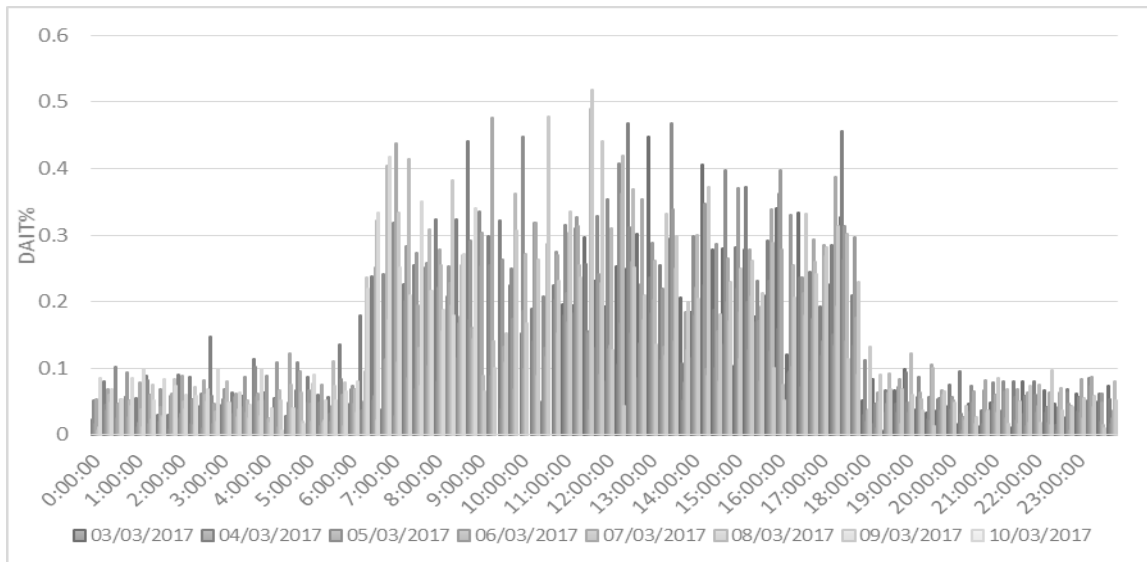
Según las NTSD, la tolerancia para la distorsión armónica individual de la tensión (DAIT%) indicada para el décimo armónico en media tensión es de 0,5 %; en las figuras 73, 74 y 75 puede observarse que durante algunos instantes se supera este límite, especialmente en la línea 1. Los valores máximos varían entre 0,3 y 0,5 %, y suceden entre las 6:30 y las 17:30 horas, intervalo que se encuentra dentro del período de operación de la planta.

Figura 73. **Gráfica del décimo armónico de la línea 1**



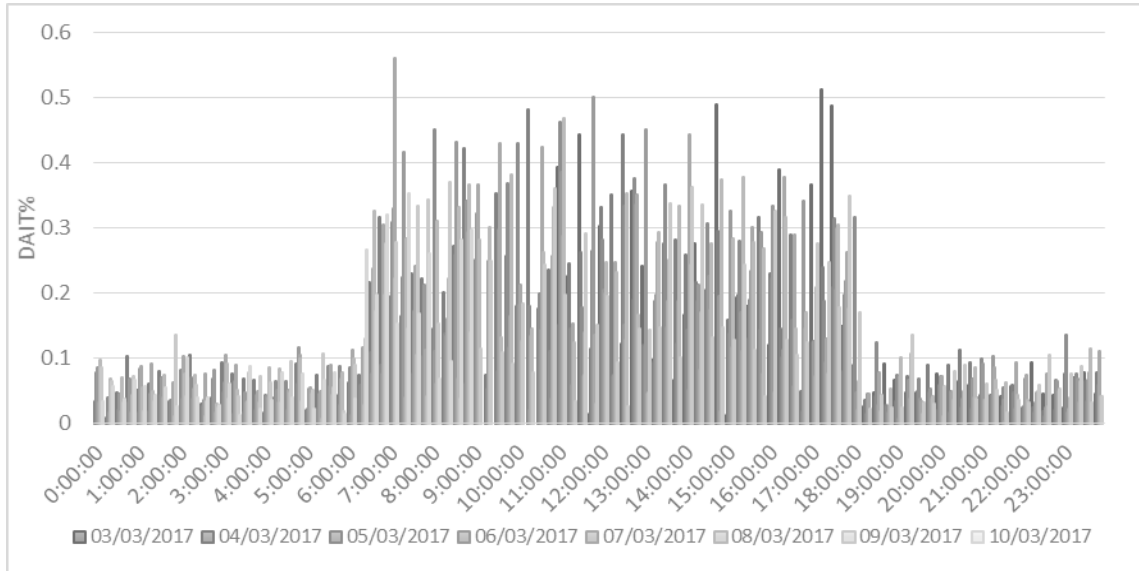
Fuente: elaboración propia.

Figura 74. **Gráfica del décimo armónico de la línea 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 75. Gráfica del décimo armónico de la línea 3



Fuente: elaboración propia.

4.5.7. Cumplimiento de la regulación actual de la CNEE

Para la distorsión armónica del voltaje y de la corriente en el punto de acople a la red de distribución en 34,5 kV, hay que considerar estas tolerancias:

Tabla X. **Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica individual de la tensión según el artículo 32 de las NTSD**

Armónico	Límite (%)	Armónico	Límite (%)	Armónico	Límite (%)
2	2,0	12	0,2	22	0,2
3	5,0	13	3,0	23	1,5
4	1,0	14	0,2	24	0,2
5	6,0	15	0,3	25	1,5
6	0,5	16	0,2	26	0,2
7	5,0	17	2,0	27	0,2
8	0,5	18	0,2	28	0,2
9	1,5	19	1,5	29	1,3
10	0,5	20	0,2	30	0,2
11	3,5	21	0,2		

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica individual de la corriente según el artículo 42 de las NTSD**

Armónico	Límite (%)	Armónico	Límite (%)	Armónico	Límite (%)
2	10,0	12	0,4	22	0,3
3	16,6	13	3,0	23	1,6
4	2,5	14	0,3	24	0,3
5	12,0	15	0,6	25	1,6
6	1,0	16	0,3	26	0,3
7	8,5	17	2,7	27	0,3
8	0,8	18	0,3	28	0,3
9	2,2	19	1,9	29	0,9
10	0,8	20	0,3	30	0,3
11	4,3	21	0,4		

Fuente: elaboración propia.

Y la tolerancia de distorsión armónica total de voltaje y corriente es:

Tabla XII. **Tolerancias aplicadas para la distorsión armónica total de la tensión y de la corriente, según los artículos 32 y 42 de las NTSD**

	En porcentaje (%)
DATT	8,0
DATI	20,0

Fuente: elaboración propia.

Durante el período de medición, no se superaron los límites establecidos en la reglamentación durante más del cinco por ciento del tiempo, por lo tanto, se cumple con la normativa vigente.

5. COMPARACIÓN TÉCNICA

En los sistemas eléctricos de potencia de alta, media o baja tensión, actualmente existen elementos que generan corrientes o voltajes armónicos; estos elementos en su mayoría ocupan electrónica de potencia en su funcionamiento, siendo esta la causa de la respuesta no lineal a pesar de aplicar un voltaje o una corriente sinusoidal. Los elementos no lineales que emiten estas respuestas de corriente o voltaje armónico, de acuerdo con González⁶³, pueden dividirse en equipos de conversión, equipos con núcleo saturable y equipos que funcionan por descargas eléctricas.

En el capítulo 3 se ha profundizado en los equipos de conversión del tipo inversor, estos equipos electrónicos están constituidos ya sea por diodos o tiristores, de los cuales se obtiene una corriente alterna de frecuencia, amplitud y fase deseada a partir de un suministro de voltaje de corriente continua. De las aplicaciones específicas de los inversores, se ha realizado un análisis específico en la conversión de electricidad en sistemas de suministro de energía a partir de paneles fotovoltaicos.

El circuito básico de un inversor es un arreglo de puentes que conmutan las terminales de entrada de corriente directa, en un período conocido como ciclo de trabajo; la salida es en corriente alterna, cuya frecuencia depende de los impulsos o pulsos generados por los tiristores. Gracias a la modulación del ancho del pulso, es posible producir una forma de onda cuadrada con distintos niveles de voltaje.

⁶³ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 186.

Al variar el ángulo del ciclo de trabajo de los tiristores es posible realizar la modulación, en esto también influye la cantidad de pulsos que posee el inversor.

Los semiconductores que se utilizan en la conmutación realizada por los inversores, ya sean transistores, transistores de efecto de campo, diodos, y otros, se han utilizado desde la década de 1950 y continuarán utilizándose en la conversión y control de la potencia eléctrica principalmente por razones de eficiencia, respuesta rápida, tamaño, peso, mantenimiento, economía y confiabilidad.

Se tomará en cuenta la eficiencia en la producción de energía en corriente alterna de un inversor, pues este influye en la eficiencia general de la planta.

5.1. Comparación entre inversores y su eficiencia en la producción de energía en corriente alterna

La eficiencia del inversor es el parámetro que indica cuanta potencia de salida se obtiene dada una potencia de entrada. La potencia de entrada es proporcionada por el voltaje de corriente directa, en este caso por la generación fotovoltaica, y la potencia de salida es aquella entregada en corriente alterna; los parámetros de rendimiento para un inversor están relacionados directamente con la distorsión armónica, siendo estos:

- Factor armónico de la n-ésima armónica
- Armónica de orden más bajo
- Distorsión armónica total
- Factor de potencia de distorsión

El análisis de rendimiento utiliza la técnica matemática de series de Fourier⁶⁴, asociada a la distorsión armónica del voltaje, ya que la finalidad del inversor es entregar una onda sinusoidal de voltaje ideal, por lo tanto, debe analizarse la fidelidad de la forma de onda de voltaje real analizando las componentes armónicas que presenta el mismo.

De la sección 1.3. Distorsión armónica total y la calidad de la energía eléctrica, y de las mediciones analizadas anteriormente en el capítulo 4, se utilizan las siguientes ecuaciones para determinar la potencia disipada por componentes armónicas, al aplicar fuentes de voltaje armónicos a una resistencia:

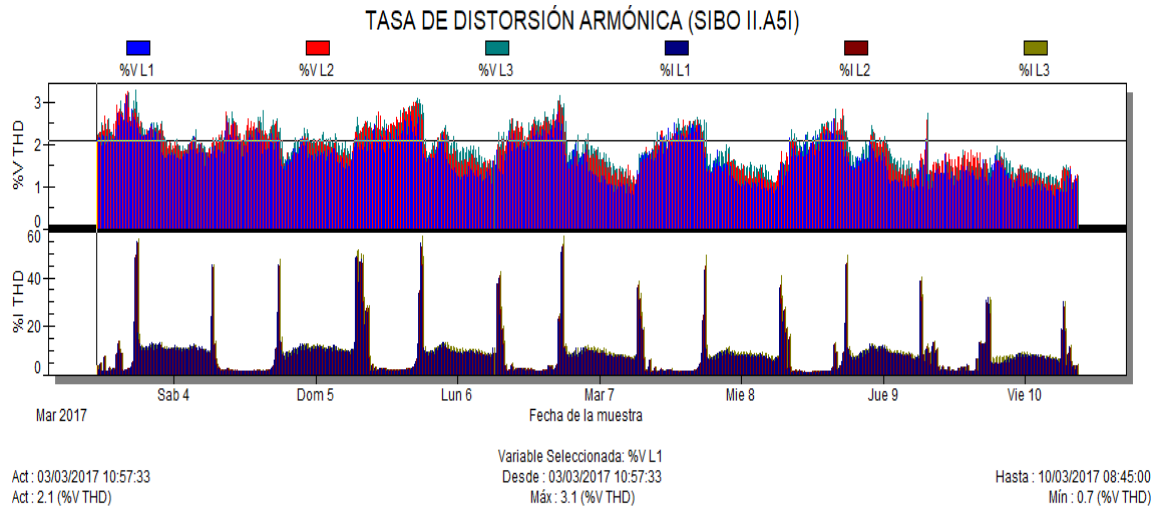
$$\frac{P_h}{P_f} = (THD_I)^2$$

$$P_{h \text{ disipada}} = (THD_I)^2 * P_{fundamental}$$

Con las mediciones de distorsión armónica total de corriente, que se muestran en la figura 76, y la potencia activa medida a la frecuencia fundamental, es posible calcular la potencia que se disiparía debido a las componentes armónicas, se adjunta una tabla con la debida información en el apéndice 3.

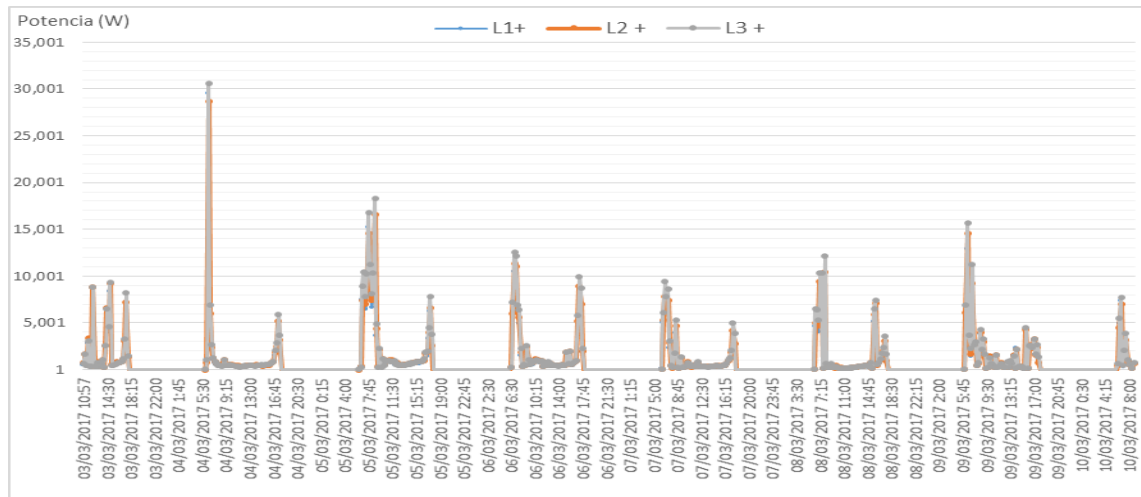
⁶⁴ STUART, R.D. y DALTABUIT, Enrique. *Introducción al análisis de Fourier*. p. 19.

Figura 76. Distorsión armónica total de voltaje y de corriente



Fuente: elaboración propia, empleando programa Power Vision.

Figura 77. Gráfica de la potencia disipada por componentes armónicas de voltaje y de corriente



Fuente: elaboración propia.

La figura 77 ilustra la potencia que resulta de las componentes armónicas de voltaje y corriente que se encuentran en el sistema, la cual no se aprovecha sino se disipa en pérdidas por efecto Joule. Proporcionalmente, este sistema fotovoltaico ha invertido en equipos eléctricos que garanticen un buen funcionamiento, eficiencia y acople con la red de distribución, ya que las pérdidas son insignificantes comparadas con los 1,5 MW aproximados que se transportan a través de cada fase.

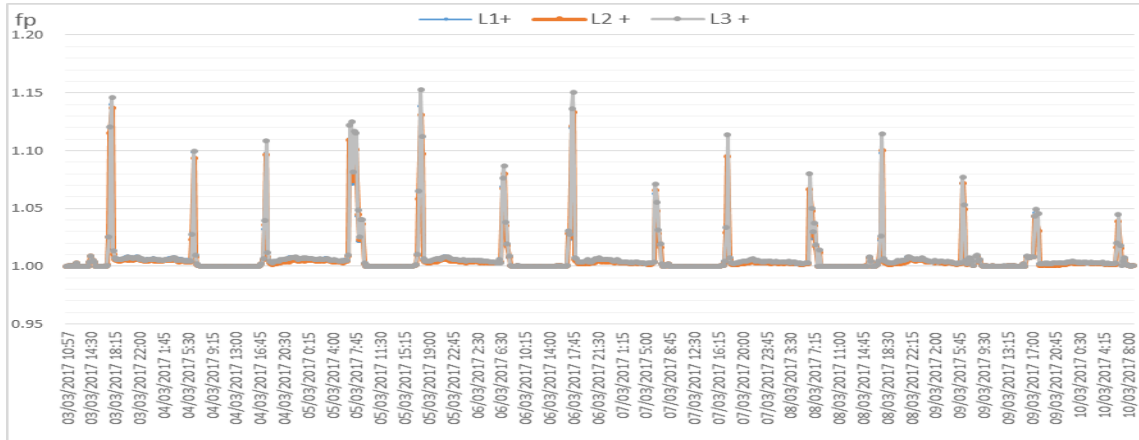
La definición de factor de potencia cuando no existen componentes armónicas en una red, es el más utilizado en ingeniería eléctrica. Sin embargo, siendo rigurosos existe un factor de potencia de distorsión resultado de las componentes armónicas en una red,⁶⁵ el cual se definió en la sección 1.4 Potencia activa, reactiva y de distorsión. Utilizando la información recabada de las componentes armónicas en el punto de acople del sistema fotovoltaico con la red, se aplica la siguiente ecuación:

$$fp_{distorsión} = \left[1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{P_h}{P_1} \right] / \sqrt{(1 + THD_V^2)(1 + THD_I^2)}$$

Luego de aplicar la ecuación anterior, se presenta la figura 78. Dado que se trata de mediciones en un punto de acople de una generadora con la red de distribución, al momento de empezar a utilizar energía eléctrica de la red o energizar la red de distribución, los equipos electrónicos y los transformadores presentan una respuesta que disminuye el factor de potencia nominal, pero también afecta el factor de potencia de distorsión, como se podrá observar en la figura 79.

⁶⁵ GONZALEZ LOPEZ, Francisco. *Armónicas*. 124.

Figura 78. Gráfica del factor de potencia de distorsión



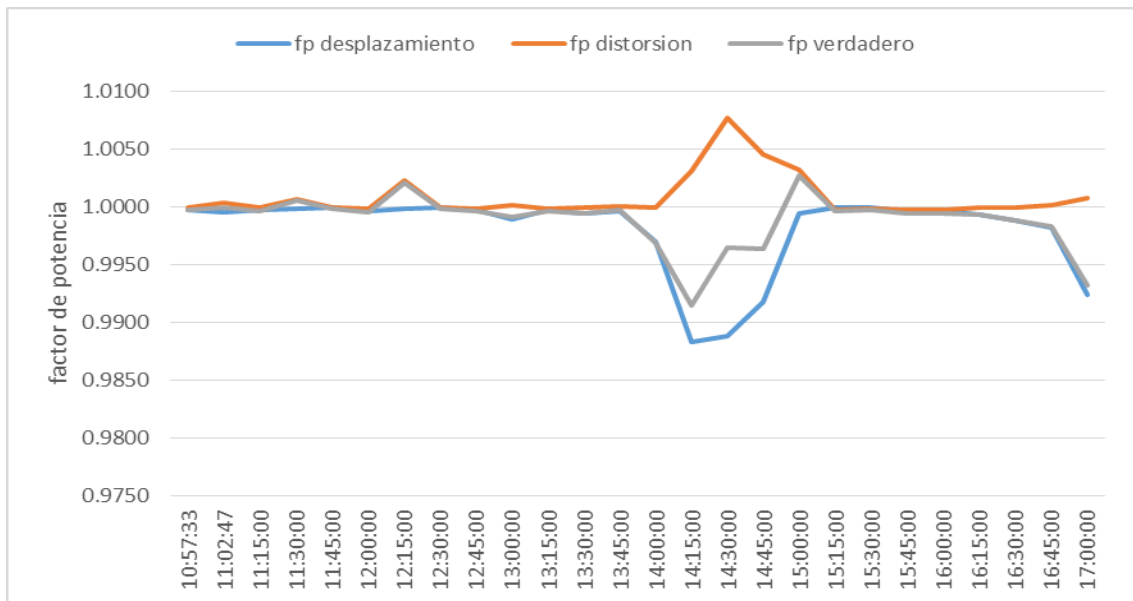
Fuente: elaboración propia.

Al multiplicar el factor de potencia de distorsión por el factor de potencia de desplazamiento, es posible establecer una relación entre la potencia activa y la sumatoria de la potencia activa, reactiva y de distorsión. Debe recordarse que al tratarse de una central generadora, la potencia que se entrega a la red debe comportarse lo más cercana a uno que sea posible, en especial en una central que no entrega potencia reactiva. La figura 79 compara los factores de potencia de distorsión, de desplazamiento y verdadero del 3 de marzo de 2017.

La ecuación que se grafica en la figura 79 es la siguiente:

$$FP = fp_{desplazamiento} * fp_{distorsión}$$

Figura 79. **Gráfica comparativa de los factores de potencia de desplazamiento, de distorsión y verdadero en la línea 1, del 3 de marzo de 2017**

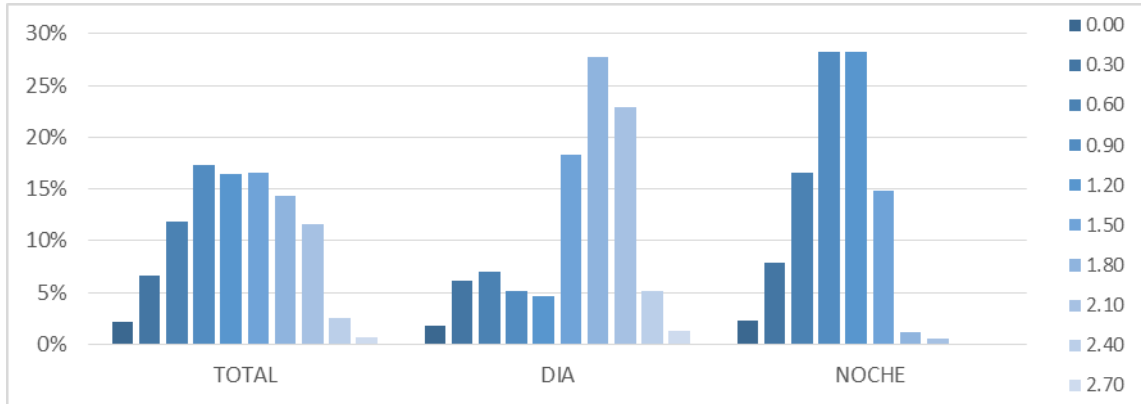


Fuente: elaboración propia.

5.2. Armónicas características

Al analizar las componentes armónicas de voltaje, se prestó especial atención a las armónicas impares 3, 5, 7 y 9. Teóricamente, las armónicas características para un inversor de seis pulsos deben ser las armónicas 5, 7, 11, 13, en fin todas las impares no múltiplos de 3. Sin embargo, se observó también la presencia de impares múltiplos de 3 en horas de la noche, las cuales son características de sistemas de iluminación fluorescente y desbalances en sistemas trifásicos.

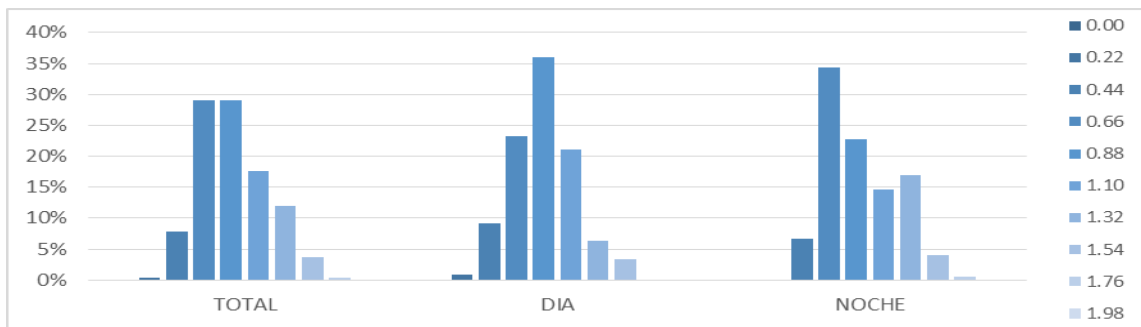
Figura 80. Distribuciones de frecuencia de mediciones del quinto armónico en la línea 3



Fuente: elaboración propia.

Las armónicas pares, son un indicador de formas de onda cuyo ancho no se ha modulado para lograr una simetría de media onda, lo cual puede suceder debido al desgaste en los conmutadores electrónicos que modulan los anchos de los pulsos, los armónicos pares 2, 4 8 y 10 fueron especialmente notables.

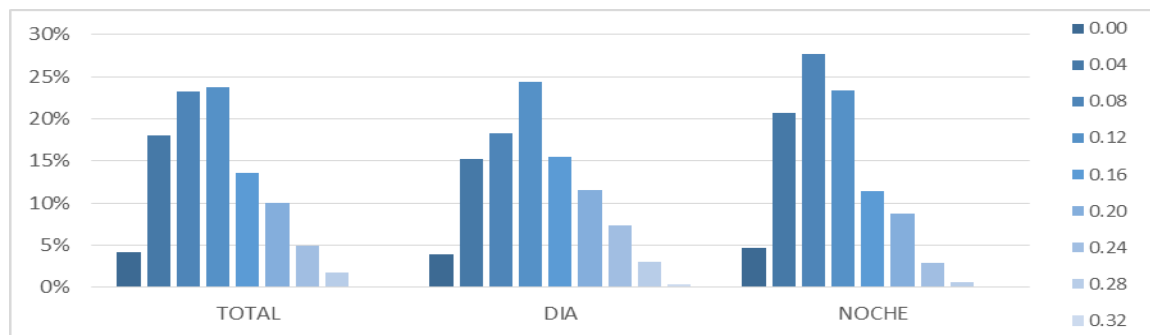
Figura 81. Distribuciones de frecuencia de mediciones del séptimo armónico en la línea 3



Fuente: elaboración propia.

La figura 80 y 81 muestran una distribución de frecuencia del porcentaje de distorsión armónica individual de tensión -DAIT- que se alcanzó en total, durante las horas sol y durante las noches, para la línea 3; las componentes en cuestión son las armónicas características 5 y 7.

Figura 82. Distribuciones de frecuencia de mediciones del segundo armónico en la línea 3

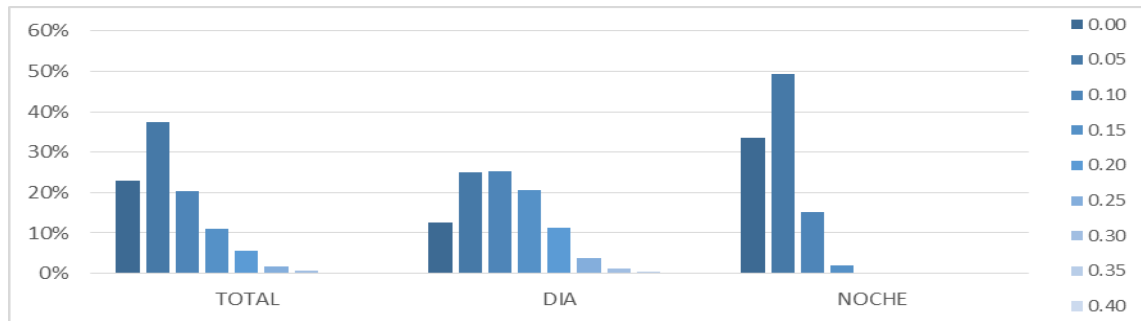


Fuente: elaboración propia.

Para el quinto armónico, figura 80, al menos un 28 % de las mediciones durante el día se encuentran en el intervalo de DAIT de 1,8 % a 2,10 %, y un 51 % de las mediciones se encontraba en el rango de DAIT de 1,8 % a 2,70 %; durante la noche, 56 % de las mediciones de DAIT se encontraba en el rango de 0,9 % a 1,5 %.

Para el séptimo armónico, figura 81, al menos un 36 % de las mediciones durante el día se encuentra en el intervalo de DAIT de 0,88 % a 1,10 %, y un 57 % de las mediciones se encontraban en el rango de DAIT de 0,88 % a 1,32%; durante la noche; 34 % de las mediciones de DAIT se encontraba en el rango de 0,66 % a 0,88 %. El desplazamiento de la distribución de frecuencias es hacia la izquierda cuando pasa del día hacia la noche.

Figura 83. **Distribuciones de frecuencia de mediciones del cuarto armónico en la línea 3**

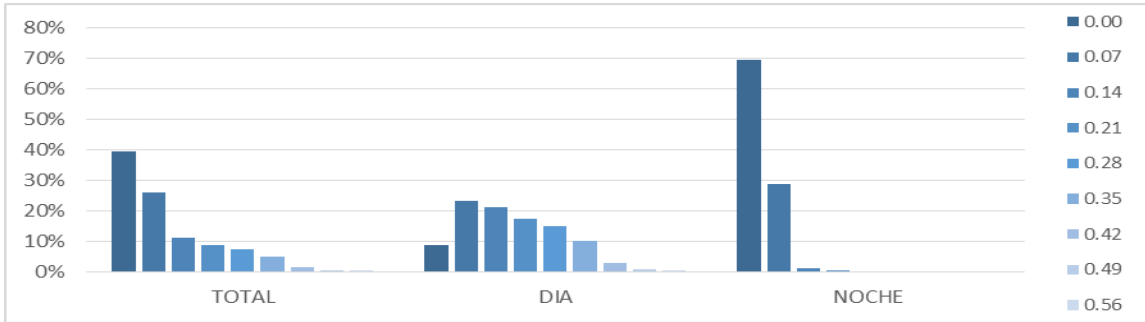


Fuente: elaboración propia.

Al respecto de las armónicas pares, se observa en las figuras 82, 83, 84 y 85, una diferencia entre la distribución de frecuencias de las mediciones que se realizaron con horas sol contra aquellas que se realizaron de noche. En teoría, estas armónicas no deben suceder debido a la simetría de media onda que se utiliza para la corriente alterna, pero en la práctica estas armónicas son muy comunes debido a la respuesta de los equipos con impedancias no lineales.

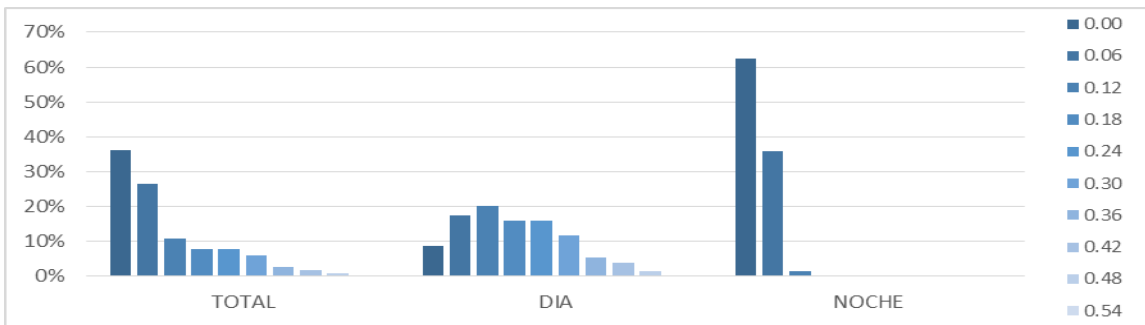
Al respecto se concluye que la respuesta de la red en el punto de acople entre el sistema de generación y el sistema de distribución cambia debido a la inyección de energía eléctrica de la generadora, ya que sucede un aumento de componentes armónicas de voltaje del orden 2, 4, 8 y 10 cuando se encuentra generando la central fotovoltaica. Resalta el cumplimiento con la normativa vigente en cuanto a la DAIT para cada componente armónica de voltaje.

Figura 84. **Distribuciones de frecuencia de mediciones del octavo armónico en la línea 3**



Fuente: elaboración propia.

Figura 85. **Distribuciones de frecuencia de mediciones del décimo armónico en la línea 3**



Fuente: elaboración propia.

5.3. Efectos de la distorsión armónica en equipos eléctricos

Las componentes armónicas, de voltaje o de corriente, están presentes tanto en sistemas de transmisión como de distribución, no obstante, los efectos negativos de las armónicas pueden suceder tanto en los elementos que las producen como en otros elementos conectados a este mismo sistema. Si las

componentes armónicas de corriente interactúan con las impedancias del sistema, es posible generar una distorsión en la forma de onda de voltaje, la cual tendrá como efecto elevar las pérdidas por efecto Joule, modificar las relaciones entre las potencias activas, reactivas y de distorsión, reducir el factor de potencia y sobrecargar adicionalmente la red.⁶⁶ El impacto en los sistemas eléctricos dependerá de:

- Los elementos generadores de armónicos.
- La respuesta voltaje o corriente de todos los elementos interconectados en la red.
- La robustez o susceptibilidad a las componentes armónicas de los equipos conectados a la red.

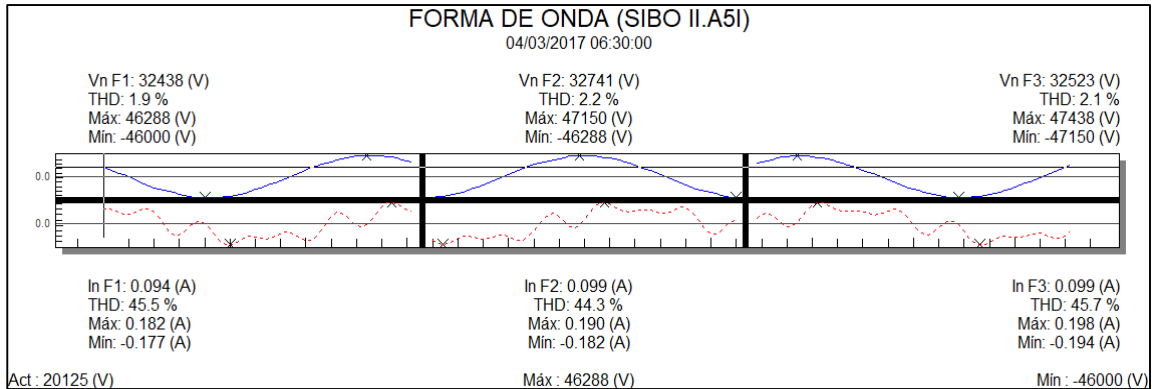
Los puntos anteriores, remarcan el hecho del impacto subjetivo de las componentes armónicas, subjetivo al interés que represente en los sectores que forman parte de un sistema eléctrico, abarcando desde el interés de generadores hasta empresas distribuidoras y consumidores regulados o no regulados.

Esta subjetividad de criterios, crea la necesidad de una normativa que limite la distorsión armónica total e individual tanto de voltaje como de corriente, siendo necesaria la actualización de la misma de acuerdo con los avances tecnológicos que logran los nuevos equipos y materiales electrónicos, como los avances en equipos de medición y monitoreo de estas componentes, esta es competencia de un órgano regulador del subsector eléctrico.⁶⁷

⁶⁶ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 124.

⁶⁷ CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p. 29.

Figura 86. **Gráfica de evento, de la forma de onda de voltaje y de corriente, del 4 de marzo de 2017 a las 6:30 horas**



Fuente: elaboración propia, empleando programa Power Vision.

Al realizar un estudio del impacto de las componentes armónicas en un sistema eléctrico, este se divide en tres sectores:

- **Distribución y transmisión de potencia eléctrica:** es importante conocer la trayectoria en la cual se transmiten las corrientes armónicas, la cual resulta en la distorsión del voltaje en los nodos del sistema, trasladando la contaminación armónica a otros subsistemas.
- **Equipo de suministro y conversión de la energía eléctrica:** en este caso las consecuencias de corrientes y voltajes armónicos elevados producen daños, fallas o pérdidas de energía en una gran cantidad de elementos como conductores, máquinas rotativas o transformadores.
- **Control, protección, medición y comunicaciones:** debe analizarse la interferencia conductiva e inductiva de las componentes armónicas en el funcionamiento de los sistemas de control, protección y comunicaciones, afectando también la degradación natural de los sistemas de medición.

De acuerdo con González,⁶⁸ en resumen los efectos de las componentes armónicas en los elementos de un sistema eléctrico, se dividen en cuatro categorías:

- Sobreesfuerzos térmicos y pérdidas por calentamiento
- Estrés del aislamiento eléctrico de los equipos y elementos
- Mala operación y funcionamiento de equipos electromecánicos, de medición y de protección
- Interferencia inductiva en circuitos de comunicación

El peor de los casos, sería una condición de resonancia, donde elementos capacitivos instalados con el propósito de mejorar el factor de potencia, pueden estar sintonizados con alguna de las frecuencias de las componentes armónicas de voltaje o corriente, produciendo una transferencia de potencia superior a aquella para la cual se dimensionó un equipo del sistema.

Específicamente en un sistema de distribución, las componentes armónicas se han relacionado por distintos autores en la reducción del factor de potencia de una carga o un generador, y la distorsión de la forma de onda del voltaje de ese sistema.

5.3.1. Mitigación de las componentes armónicas

Las componentes armónicas de la corriente y voltaje, son características inherentes de sistemas eléctricos de corriente alterna, sin embargo, la cantidad de estas en el sistema se incrementa como resultado del desarrollo de aplicaciones y elementos electrónicos de mayor potencia. Es por este motivo que

⁶⁸ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 309-310.

en el campo de la ingeniería eléctrica, se han desarrollado técnicas para su control y mitigación, para el control armónico también se han empleado los términos cancelación o neutralización, sin embargo, en todo el mundo estas técnicas se han aplicado solamente si están respaldadas por una legislación adecuada, que responsabilice a los participantes del buen uso y conexión en un sistema eléctrico.⁶⁹

Las técnicas de mitigación, de acuerdo con la legislación, se aplicarán ya sea en la fuente de armónicas, en la red o en el punto de conexión de un equipo afectado. Entre las técnicas utilizadas en la fuente de producción, se tiene la siguiente lista:

- Reducción del tamaño relativo de convertidores de potencia
- Multiplicación del número de pulsos de los convertidores de potencia
- Operación de transformadores y motores sin sobreexcitación
- Selección de conexiones apropiadas de transformadores trifásicos
- Filtros pasivos y activos en paralelo
- Filtros de rechazo
- Reactancias de choque

En la red, se han utilizado algunos de los siguientes métodos:

- Localización estratégica de elementos capacitivos
- Bancos de capacitores conectados en estrella no aterrizada
- Filtros de rechazo
- Desintonización del banco de capacitores
- Transformadores con factor K

⁶⁹ CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución*. p. 29.

- Filtros en paralelo

Para un equipo afectado, deberá analizarse cada caso según el tipo de interferencia, conductiva o inductiva, y los recursos económicos con los que se cuente; muchas de las técnicas anteriormente descritas pueden aplicarse para mitigar las componentes armónicas que afecten a un equipo, de hecho las técnicas mencionadas consisten, en su mayoría, en realizar un dimensionamiento adecuado para garantizar que los equipos operen soportando las componentes armónicas, solo los métodos de filtrado o adecuación de convertidores, logran cancelar una gran cantidad de componentes armónicas del sistema eléctrico.

Para los elementos generadores de armónicos, muchas veces el comportamiento es inherente a su naturaleza, siendo este el caso de los convertidores de potencia.⁷⁰ Estos equipos merecen especial consideración por los órganos reguladores del subsector eléctrico, dado el incremento en su utilización.

5.3.2. Norma IEEE 519-2014

El comité de transmisión y distribución de la sociedad de Potencia y Energía, del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, aprobó el 27 de marzo de 2014 la revisión del estándar IEEE 519-1992. La norma se titula Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia.⁷¹

⁷⁰ RODRÍGUEZ DÍAZ, Jorge, et al. *Análisis comparativo de la distorsión armónica en inversores de potencia*. p. 99.

⁷¹ IEEE. *Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. p. 1.

Esta normativa fue aprobada en el marco del sistema de calidad que maneja el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI), por lo tanto, existió un consenso entre distintas partes académicas, comerciales, y reguladoras. La IEEE comenta:

Los límites de distorsión de voltaje armónico se proveen para reducir los potenciales efectos negativos en los usuarios y los equipos del sistema. Para mantener los voltajes armónicos debajo de estos límites es necesario que: -Todos los usuarios limiten sus emisiones de armónicos de corriente a valores razonables determinados de manera equitativa basados en la inherente propiedad que cada usuario tiene en el sistema de suministro y –que cada dueño u operador del sistema tome acciones para disminuir los valores de distorsión de voltaje al modificar las características de impedancia del sistema de suministro según sea necesario.⁷²

La normativa estadounidense hace referencia a una serie de estándares internacionales, entre ellos:

- IEC estándar 61000-4-7, Guía general de medición e instrumentación respectiva a armónicos e inter-armónicos, para sistemas de suministro de potencia y equipamiento conectado en el mismo.
- IEC estándar 61000-4-30, Métodos de medición de la calidad de la potencia.
- IEEE estándar 1453, Prácticas recomendadas, adopción de la IEC 61000-4-15:2010 Técnicas de medición y prueba de la compatibilidad electromagnética, especificaciones de diseño y funciones.

Los límites recomendados para componentes armónicas de voltaje, de acuerdo al numeral 5 de la normativa,⁷³ para los voltajes armónicos, se indican en la tabla XIII. En el punto de acople común los operadores o propietarios del sistema, recomendablemente, deberían limitar los armónicos de voltaje de línea

⁷² IEEE. *Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. p. 2.

⁷³ *Ibid.* p. 5-6.

a neutro procurando un funcionamiento diario del 99 % del tiempo de medición con valores menores que 1,5 veces aquellos indicados en la tabla XII. A la semana, se espera que el funcionamiento del 95 % del tiempo de medición sea menor que los valores límites indicados en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Límites de distorsión del voltaje de la norma IEEE std. 519-2014**

Voltaje en el punto de acople común.	Armónico individual (%)	Distorsión armónica total THD (%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	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

Fuente: IEEE. IEEE Std 519-2014. p 6.

Tabla XIV. **Límites de distorsión de la corriente para sistemas eléctricos desde 120 hasta 69 000 voltios según la norma IEEE std. 519-2014**

Máxima distorsión armónica de la corriente en porcentaje de I_L						
Orden armónico individual (armónicos impares) ^{a, b}						
I_{CC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
$< 20^c$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

^a Los armónicos pares están limitados al 25 % de los límites para armónicos impares.

^b Las distorsiones de corriente que provoquen una compensación de tensión de corriente directa no están permitidas.

° Todos los equipos de generación están limitados por estos valores de distorsión de corriente sin importar la corriente de cortocircuito máxima.

Fuente: IEEE. IEEE Std. 519-2014. p 7.

Los límites recomendados para distorsión de la corriente, para sistemas con voltaje nominal desde 120 hasta 69 000 voltios se indican en la tabla XIV. Al respecto, en el punto de acople común los usuarios deberían limitar sus corrientes armónicas procurando un funcionamiento diario del 99 % del tiempo con valores menores que 2 veces aquellos indicados en la tabla XIV. A la semana, se espera un funcionamiento del 95 % del tiempo debajo de los límites indicados en la tabla XIV.

Para la medición de la operación de los equipos en el punto de acople a la red, la IEEE utiliza las siguientes ecuaciones para medición diaria y medición semanal. Para la medición diaria, basados en un intervalo de tres segundos luego de 15 lapsos consecutivos de 12 ciclos en sistemas de potencia de 60 Hz, se utiliza la siguiente función para determinar el voltaje o la corriente instantánea para un orden armónico dado.⁷⁴

$$F_n = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} (F_{n,i})^2}$$

Donde:

F_n = es el voltaje o la corriente armónica eficaz por medir

n = el orden armónico

i = es el contador de los 15 lapsos

⁷⁴ IEEE. *Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. p. 5.

Para la medición semanal, luego de un intervalo de diez minutos basados en la agregación de 200 lapsos consecutivos de 3 segundos, los cuales mantienen los criterios comentados en el párrafo anterior, se utiliza la siguiente ecuación:

$$F_n = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (F_{n,i})^2}$$

Donde:

F_n = es el voltaje o la corriente armónica eficaz a medir

n = el orden armónico

i = es el contador de los 200 lapsos

La norma indica que ambos métodos de medición, se conocen como medidas de armónicos durante poco tiempo y medidas de armónicos durante muy poco tiempo; la norma presenta entonces los períodos de medición, la evaluación estadística de los datos medidos y los límites de distorsión armónica recomendados.

Las mediciones realizadas en el sistema de generación por medios fotovoltaicos se realizaron en períodos de tiempo muy largos, con lapsos de 10 minutos entre cada medición; correspondería a una medida de armónicos de largo tiempo tal como indican actualmente las NTSD.

5.3.3. Técnicas de control: reducción del tamaño relativo de los convertidores de potencia

Esta medida no limita la potencia de un sistema de generación fotovoltaico, sino la relación entre la potencia nominal del convertidor de potencia con la capacidad de cortocircuito del sistema hasta el punto de conexión con la red. Entonces, puede incrementarse la capacidad de cortocircuito con el fin de reducir la distorsión armónica del voltaje, o reducirse la potencia nominal de cada convertidor.

En general, un aumento de la potencia del convertidor necesitará un valor mayor de capacidad de cortocircuito con el objetivo de que la resonancia en el sistema suceda en componentes armónicas de mayor orden, pues sus amplitudes son más pequeñas. La base de esta técnica se describe a continuación.

5.3.3.1. Relación de cortocircuito y distorsión del voltaje

Esta se define como el cociente entre la capacidad de cortocircuito del sistema, hasta el punto de conexión con la red, y la potencia nominal del inversor.

$$RCC = \frac{V * I_{CC}}{V * I_L} = \frac{I_{CC}}{I_L}$$

Donde:

I_{CC} = corriente de cortocircuito

I_L = corriente de la carga

$V * I_{CC}$ = capacidad de cortocircuito del sistema (en MVA)

$V * I_L$ = potencia del inversor (en MW)

De la sección 1.3 Distorsión armónica total y la calidad de la energía eléctrica, se utiliza el factor de distorsión armónica total del voltaje.

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}$$

Analizando las ecuaciones anteriores, se observa que mientras más pequeña sea la potencia del inversor en respecto a la capacidad de cortocircuito del sistema, comparando el tamaño o robustez del sistema, entonces la distorsión armónica de corriente que introduce será menor relativamente. Esto resulta en un decrecimiento de la distorsión armónica total del voltaje cuando la relación de cortocircuito se incrementa.

Sin embargo, la reducción de la distorsión al incrementar la relación de cortocircuito es más pronunciada cuando se presentan inversores de menor número de pulsos, por ejemplo de seis y doce pulsos, ya que al aumentar los pulsos también se incrementa la distorsión armónica en un rango de la relación de cortocircuito de hasta diez veces más.⁷⁵

Tabla XV. **Reducción de la distorsión según el número de pulsos de un inversor**

Inversor	Relación de cortocircuito	Reducción en la distorsión
6 pulsos	8-50	21 % a 6 %
12 pulsos	8-50	16 % a 4 %
24 pulsos	8-50	3 % a 2 %

Fuente: elaboración propia.

⁷⁵ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 124.

Si se selecciona un convertidor de más de 24 pulsos, es deseable que la relación de cortocircuito sea mayor que 20, para convertidores de 6 pulsos la distorsión se reduce al 5 % si la relación de cortocircuito es mayor que 50.⁷⁶

En general, para convertidores de potencia que sean pequeños al compararlos con la potencia del sistema, la relación de cortocircuito puede estudiarse como una medida de mitigación de las componentes armónicas, para relaciones de cortocircuito que sean menores de 8 se recomienda utilizar otro método de control de armónicas.

5.3.4. Técnicas de control: multiplicación del número de pulsos de los convertidores

En un convertidor de potencia, el número de pulsos del mismo determina qué armónicas características estarán presentes en el lado de corriente alterna; de acuerdo a la siguiente ecuación, la cual se describe en la sección 3.4.3 Armónicos generados por inversores.

$$h = kp \pm 1$$

De la tabla 6, en la sección 3.4.3, se observa que a medida que aumenta el número de pulsos del convertidor, las componentes armónicas de más bajo orden se van eliminando. El convertidor más básico contiene una unidad de seis pulsos, dos unidades se conectan con un desplazamiento de treinta grados eléctricos resultando en una unidad de doce pulsos, siempre tomando en cuenta la conexión adecuada de los respectivos transformadores.⁷⁷

⁷⁶ GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. p. 124.

⁷⁷ *Ibíd.*

Un circuito de dieciocho pulsos, usualmente, utiliza tres puentes de tiristores de seis pulsos, cada uno con un desplazamiento de veinte grados eléctricos entre ellos; de lo mencionado, se obtiene el ángulo de desfase entre dos puentes de seis pulsos en un convertidor de p pulsos:

$$\lambda = \frac{360}{p} = \frac{360}{b * 6}$$

Donde:

λ = ángulo de desfase entre puentes de tiristores de 6 pulsos

p = número de pulsos que posee un circuito

b = número de puentes de tiristores de 6 pulsos

Por lo tanto, conforme se aumenta el número de pulsos del convertidor puede reducirse la distorsión armónica de la corriente, con la consiguiente reducción de la distorsión armónica total del voltaje. Sin embargo, deben tomarse en cuenta los estudios económicos pertinentes, ya que en lugar de aumentar el número de pulsos utilizando otra unidad conectada a través de un transformador adicional, puede ser igualmente útil aunque más económico, otro método de control de armónicas.

CONCLUSIONES

1. La generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos posee la característica de suceder en corriente directa, lo que hace indispensable el uso de inversores de corriente para su conexión en una red de distribución en corriente alterna. El proceso de inversión que desempeñan los equipos convertidores de potencia aplica la modulación del ancho del pulso de conmutación debido a la regulación del voltaje de salida que se necesita. Este proceso produce una forma de onda de características casi sinusoidales, pero debido a la naturaleza de los circuitos de inversión con conmutadores electrónicos y las técnicas de modulación, la forma de onda sinusoidal de voltaje de frecuencia fundamental está acompañada de componentes armónicas.
2. Los sistemas fotovoltaicos conectados a un sistema eléctrico funcionan como una fuente de voltaje para la red, la cual idealmente genera a frecuencia fundamental; en la práctica debe realizarse el análisis tomando en cuenta múltiples fuentes de voltaje superpuestas y cada una a un nivel de frecuencia diferente. Los efectos resultantes de la distorsión armónica en una red de distribución dependerán de los elementos conectados a esta red, ya que la respuesta de cada elemento a los voltajes aplicados propicia la distorsión armónica de la forma de onda de corriente, lo cual puede afectar a otros equipos o elementos conectados en la red, dependiendo de los requerimientos de fidelidad de la forma de onda de voltaje y de corriente necesaria para el buen funcionamiento de cada elemento.

3. El Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, a través del regulador del mercado eléctrico, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, resolvió una normativa técnica (las normas técnicas del sistema de distribución - NTSD-) que hace referencia al control de las componentes armónicas de voltaje pues es un parámetro de la calidad de la electricidad suministrada. Esta menciona de forma general las responsabilidades y obligaciones de los agentes distribuidores y participantes consumidores respecto del uso de la red de suministro, estableciendo la metodología para realizar la medición de distorsión armónica total e individual de tensión y de corriente, así como las tolerancias bajo las cuales se establece la buena calidad de la energía. Para un sistema de generación por medio de recursos renovables, la Comisión también resolvió la norma técnica de generación distribuida renovable -NTGDR-. Para el caso de un sistema fotovoltaico deben considerarse especialmente los artículos 17, 19, 20 y 24 ya que indican acerca del uso de equipos de conversión y su cumplimiento de las normas técnicas del sistema de distribución para realizar la medición de la incidencia en la calidad de la energía, con una programación similar a la utilizada por los grandes usuarios.

Al respecto, la NTGDR permite también la figura del usuario autoprodutor con excedentes de energía, sin embargo, no considera para estos usuarios el impacto en la calidad de la energía en el punto de acople con la red de distribución, al tomar en cuenta la relación de cortocircuito de los sistemas de generación fotovoltaicos residenciales contra la red de distribución. Actualmente la generación de energía por medio de paneles fotovoltaicos propia de los usuarios autoprodutores se ha incrementado hasta acumular casi 12 MW en los últimos años, por lo tanto, la relación de cortocircuito de estos sistemas acumulados contra la red de distribución obliga a tomar en consideración el impacto en conjunto de las

componentes armónicas de tensión, pues ya no se trata de instalaciones residenciales poco usuales.

4. La producción de electricidad en el mercado eléctrico de Guatemala, es un mercado competitivo y tecnológicamente vanguardista, lo que obliga a que la eficiencia con la cual se genera energía eléctrica sea uno de los principales puntos de investigación de inversionistas, agentes generadores y empresas eléctricas. En el caso de la generación de energía en sistemas fotovoltaicos la eficiencia del sistema se relaciona con la eficiencia de conversión fotovoltaica de las celdas solares y la eficiencia de conversión de potencia de corriente directa a corriente alterna de los inversores, incluso dentro de los equipos inversores existen convertidores de potencia que rastrean el punto de máxima potencia para optimizar los parámetros de entrada de corriente directa a los circuitos de inversión.

La generación de electricidad en corriente alterna sucede con un contenido de componentes armónicas que también disipan energía de forma térmica por el efecto julio, producen una potencia de distorsión que aunque no se aprovecha como potencia activa ni reactiva es inútil que exista la misma y puede afectar el funcionamiento de sistemas de medición, control y protección. Además, la mitigación de estos fenómenos de forma externa también consume energía reduciendo aún más la eficiencia total del sistema.

RECOMENDACIONES

1. Considerando la existencia inherente de componentes armónicas en un sistema eléctrico de potencia en corriente alterna, es necesario establecer límites para la distorsión armónica de voltaje y corriente para reducir los potenciales efectos negativos en los elementos y el sistema, ya que los elementos que se conectan a la red se han desarrollado aprovechando los nuevos avances tecnológicos, en especial en electrónica de potencia. Por lo tanto, se recomienda necesario reevaluar y actualizar las normas técnicas del servicio de distribución y las normas técnicas de generación distribuida renovable con el propósito de garantizar la calidad del servicio de electricidad tomando en cuenta la inherente propiedad y participación de cada sector en la distorsión armónica de voltaje y corriente que se presenta en las redes de distribución. Al respecto, deberían tomarse en cuenta los artículos 32 y 42 de las NTSD, y los artículos 17, 19, 20 y 24 de la NTGDR, y la metodología de la IEEE 519-2014 para mediciones de muy corto tiempo, para su aplicación también para los usuarios autoprodutores con excedentes de energía.
2. El sistema nacional de la calidad en Guatemala, permite a través de comités técnicos de normalización trabajar aquellas normativas que beneficien a los diversos sectores involucrados; considerando que las normativas IEC e IEEE son de aplicación internacional y han sido evaluadas por consenso en otros países. Se recomienda que el Comité Nacional de Electrotecnia convoque a un comité de trabajo de distribución y transmisión de potencia eléctrica con el objetivo de discutir las normativas mínimas que deben cumplir los equipos eléctricos de generación que se instalan en las redes

de distribución con el objetivo de evitar potenciales efectos negativos por mala calidad de la energía, se recomienda consensuar entre el sector regulador, sector de consumidores, sector industrial, sector académico y sector comercial, de acuerdo con las buenas prácticas de normalización, los límites máximos de producción armónica que deben cumplir los inversores y estos sistemas en general.

3. Los sistemas de generación por medios fotovoltaicos permiten la producción de electricidad a través de un fenómeno físico no emisor de gases de efecto invernadero, que no posee costos de operación o mantenimiento notables, y cuyo costo de inversión se reduce año tras año. Este sistema tiene entre sus componentes el equipo inversor de corriente, el cual también genera componentes armónicas de voltaje que reducen la eficiencia total del sistema fotovoltaico, al provocar calentamientos que reducen la conductividad y utilizar potencia conocida como potencia de distorsión.

Se recomienda que los agentes generadores, generadores distribuidos renovables y usuarios autoprodutores, procuren el uso de equipos inversores con la menor generación de contenido armónico posible con el objetivo de mantener un nivel de eficiencia en la generación de energía útil, en forma de potencia activa, lo más cercano posible con el valor esperado a través de los cálculos ideales o teóricos de producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. Acuerdo Gubernativo No. 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad. Diario de Centro América, ciudad de Guatemala, Guatemala, 2 de abril 1997.
2. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). *Informe Estadístico 2015* [en línea].
<http://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2015/INFEST20150101_01.pdf> [Consulta: 1 de abril de 2018]
3. BOYLESTAD, Robert y NASHELSKY, Louis. *Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. 8ª ed. México D.F.: Pearson Educación, 2003. 891 p.
4. CHANG, Raymond. *Química*. 10ª ed. México D.F.: McGraw Hill, 2010. 941 p.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Normas técnicas del servicio de distribución -NTSD- Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. [en línea] <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/Recopilacion%20normas%20tecnicas%20CNEE.pdf>> [Consulta: 1 de abril 2018]

6. _____ . *Noma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía -NTGDR-. Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.* [en línea] <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/Recopilacion%20normas%20tecnicas%20CNEE.pdf>> [Consulta: 1 de abril de 2018]
7. Decreto No. 93-96. *Ley General de Electricidad*. Diario de Centro América, ciudad de Guatemala, Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
8. DUFFIE, J.A., y BECKMAN, W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4ª ed. EE.UU.: John Wiley & Sons, 2013. 910 p.
9. *Edison vs Tesla [video MPEG-4]. Episodio 8. American Genius*. National Geographic Channel. 22 de junio 2015.
10. GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Armónicas*. s.e., (s.f). 435 p.
11. GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco. *Análisis armónico en un sistema de distribución de potencia eléctrica*. Trabajo de graduación de Ingeniería Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1984. 105 p.

12. HOLMES, D.G., y LIPO, T. A. *Pulse Width Modulation for Power Converters, Principles and Practice*. EE.UU.: IEEE Press y John Wiley & Sons, 2003. 724 p.
13. Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). *IEC 61000-3-6 Electromagnetic compatibility (EMC) Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*. Ginebra: IEC, 2008. 62 p.
14. IEEE [Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos]. *IEEE Std. 519-2014 Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. EE.UU.: IEEE Power & Energy Society, 2014. 29 p.
15. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. [en línea] <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf> [Consulta: abril de 2018]
16. KING, David, et al. *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*. Sandia National Laboratories Report. SAND2007-5036:1-47, 2007.
17. STINE, William, y GEYER, Michael. *Power from the Sun*. [en línea] <<http://www.powerfromthesun.net>> [Consulta: diciembre de 2017]
18. QUIÑONEZ PADILLA, Héctor. *Conversión de la energía solar en energía eléctrica*. Trabajo de graduación de Ingeniería Eléctrica.

Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería,
1977. 125 p.

19. RODRÍGUEZ DÍAZ, Jorge, et al. *Análisis comparativo de la distorsión armónica en inversores de potencia*. Revista Colombiana Tecnologías de Avanzada. 1(19): 92-99, 2012.
20. SEDRA, Adel, y SMITH, Kenneth. *Circuitos Microelectrónicos*. 4^a ed. México D.F.: Oxford University Press, 1999, 1040 p.
21. SERWAY, Raymond, y JEWETT, John. *Física para ciencias e ingeniería con Física Moderna*. 7^a ed. México D.F.: Cengage Learning Editores, 2010, 1392 p.
22. SMETS, Arno, et al. *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems..* EE.UU.: UIT Cambridge Ltd, 2016. 488 p.
23. STUART, Robert, y DALTABUIT, Enrique. *Introducción al análisis de Fourier*. México D.F.: Editorial UTEHA, 1965. 151 p.
24. VAN VALKENBURG, Mac Elwyn. *Análisis de Redes*. 3^a ed. México D.F.: Editorial Limusa, 1999, 932 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Fecha y hora de las mediciones realizadas

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
1	03/03/2017 10:57	33	03/03/2017 18:45	65	04/03/2017 2:45
2	03/03/2017 11:02	34	03/03/2017 19:00	66	04/03/2017 3:00
3	03/03/2017 11:15	35	03/03/2017 19:15	67	04/03/2017 3:15
4	03/03/2017 11:30	36	03/03/2017 19:30	68	04/03/2017 3:30
5	03/03/2017 11:45	37	03/03/2017 19:45	69	04/03/2017 3:45
6	03/03/2017 12:00	38	03/03/2017 20:00	70	04/03/2017 4:00
7	03/03/2017 12:15	39	03/03/2017 20:15	71	04/03/2017 4:15
8	03/03/2017 12:30	40	03/03/2017 20:30	72	04/03/2017 4:30
9	03/03/2017 12:45	41	03/03/2017 20:45	73	04/03/2017 4:45
10	03/03/2017 13:00	42	03/03/2017 21:00	74	04/03/2017 5:00
11	03/03/2017 13:15	43	03/03/2017 21:15	75	04/03/2017 5:15
12	03/03/2017 13:30	44	03/03/2017 21:30	76	04/03/2017 5:30
13	03/03/2017 13:45	45	03/03/2017 21:45	77	04/03/2017 5:45
14	03/03/2017 14:00	46	03/03/2017 22:00	78	04/03/2017 6:00
15	03/03/2017 14:15	47	03/03/2017 22:15	79	04/03/2017 6:15
16	03/03/2017 14:30	48	03/03/2017 22:30	80	04/03/2017 6:30
17	03/03/2017 14:45	49	03/03/2017 22:45	81	04/03/2017 6:45
18	03/03/2017 15:00	50	03/03/2017 23:00	82	04/03/2017 7:00
19	03/03/2017 15:15	51	03/03/2017 23:15	83	04/03/2017 7:15
20	03/03/2017 15:30	52	03/03/2017 23:30	84	04/03/2017 7:30
21	03/03/2017 15:45	53	03/03/2017 23:45	85	04/03/2017 7:45
22	03/03/2017 16:00	54	04/03/2017 0:00	86	04/03/2017 8:00
23	03/03/2017 16:15	55	04/03/2017 0:15	87	04/03/2017 8:15
24	03/03/2017 16:30	56	04/03/2017 0:30	88	04/03/2017 8:30
25	03/03/2017 16:45	57	04/03/2017 0:45	89	04/03/2017 8:45
26	03/03/2017 17:00	58	04/03/2017 1:00	90	04/03/2017 9:00
27	03/03/2017 17:15	59	04/03/2017 1:15	91	04/03/2017 9:15
28	03/03/2017 17:30	60	04/03/2017 1:30	92	04/03/2017 9:30
29	03/03/2017 17:45	61	04/03/2017 1:45	93	04/03/2017 9:45
30	03/03/2017 18:00	62	04/03/2017 2:00	94	04/03/2017 10:00
31	03/03/2017 18:15	63	04/03/2017 2:15	95	04/03/2017 10:15
32	03/03/2017 18:30	64	04/03/2017 2:30	96	04/03/2017 10:30

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
97	04/03/2017 10:45	129	04/03/2017 18:45	161	05/03/2017 2:45
98	04/03/2017 11:00	130	04/03/2017 19:00	162	05/03/2017 3:00
99	04/03/2017 11:15	131	04/03/2017 19:15	163	05/03/2017 3:15
100	04/03/2017 11:30	132	04/03/2017 19:30	164	05/03/2017 3:30
101	04/03/2017 11:45	133	04/03/2017 19:45	165	05/03/2017 3:45
102	04/03/2017 12:00	134	04/03/2017 20:00	166	05/03/2017 4:00
103	04/03/2017 12:15	135	04/03/2017 20:15	167	05/03/2017 4:15
104	04/03/2017 12:30	136	04/03/2017 20:30	168	05/03/2017 4:30
105	04/03/2017 12:45	137	04/03/2017 20:45	169	05/03/2017 4:45
106	04/03/2017 13:00	138	04/03/2017 21:00	170	05/03/2017 5:00
107	04/03/2017 13:15	139	04/03/2017 21:15	171	05/03/2017 5:15
108	04/03/2017 13:30	140	04/03/2017 21:30	172	05/03/2017 5:30
109	04/03/2017 13:45	141	04/03/2017 21:45	173	05/03/2017 5:45
110	04/03/2017 14:00	142	04/03/2017 22:00	174	05/03/2017 6:00
111	04/03/2017 14:15	143	04/03/2017 22:15	175	05/03/2017 6:15
112	04/03/2017 14:30	144	04/03/2017 22:30	176	05/03/2017 6:30
113	04/03/2017 14:45	145	04/03/2017 22:45	177	05/03/2017 6:45
114	04/03/2017 15:00	146	04/03/2017 23:00	178	05/03/2017 7:00
115	04/03/2017 15:15	147	04/03/2017 23:15	179	05/03/2017 7:15
116	04/03/2017 15:30	148	04/03/2017 23:30	180	05/03/2017 7:30
117	04/03/2017 15:45	149	04/03/2017 23:45	181	05/03/2017 7:45
118	04/03/2017 16:00	150	05/03/2017 0:00	182	05/03/2017 8:00
119	04/03/2017 16:15	151	05/03/2017 0:15	183	05/03/2017 8:15
120	04/03/2017 16:30	152	05/03/2017 0:30	184	05/03/2017 8:30
121	04/03/2017 16:45	153	05/03/2017 0:45	185	05/03/2017 8:45
122	04/03/2017 17:00	154	05/03/2017 1:00	186	05/03/2017 9:00
123	04/03/2017 17:15	155	05/03/2017 1:15	187	05/03/2017 9:15
124	04/03/2017 17:30	156	05/03/2017 1:30	188	05/03/2017 9:30
125	04/03/2017 17:45	157	05/03/2017 1:45	189	05/03/2017 9:45
126	04/03/2017 18:00	158	05/03/2017 2:00	190	05/03/2017 10:00
127	04/03/2017 18:15	159	05/03/2017 2:15	191	05/03/2017 10:15
128	04/03/2017 18:30	160	05/03/2017 2:30	192	05/03/2017 10:30

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
193	05/03/2017 10:45	225	05/03/2017 18:45	257	06/03/2017 2:45
194	05/03/2017 11:00	226	05/03/2017 19:00	258	06/03/2017 3:00
195	05/03/2017 11:15	227	05/03/2017 19:15	259	06/03/2017 3:15
196	05/03/2017 11:30	228	05/03/2017 19:30	260	06/03/2017 3:30
197	05/03/2017 11:45	229	05/03/2017 19:45	261	06/03/2017 3:45
198	05/03/2017 12:00	230	05/03/2017 20:00	262	06/03/2017 4:00
199	05/03/2017 12:15	231	05/03/2017 20:15	263	06/03/2017 4:15
200	05/03/2017 12:30	232	05/03/2017 20:30	264	06/03/2017 4:30
201	05/03/2017 12:45	233	05/03/2017 20:45	265	06/03/2017 4:45
202	05/03/2017 13:00	234	05/03/2017 21:00	266	06/03/2017 5:00
203	05/03/2017 13:15	235	05/03/2017 21:15	267	06/03/2017 5:15
204	05/03/2017 13:30	236	05/03/2017 21:30	268	06/03/2017 5:30
205	05/03/2017 13:45	237	05/03/2017 21:45	269	06/03/2017 5:45
206	05/03/2017 14:00	238	05/03/2017 22:00	270	06/03/2017 6:00
207	05/03/2017 14:15	239	05/03/2017 22:15	271	06/03/2017 6:30
208	05/03/2017 14:30	240	05/03/2017 22:30	272	06/03/2017 6:45
209	05/03/2017 14:45	241	05/03/2017 22:45	273	06/03/2017 7:00
210	05/03/2017 15:00	242	05/03/2017 23:00	274	06/03/2017 7:15
211	05/03/2017 15:15	243	05/03/2017 23:15	275	06/03/2017 7:30
212	05/03/2017 15:30	244	05/03/2017 23:30	276	06/03/2017 7:45
213	05/03/2017 15:45	245	05/03/2017 23:45	277	06/03/2017 8:00
214	05/03/2017 16:00	246	06/03/2017 0:00	278	06/03/2017 8:15
215	05/03/2017 16:15	247	06/03/2017 0:15	279	06/03/2017 8:30
216	05/03/2017 16:30	248	06/03/2017 0:30	280	06/03/2017 8:45
217	05/03/2017 16:45	249	06/03/2017 0:45	281	06/03/2017 9:00
218	05/03/2017 17:00	250	06/03/2017 1:00	282	06/03/2017 9:15
219	05/03/2017 17:15	251	06/03/2017 1:15	283	06/03/2017 9:30
220	05/03/2017 17:30	252	06/03/2017 1:30	284	06/03/2017 9:45
221	05/03/2017 17:45	253	06/03/2017 1:45	285	06/03/2017 10:00
222	05/03/2017 18:00	254	06/03/2017 2:00	286	06/03/2017 10:15
223	05/03/2017 18:15	255	06/03/2017 2:15	287	06/03/2017 10:30
224	05/03/2017 18:30	256	06/03/2017 2:30	288	06/03/2017 10:45

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
289	06/03/2017 11:00	321	06/03/2017 19:00	353	07/03/2017 3:00
290	06/03/2017 11:15	322	06/03/2017 19:15	354	07/03/2017 3:15
291	06/03/2017 11:30	323	06/03/2017 19:30	355	07/03/2017 3:30
292	06/03/2017 11:45	324	06/03/2017 19:45	356	07/03/2017 3:45
293	06/03/2017 12:00	325	06/03/2017 20:00	357	07/03/2017 4:00
294	06/03/2017 12:15	326	06/03/2017 20:15	358	07/03/2017 4:15
295	06/03/2017 12:30	327	06/03/2017 20:30	359	07/03/2017 4:30
296	06/03/2017 12:45	328	06/03/2017 20:45	360	07/03/2017 4:45
297	06/03/2017 13:00	329	06/03/2017 21:00	361	07/03/2017 5:00
298	06/03/2017 13:15	330	06/03/2017 21:15	362	07/03/2017 5:15
299	06/03/2017 13:30	331	06/03/2017 21:30	363	07/03/2017 5:30
300	06/03/2017 13:45	332	06/03/2017 21:45	364	07/03/2017 5:45
301	06/03/2017 14:00	333	06/03/2017 22:00	365	07/03/2017 6:00
302	06/03/2017 14:15	334	06/03/2017 22:15	366	07/03/2017 6:15
303	06/03/2017 14:30	335	06/03/2017 22:30	367	07/03/2017 6:30
304	06/03/2017 14:45	336	06/03/2017 22:45	368	07/03/2017 6:45
305	06/03/2017 15:00	337	06/03/2017 23:00	369	07/03/2017 7:00
306	06/03/2017 15:15	338	06/03/2017 23:15	370	07/03/2017 7:15
307	06/03/2017 15:30	339	06/03/2017 23:30	371	07/03/2017 7:30
308	06/03/2017 15:45	340	06/03/2017 23:45	372	07/03/2017 7:45
309	06/03/2017 16:00	341	07/03/2017 0:00	373	07/03/2017 8:00
310	06/03/2017 16:15	342	07/03/2017 0:15	374	07/03/2017 8:15
311	06/03/2017 16:30	343	07/03/2017 0:30	375	07/03/2017 8:30
312	06/03/2017 16:45	344	07/03/2017 0:45	376	07/03/2017 8:45
313	06/03/2017 17:00	345	07/03/2017 1:00	377	07/03/2017 9:00
314	06/03/2017 17:15	346	07/03/2017 1:15	378	07/03/2017 9:15
315	06/03/2017 17:30	347	07/03/2017 1:30	379	07/03/2017 9:30
316	06/03/2017 17:45	348	07/03/2017 1:45	380	07/03/2017 9:45
317	06/03/2017 18:00	349	07/03/2017 2:00	381	07/03/2017 10:00
318	06/03/2017 18:15	350	07/03/2017 2:15	382	07/03/2017 10:15
319	06/03/2017 18:30	351	07/03/2017 2:30	383	07/03/2017 10:30
320	06/03/2017 18:45	352	07/03/2017 2:45	384	07/03/2017 10:45

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
385	07/03/2017 11:00	417	07/03/2017 19:00	449	08/03/2017 3:00
386	07/03/2017 11:15	418	07/03/2017 19:15	450	08/03/2017 3:15
387	07/03/2017 11:30	419	07/03/2017 19:30	451	08/03/2017 3:30
388	07/03/2017 11:45	420	07/03/2017 19:45	452	08/03/2017 3:45
389	07/03/2017 12:00	421	07/03/2017 20:00	453	08/03/2017 4:00
390	07/03/2017 12:15	422	07/03/2017 20:15	454	08/03/2017 4:15
391	07/03/2017 12:30	423	07/03/2017 20:30	455	08/03/2017 4:30
392	07/03/2017 12:45	424	07/03/2017 20:45	456	08/03/2017 4:45
393	07/03/2017 13:00	425	07/03/2017 21:00	457	08/03/2017 5:00
394	07/03/2017 13:15	426	07/03/2017 21:15	458	08/03/2017 5:15
395	07/03/2017 13:30	427	07/03/2017 21:30	459	08/03/2017 5:30
396	07/03/2017 13:45	428	07/03/2017 21:45	460	08/03/2017 5:45
397	07/03/2017 14:00	429	07/03/2017 22:00	461	08/03/2017 6:00
398	07/03/2017 14:15	430	07/03/2017 22:15	462	08/03/2017 6:15
399	07/03/2017 14:30	431	07/03/2017 22:30	463	08/03/2017 6:30
400	07/03/2017 14:45	432	07/03/2017 22:45	464	08/03/2017 6:45
401	07/03/2017 15:00	433	07/03/2017 23:00	465	08/03/2017 7:00
402	07/03/2017 15:15	434	07/03/2017 23:15	466	08/03/2017 7:15
403	07/03/2017 15:30	435	07/03/2017 23:30	467	08/03/2017 7:30
404	07/03/2017 15:45	436	07/03/2017 23:45	468	08/03/2017 7:45
405	07/03/2017 16:00	437	08/03/2017 0:00	469	08/03/2017 8:00
406	07/03/2017 16:15	438	08/03/2017 0:15	470	08/03/2017 8:15
407	07/03/2017 16:30	439	08/03/2017 0:30	471	08/03/2017 8:30
408	07/03/2017 16:45	440	08/03/2017 0:45	472	08/03/2017 8:45
409	07/03/2017 17:00	441	08/03/2017 1:00	473	08/03/2017 9:00
410	07/03/2017 17:15	442	08/03/2017 1:15	474	08/03/2017 9:15
411	07/03/2017 17:30	443	08/03/2017 1:30	475	08/03/2017 9:30
412	07/03/2017 17:45	444	08/03/2017 1:45	476	08/03/2017 9:45
413	07/03/2017 18:00	445	08/03/2017 2:00	477	08/03/2017 10:00
414	07/03/2017 18:15	446	08/03/2017 2:15	478	08/03/2017 10:15
415	07/03/2017 18:30	447	08/03/2017 2:30	479	08/03/2017 10:30
416	07/03/2017 18:45	448	08/03/2017 2:45	480	08/03/2017 10:45

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
481	08/03/2017 11:00	513	08/03/2017 19:00	545	09/03/2017 3:00
482	08/03/2017 11:15	514	08/03/2017 19:15	546	09/03/2017 3:15
483	08/03/2017 11:30	515	08/03/2017 19:30	547	09/03/2017 3:30
484	08/03/2017 11:45	516	08/03/2017 19:45	548	09/03/2017 3:45
485	08/03/2017 12:00	517	08/03/2017 20:00	549	09/03/2017 4:00
486	08/03/2017 12:15	518	08/03/2017 20:15	550	09/03/2017 4:15
487	08/03/2017 12:30	519	08/03/2017 20:30	551	09/03/2017 4:30
488	08/03/2017 12:45	520	08/03/2017 20:45	552	09/03/2017 4:45
489	08/03/2017 13:00	521	08/03/2017 21:00	553	09/03/2017 5:00
490	08/03/2017 13:15	522	08/03/2017 21:15	554	09/03/2017 5:15
491	08/03/2017 13:30	523	08/03/2017 21:30	555	09/03/2017 5:30
492	08/03/2017 13:45	524	08/03/2017 21:45	556	09/03/2017 5:45
493	08/03/2017 14:00	525	08/03/2017 22:00	557	09/03/2017 6:00
494	08/03/2017 14:15	526	08/03/2017 22:15	558	09/03/2017 6:15
495	08/03/2017 14:30	527	08/03/2017 22:30	559	09/03/2017 6:30
496	08/03/2017 14:45	528	08/03/2017 22:45	560	09/03/2017 6:45
497	08/03/2017 15:00	529	08/03/2017 23:00	561	09/03/2017 7:00
498	08/03/2017 15:15	530	08/03/2017 23:15	562	09/03/2017 7:15
499	08/03/2017 15:30	531	08/03/2017 23:30	563	09/03/2017 7:30
500	08/03/2017 15:45	532	08/03/2017 23:45	564	09/03/2017 7:45
501	08/03/2017 16:00	533	09/03/2017 0:00	565	09/03/2017 8:00
502	08/03/2017 16:15	534	09/03/2017 0:15	566	09/03/2017 8:15
503	08/03/2017 16:30	535	09/03/2017 0:30	567	09/03/2017 8:30
504	08/03/2017 16:45	536	09/03/2017 0:45	568	09/03/2017 8:45
505	08/03/2017 17:00	537	09/03/2017 1:00	569	09/03/2017 9:00
506	08/03/2017 17:15	538	09/03/2017 1:15	570	09/03/2017 9:15
507	08/03/2017 17:30	539	09/03/2017 1:30	571	09/03/2017 9:30
508	08/03/2017 17:45	540	09/03/2017 1:45	572	09/03/2017 9:45
509	08/03/2017 18:00	541	09/03/2017 2:00	573	09/03/2017 10:00
510	08/03/2017 18:15	542	09/03/2017 2:15	574	09/03/2017 10:15
511	08/03/2017 18:30	543	09/03/2017 2:30	575	09/03/2017 10:30
512	08/03/2017 18:45	544	09/03/2017 2:45	576	09/03/2017 10:45

Continuación apéndice 1.

No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora	No.	Fecha y Hora
577	09/03/2017 11:00	609	09/03/2017 19:00	641	10/03/2017 3:00
578	09/03/2017 11:15	610	09/03/2017 19:15	642	10/03/2017 3:15
579	09/03/2017 11:30	611	09/03/2017 19:30	643	10/03/2017 3:30
580	09/03/2017 11:45	612	09/03/2017 19:45	644	10/03/2017 3:45
581	09/03/2017 12:00	613	09/03/2017 20:00	645	10/03/2017 4:00
582	09/03/2017 12:15	614	09/03/2017 20:15	646	10/03/2017 4:15
583	09/03/2017 12:30	615	09/03/2017 20:30	647	10/03/2017 4:30
584	09/03/2017 12:45	616	09/03/2017 20:45	648	10/03/2017 4:45
585	09/03/2017 13:00	617	09/03/2017 21:00	649	10/03/2017 5:00
586	09/03/2017 13:15	618	09/03/2017 21:15	650	10/03/2017 5:15
587	09/03/2017 13:30	619	09/03/2017 21:30	651	10/03/2017 5:30
588	09/03/2017 13:45	620	09/03/2017 21:45	652	10/03/2017 5:45
589	09/03/2017 14:00	621	09/03/2017 22:00	653	10/03/2017 6:00
590	09/03/2017 14:15	622	09/03/2017 22:15	654	10/03/2017 6:15
591	09/03/2017 14:30	623	09/03/2017 22:30	655	10/03/2017 6:30
592	09/03/2017 14:45	624	09/03/2017 22:45	656	10/03/2017 6:45
593	09/03/2017 15:00	625	09/03/2017 23:00	657	10/03/2017 7:00
594	09/03/2017 15:15	626	09/03/2017 23:15	658	10/03/2017 7:15
595	09/03/2017 15:30	627	09/03/2017 23:30	659	10/03/2017 7:30
596	09/03/2017 15:45	628	09/03/2017 23:45	660	10/03/2017 7:45
597	09/03/2017 16:00	629	10/03/2017 0:00	661	10/03/2017 8:00
598	09/03/2017 16:15	630	10/03/2017 0:15	662	10/03/2017 8:15
599	09/03/2017 16:30	631	10/03/2017 0:30	663	10/03/2017 8:30
600	09/03/2017 16:45	632	10/03/2017 0:45	664	10/03/2017 8:45
601	09/03/2017 17:00	633	10/03/2017 1:00		
602	09/03/2017 17:15	634	10/03/2017 1:15		
603	09/03/2017 17:30	635	10/03/2017 1:30		
604	09/03/2017 17:45	636	10/03/2017 1:45		
605	09/03/2017 18:00	637	10/03/2017 2:00		
606	09/03/2017 18:15	638	10/03/2017 2:15		
607	09/03/2017 18:30	639	10/03/2017 2:30		
608	09/03/2017 18:45	640	10/03/2017 2:45		

Fuente: elaboración propia

Apéndice 2. Voltajes y corrientes eficaces de las mediciones realizadas.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
1	35,171.2	68.07	33	33,989.3	1.44	65	34,706.2	1.47
2	34,970.9	43.68	34	34,225.5	1.47	66	34,671.4	1.47
3	35,146.9	68.1	35	34,210.7	1.47	67	34,643.0	1.47
4	34,543.9	34.44	36	34,314.0	1.44	68	34,673.5	1.47
5	34,886.5	85.05	37	34,410.0	1.47	69	34,336.2	1.47
6	35,073.1	84.66	38	34,533.3	1.44	70	34,387.8	1.47
7	34,682.0	24.09	39	34,516.5	1.47	71	34,258.2	1.47
8	35,005.7	85.05	40	34,540.7	1.47	72	34,479.6	1.47
9	34,707.3	85.17	41	34,598.7	1.44	73	34,398.4	1.47
10	34,859.1	52.44	42	34,326.7	1.44	74	34,259.2	1.47
11	34,734.7	82.68	43	34,406.8	1.47	75	34,122.2	1.47
12	34,669.3	59.31	44	34,473.2	1.44	76	34,161.2	1.47
13	34,758.9	53.04	45	34,536.5	1.47	77	34,139.0	1.47
14	34,745.2	70.95	46	34,256.0	1.47	78	34,052.6	1.44
15	34,568.1	21.69	47	34,291.9	1.47	79	34,275.0	2.97
16	34,404.7	14.88	48	34,282.4	1.47	80	34,205.4	3.18
17	34,458.5	18.54	49	34,093.7	1.47	81	34,169.6	12.39
18	34,574.4	21.96	50	34,202.3	1.47	82	34,600.8	24.24
19	35,129.0	84.57	51	34,310.9	1.47	83	34,650.4	36.99
20	35,005.7	84.75	52	34,411.0	1.47	84	34,520.7	50.28
21	34,998.3	79.53	53	34,464.8	1.47	85	34,593.4	61.41
22	34,940.3	75.15	54	34,620.8	1.47	86	34,737.9	70.77
23	34,571.3	65.79	55	34,396.3	1.47	87	34,833.8	75.51
24	34,745.2	57.84	56	34,307.7	1.47	88	34,846.5	76.71
25	34,621.9	52.77	57	34,416.3	1.47	89	34,880.2	76.98
26	34,850.7	35.88	58	34,335.1	1.47	90	35,124.8	77.31
27	34,518.6	9.24	59	34,385.7	1.47	91	35,182.8	78.18
28	34,421.6	3.84	60	34,415.2	1.5	92	34,862.3	79.5
29	34,429.0	3.09	61	34,458.5	1.47	93	34,636.6	82.23
30	34,480.6	1.47	62	34,527.0	1.47	94	34,629.3	83.04
31	34,295.1	1.47	63	34,538.6	1.47	95	34,666.2	83.64
32	34,100.0	1.47	64	34,543.9	1.47	96	34,712.6	83.37

Continuación apéndice 2.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
97	34,553.4	83.64	129	34,083.1	1.44	161	34,402.6	1.44
98	34,481.7	83.49	130	34,217.0	1.44	162	34,456.4	1.44
99	34,431.1	83.73	131	34,211.8	1.44	163	34,553.4	1.44
100	34,520.7	84.15	132	34,279.2	1.47	164	34,539.7	1.47
101	34,555.5	84.63	133	34,365.7	1.44	165	34,439.5	1.44
102	34,815.9	84.36	134	34,363.6	1.44	166	34,424.7	1.47
103	34,743.1	85.17	135	34,401.5	1.44	167	34,443.7	1.47
104	34,819.0	84.69	136	34,625.1	1.47	168	34,357.3	1.47
105	34,975.1	84.75	137	34,463.7	1.44	169	34,440.6	1.47
106	34,927.6	84.87	138	34,550.2	1.44	170	34,235.0	1.47
107	34,865.4	84.87	139	34,658.8	1.44	171	34,297.2	1.47
108	34,989.8	84.54	140	34,829.6	1.44	172	34,308.8	1.47
109	34,784.2	85.08	141	34,038.9	1.44	173	34,227.6	1.47
110	34,755.8	84.48	142	34,300.3	1.44	174	34,440.6	1.44
111	34,898.1	84.27	143	34,203.3	1.47	175	34,619.8	3.42
112	34,989.8	84.42	144	34,225.5	1.44	176	34,598.7	3.42
113	34,940.3	83.67	145	34,045.2	1.47	177	34,491.2	3.24
114	34,528.1	83.55	146	34,045.2	1.44	178	34,427.9	3.18
115	34,547.0	82.05	147	34,213.9	1.44	179	34,321.4	4.2
116	34,572.3	80.67	148	34,246.6	1.44	180	34,232.9	3.21
117	34,651.4	78.69	149	34,177.0	1.44	181	34,142.2	3.45
118	34,779.0	75.99	150	34,481.7	1.44	182	34,072.6	5.97
119	34,635.6	68.82	151	34,582.9	1.44	183	34,187.5	8.49
120	34,654.6	57.84	152	34,587.1	1.44	184	34,396.3	7.02
121	34,779.0	45.39	153	34,594.5	1.44	185	34,489.0	6.6
122	34,555.5	26.37	154	34,561.8	1.44	186	34,436.3	24.3
123	34,620.8	16.62	155	34,204.4	1.47	187	34,728.4	85.44
124	34,550.2	6.57	156	34,263.4	1.44	188	34,560.7	37.5
125	34,593.4	3.24	157	34,317.2	1.47	189	34,857.0	81.15
126	34,559.7	3.39	158	34,350.9	1.44	190	34,682.0	56.4
127	34,253.9	1.44	159	34,420.5	1.47	191	34,724.2	80.43
128	34,113.7	1.47	160	34,419.5	1.44	192	34,680.9	82.17

Continuación apéndice 2.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
193	34,717.8	80.46	225	34,397.3	1.44	257	34,357.3	1.47
194	34,621.9	64.05	226	34,457.4	1.44	258	34,276.1	1.47
195	34,783.2	83.58	227	34,371.0	1.44	259	34,358.3	1.47
196	34,822.2	82.47	228	34,486.9	1.47	260	34,329.8	1.47
197	34,773.7	81.15	229	34,530.2	1.47	261	34,302.4	1.47
198	34,911.8	83.52	230	34,620.8	1.44	262	34,237.1	1.47
199	34,827.5	75.63	231	34,507.0	1.44	263	34,225.5	1.47
200	34,852.8	84.27	232	34,641.9	1.44	264	34,364.6	1.47
201	34,926.6	84.6	233	34,599.7	1.47	265	34,251.8	1.47
202	34,881.2	83.88	234	34,786.4	1.47	266	33,976.7	1.47
203	34,882.3	84.27	235	34,404.7	1.47	267	34,267.6	1.47
204	34,910.8	84.54	236	34,599.7	1.47	268	34,314.0	1.47
205	35,004.6	83.64	237	34,580.8	1.47	269	34,669.3	1.47
206	35,047.8	83.01	238	34,610.3	1.47	270	34,552.3	1.47
207	34,891.8	83.58	239	34,341.4	1.47	271	34,591.3	3.39
208	35,055.2	82.68	240	34,288.7	1.47	272	34,571.3	3.99
209	35,098.4	82.8	241	34,246.6	1.47	273	34,173.8	3.24
210	35,067.9	82.92	242	34,282.4	1.47	274	34,555.5	5.94
211	35,109.0	81.15	243	34,266.6	1.47	275	34,349.9	8.58
212	35,096.3	80.61	244	34,240.2	1.47	276	34,192.8	11.55
213	34,911.8	78.66	245	34,295.1	1.47	277	34,482.7	38.16
214	35,029.9	75.78	246	34,317.2	1.44	278	34,790.6	77.49
215	34,949.8	68.16	247	34,286.6	1.47	279	34,976.1	81.39
216	34,961.4	57.63	248	34,161.2	1.47	280	34,977.2	80.7
217	34,881.2	42.69	249	34,199.1	1.44	281	34,632.4	38.34
218	34,844.3	33.03	250	34,305.6	1.47	282	34,421.6	47.79
219	34,807.4	15.51	251	34,382.6	1.47	283	34,657.7	76.86
220	34,637.7	5.97	252	34,342.5	1.47	284	34,548.1	81.09
221	34,710.4	3.15	253	34,357.3	1.47	285	34,399.4	70.02
222	34,600.8	2.82	254	34,316.1	1.47	286	34,974.0	77.79
223	34,100.0	1.44	255	34,308.8	1.47	287	34,853.8	80.7
224	34,341.4	1.44	256	34,405.8	1.47	288	34,970.9	81.09

Continuación apéndice 2.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
289	34,576.6	61.11	321	34,089.5	1.44	353	34,142.2	1.44
290	34,728.4	74.16	322	34,192.8	1.47	354	34,216.0	1.47
291	34,885.5	84.75	323	34,252.9	1.44	355	34,288.7	1.47
292	34,713.6	64.71	324	34,174.9	1.44	356	34,298.2	1.47
293	35,105.8	83.46	325	34,464.8	1.44	357	34,092.6	1.47
294	34,936.1	60.57	326	34,029.4	1.47	358	34,183.3	1.47
295	35,007.8	81.15	327	34,185.4	1.47	359	34,411.0	1.47
296	35,117.4	72.18	328	34,220.2	1.47	360	34,385.7	1.47
297	35,044.7	85.08	329	34,328.8	1.47	361	34,364.6	1.47
298	34,934.0	84.63	330	34,480.6	1.44	362	34,330.9	1.47
299	34,827.5	83.88	331	34,419.5	1.47	363	34,676.7	1.47
300	34,826.4	84.27	332	34,592.4	1.47	364	34,690.4	1.47
301	34,714.7	84.39	333	34,381.5	1.44	365	34,488.0	1.44
302	34,638.8	83.94	334	34,433.2	1.47	366	34,393.1	3.39
303	34,776.9	84.69	335	34,515.4	1.44	367	34,555.5	2.85
304	34,668.3	85.02	336	34,511.2	1.44	368	34,458.5	3.84
305	34,664.1	77.79	337	34,439.5	1.44	369	34,436.3	5.28
306	34,460.6	43.62	338	34,306.7	1.47	370	34,358.3	7.14
307	34,549.1	47.97	339	34,358.3	1.47	371	34,397.3	19.38
308	34,522.8	44.97	340	34,385.7	1.47	372	34,552.3	54.12
309	34,944.5	77.7	341	34,415.2	1.47	373	34,574.4	68.04
310	34,999.3	67.38	342	34,393.1	1.47	374	34,417.4	33.39
311	34,982.5	56.31	343	34,503.8	1.44	375	34,371.0	21.18
312	35,057.3	45.87	344	34,528.1	1.47	376	34,632.4	77.58
313	34,580.8	8.91	345	34,178.0	1.44	377	34,655.6	82.62
314	34,494.3	9.12	346	34,211.8	1.47	378	34,414.2	43.17
315	34,502.8	3.42	347	34,148.5	1.47	379	34,682.0	79.41
316	34,750.5	3.06	348	34,165.4	1.47	380	34,840.1	79.92
317	34,476.4	3.39	349	34,255.0	1.47	381	35,014.1	80.55
318	34,170.7	1.44	350	34,152.7	1.47	382	34,957.2	79.02
319	34,117.9	1.44	351	34,182.2	1.44	383	34,679.9	79.32
320	34,037.8	1.44	352	34,319.3	1.47	384	34,690.4	79.08

Continuación apéndice 2.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
385	34,686.2	78.81	417	34,175.9	1.44	449	34,419.5	1.47
386	34,562.8	79.56	418	34,257.1	1.44	450	34,544.9	1.47
387	34,707.3	81.12	419	34,159.1	1.47	451	34,459.5	1.47
388	34,618.7	78.99	420	34,265.5	1.44	452	34,507.0	1.47
389	34,793.7	79.44	421	34,329.8	1.44	453	34,395.2	1.47
390	34,907.6	81.66	422	34,472.2	1.44	454	34,285.6	1.47
391	34,902.3	82.32	423	34,350.9	1.47	455	34,206.5	1.47
392	35,110.0	82.83	424	34,292.9	1.47	456	34,318.3	1.47
393	34,821.1	83.22	425	34,445.8	1.44	457	34,300.3	1.47
394	34,924.5	83.76	426	34,523.8	1.44	458	34,075.8	1.44
395	34,646.1	84.06	427	34,490.1	1.47	459	34,126.4	1.47
396	34,801.1	83.76	428	34,511.2	1.44	460	34,926.6	1.47
397	34,607.1	83.82	429	34,102.1	1.47	461	34,427.9	1.47
398	34,599.7	83.58	430	34,295.1	1.47	462	34,493.3	3.39
399	34,607.1	82.98	431	34,435.3	1.47	463	34,446.9	2.85
400	34,653.5	81.81	432	34,258.2	1.47	464	34,188.6	3.57
401	34,558.6	81.81	433	34,121.1	1.47	465	34,093.7	5.01
402	34,550.2	80.64	434	34,237.1	1.44	466	34,329.8	4.62
403	34,662.0	78.42	435	34,313.0	1.44	467	34,449.0	7.26
404	34,711.5	75.48	436	34,319.3	1.47	468	34,646.1	46.56
405	34,863.3	72.63	437	34,340.4	1.44	469	33,958.7	8.4
406	34,977.2	65.46	438	34,267.6	1.47	470	34,979.3	46.35
407	34,709.4	54.69	439	34,305.6	1.47	471	35,000.4	78.51
408	34,810.6	42.84	440	34,310.9	1.44	472	35,094.2	82.74
409	34,551.3	31.47	441	34,520.7	1.47	473	35,024.6	72
410	34,231.8	17.19	442	34,566.0	1.44	474	34,857.0	79.62
411	34,354.1	6.9	443	34,465.9	1.47	475	34,768.4	80.19
412	34,372.0	3.03	444	34,413.1	1.44	476	34,619.8	67.02
413	34,416.3	3.42	445	34,569.2	1.44	477	34,758.9	64.14
414	34,013.6	1.41	446	34,518.6	1.44	478	34,925.5	80.91
415	34,068.4	1.47	447	34,319.3	1.47	479	34,799.0	81.57
416	33,953.5	1.44	448	34,418.4	1.47	480	34,880.2	81.54

Continuación apéndice 2.

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
481	34,990.9	81.96	513	34,045.2	1.47	545	34,767.4	1.47
482	34,684.1	82.95	514	34,015.7	1.44	546	34,706.2	1.47
483	34,810.6	82.8	515	34,217.0	1.47	547	34,688.3	1.47
484	34,835.9	83.07	516	34,184.4	1.44	548	34,674.6	1.47
485	35,141.7	83.31	517	34,345.7	1.44	549	34,665.1	1.47
486	35,008.8	83.73	518	34,365.7	1.47	550	34,654.6	1.47
487	35,094.2	83.58	519	34,252.9	1.44	551	34,462.7	1.47
488	34,677.8	84.45	520	34,287.7	1.47	552	34,262.4	1.47
489	34,647.2	84.72	521	34,420.5	1.44	553	34,285.6	1.47
490	34,719.9	84.96	522	34,408.9	1.44	554	34,527.0	1.47
491	34,884.4	83.58	523	34,468.0	1.44	555	34,415.2	1.47
492	34,755.8	83.55	524	34,422.6	1.47	556	34,416.3	1.47
493	34,736.8	83.82	525	34,355.2	1.44	557	34,462.7	1.47
494	34,649.3	82.41	526	34,292.9	1.44	558	34,605.0	2.79
495	34,682.0	82.74	527	34,361.5	1.47	559	34,600.8	3.78
496	34,524.9	82.38	528	34,255.0	1.47	560	34,465.9	13.68
497	34,845.4	82.14	529	34,250.8	1.47	561	34,229.7	24.36
498	34,833.8	47.34	530	34,372.0	1.47	562	34,577.6	16.2
499	34,987.7	83.58	531	34,386.8	1.47	563	34,973.0	10.26
500	34,643.0	14.73	532	34,432.1	1.47	564	34,363.6	11.16
501	34,536.5	18.51	533	34,609.2	1.47	565	34,427.9	26.46
502	34,835.9	68.55	534	34,388.9	1.47	566	34,502.8	7.74
503	34,799.0	55.32	535	34,415.2	1.47	567	34,414.2	7.14
504	34,693.6	42.6	536	34,396.3	1.44	568	34,572.3	12.66
505	34,608.2	30.21	537	34,441.6	1.47	569	34,556.5	11.82
506	34,155.9	17.73	538	34,489.0	1.47	570	34,679.9	36.9
507	34,394.2	7.56	539	34,483.8	1.47	571	34,989.8	84.54
508	34,514.4	2.88	540	34,610.3	1.47	572	34,761.1	57.93
509	34,743.1	3.39	541	34,662.0	1.47	573	34,614.5	30.99
510	34,208.6	1.47	542	34,660.9	1.47	574	34,469.0	48.12
511	34,017.8	1.47	543	34,674.6	1.47	575	34,662.0	52.53
512	34,005.1	1.44	544	34,717.8	1.47	576	34,787.4	72.12

Continuación apéndice 2

No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)	No.	Voltaje RMS L1-L (V)	Corriente RMS L1 (A)
577	34,600.8	36	609	34,640.9	1.44	641	34,691.5	1.47
578	35,060.5	84.81	610	34,695.7	1.44	642	34,678.8	1.47
579	34,924.5	84.45	611	34,648.2	1.44	643	34,686.2	1.47
580	35,009.9	70.98	612	34,669.3	1.44	644	34,643.0	1.47
581	35,043.6	84.18	613	34,665.1	1.44	645	34,569.2	1.47
582	34,884.4	85.14	614	34,496.4	1.44	646	34,511.2	1.47
583	34,789.5	84.6	615	34,488.0	1.44	647	34,344.6	1.5
584	34,490.1	43.11	616	34,308.8	1.44	648	34,423.7	1.47
585	34,651.4	78.75	617	34,484.8	1.47	649	34,404.7	1.47
586	34,403.6	40.17	618	34,691.5	1.47	650	34,380.5	1.47
587	34,734.7	50.31	619	34,517.5	1.47	651	34,250.8	1.47
588	34,713.6	36.87	620	34,531.2	1.47	652	34,186.5	1.47
589	35,096.3	84.72	621	34,240.2	1.47	653	34,374.1	1.47
590	34,562.8	29.28	622	34,454.3	1.47	654	34,513.3	2.79
591	34,991.9	81.57	623	34,562.8	1.47	655	34,455.3	2.94
592	35,044.7	84.48	624	34,556.5	1.47	656	34,529.1	5.37
593	34,922.4	78.24	625	34,628.2	1.47	657	34,544.9	22.38
594	35,032.0	81.3	626	34,687.3	1.47	658	34,140.1	11.52
595	35,068.9	70.56	627	34,608.2	1.47	659	34,119.0	8.73
596	34,719.9	19.62	628	34,666.2	1.47	660	34,775.8	14.79
597	34,898.1	69.99	629	34,756.8	1.47	661	34,572.3	23.01
598	34,574.4	7.98	630	34,644.0	1.47	662	34,551.3	21.24
599	34,503.8	8.1	631	34,716.8	1.47	663	34,655.6	39.84
600	34,582.9	9.24	632	34,461.6	1.47	664	34,647.2	19.53
601	34,395.2	8.97	633	34,463.7	1.47			
602	34,495.4	8.34	634	34,556.5	1.47			
603	34,532.3	3.15	635	34,698.9	1.47			
604	34,580.8	2.79	636	34,551.3	1.47			
605	34,554.4	2.64	637	34,597.6	1.47			
606	34,366.7	1.44	638	34,652.5	1.47			
607	34,240.2	1.47	639	34,519.6	1.47			
608	34,746.3	1.44	640	34,514.4	1.47			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Potencia disipada por componentes armónicas (en Vatios)

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
1	537.5	716.8	655.4	33	0.0	0.0	0.0	65	0.0	0.0	0.0
2	1426.6	1683.1	1682.5	34	0.0	0.0	0.0	66	0.0	0.0	0.0
3	442.1	600.6	493.0	35	0.0	0.0	0.0	67	0.0	0.0	0.0
4	2852.7	3393.4	3123.5	36	0.0	0.0	0.0	68	0.0	0.0	0.0
5	333.0	435.0	333.7	37	0.0	0.0	0.0	69	0.0	0.0	0.0
6	334.0	377.8	334.2	38	0.0	0.0	0.0	70	0.0	0.0	0.0
7	7723.8	8852.6	8869.1	39	0.0	0.0	0.0	71	0.0	0.0	0.0
8	437.8	440.2	385.9	40	0.0	0.0	0.0	72	0.0	0.0	0.0
9	275.5	406.4	316.7	41	0.0	0.0	0.0	73	0.0	0.0	0.0
10	686.7	850.0	735.9	42	0.0	0.0	0.0	74	0.0	0.0	0.0
11	281.7	370.2	322.2	43	0.0	0.0	0.0	75	0.0	0.0	0.0
12	500.3	725.1	659.6	44	0.0	0.0	0.0	76	0.0	0.0	0.0
13	884.2	1116.9	1027.5	45	0.0	0.0	0.0	77	0.0	0.0	0.0
14	204.2	284.1	254.1	46	0.0	0.0	0.0	78	2.5	3.4	21.0
15	2275.4	2627.9	2554.1	47	0.0	0.0	0.0	79	935.5	757.6	1037.5
16	5672.7	6636.1	6511.4	48	0.0	0.0	0.0	80	29532.9	28633.6	30624.5
17	4044.6	4574.6	4632.8	49	0.0	0.0	0.0	81	5492.7	6004.2	6955.4
18	8390.6	9243.4	9359.4	50	0.0	0.0	0.0	82	2057.9	2364.6	2659.6
19	383.8	556.1	492.2	51	0.0	0.0	0.0	83	1043.9	1298.6	1290.4
20	424.2	538.8	479.3	52	0.0	0.0	0.0	84	753.0	878.1	875.0
21	546.2	663.8	549.9	53	0.0	0.0	0.0	85	530.1	708.4	642.1
22	626.3	820.8	689.7	54	0.0	0.0	0.0	86	380.2	600.5	480.8
23	600.9	777.9	716.8	55	0.0	0.0	0.0	87	344.4	501.3	495.9
24	629.7	791.7	735.8	56	0.0	0.0	0.0	88	348.7	451.7	395.9
25	742.4	906.9	851.6	57	0.0	0.0	0.0	89	451.7	630.6	505.3
26	944.0	1203.6	1161.0	58	0.0	0.0	0.0	90	906.4	1065.2	1063.9
27	2817.0	3081.3	3271.8	59	0.0	0.0	0.0	91	407.9	518.8	460.3
28	7035.9	7261.9	8242.6	60	0.0	0.0	0.0	92	468.5	527.8	468.7
29	1381.9	1335.7	1431.7	61	0.0	0.0	0.0	93	369.9	535.7	532.9
30	0.0	0.0	0.0	62	0.0	0.0	0.0	94	375.3	483.5	482.3
31	0.0	0.0	0.0	63	0.0	0.0	0.0	95	427.6	539.6	484.2
32	0.0	0.0	0.0	64	0.0	0.0	0.0	96	374.6	483.5	428.1

Continuación apéndice 3.

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
97	281.0	428.6	376.7	129	0.0	0.0	0.0	161	0.0	0.0	0.0
98	281.2	376.7	377.4	130	0.0	0.0	0.0	162	0.0	0.0	0.0
99	327.9	432.1	379.5	131	0.0	0.0	0.0	163	0.0	0.0	0.0
100	242.7	381.8	287.3	132	0.0	0.0	0.0	164	0.0	0.0	0.0
101	286.0	383.4	383.1	133	0.0	0.0	0.0	165	0.0	0.0	0.0
102	287.0	384.7	384.4	134	0.0	0.0	0.0	166	0.0	0.0	0.0
103	333.2	385.4	438.2	135	0.0	0.0	0.0	167	0.0	0.0	0.0
104	383.9	440.4	385.8	136	0.0	0.0	0.0	168	0.0	0.0	0.0
105	384.2	497.2	438.9	137	0.0	0.0	0.0	169	0.0	0.0	0.0
106	332.1	493.1	434.7	138	0.0	0.0	0.0	170	0.0	0.0	0.0
107	382.0	494.7	436.0	139	0.0	0.0	0.0	171	0.0	0.0	0.0
108	382.5	495.4	436.3	140	0.0	0.0	0.0	172	0.0	0.0	0.0
109	332.8	494.5	382.9	141	0.0	0.0	0.0	173	0.0	0.0	0.0
110	435.2	554.9	492.5	142	0.0	0.0	0.0	174	0.0	0.0	0.0
111	382.1	496.3	492.1	143	0.0	0.0	0.0	175	5.5	7.0	26.1
112	331.6	494.7	490.0	144	0.0	0.0	0.0	176	360.8	368.2	309.8
113	374.8	486.8	543.3	145	0.0	0.0	0.0	177	7452.6	7380.8	8938.8
114	323.9	375.7	426.5	146	0.0	0.0	0.0	178	8839.0	9077.3	10406.1
115	319.2	420.9	420.1	147	0.0	0.0	0.0	179	6412.7	7042.5	7777.1
116	358.9	464.5	521.0	148	0.0	0.0	0.0	180	8421.3	8306.7	10226.0
117	397.1	506.1	563.2	149	0.0	0.0	0.0	181	15245.6	14596.8	16773.5
118	424.5	479.3	590.7	150	0.0	0.0	0.0	182	9676.5	10255.2	11210.6
119	456.0	615.9	615.2	151	0.0	0.0	0.0	183	6704.1	7407.1	8145.9
120	603.1	768.5	768.2	152	0.0	0.0	0.0	184	8399.1	9550.9	10378.5
121	715.4	862.1	859.4	153	0.0	0.0	0.0	185	14662.7	16551.0	18305.3
122	1536.6	1878.5	2053.8	154	0.0	0.0	0.0	186	3661.9	4392.7	4907.5
123	2172.5	2482.7	2871.2	155	0.0	0.0	0.0	187	254.5	328.5	291.4
124	4601.7	5151.8	5913.5	156	0.0	0.0	0.0	188	1675.0	2142.4	2242.9
125	3305.1	3228.2	3678.6	157	0.0	0.0	0.0	189	304.7	382.3	306.5
126	0.0	0.0	0.0	158	0.0	0.0	0.0	190	1027.5	1195.8	1198.1
127	0.0	0.0	0.0	159	0.0	0.0	0.0	191	427.6	535.8	482.1
128	0.0	0.0	0.0	160	0.0	0.0	0.0	192	639.3	849.4	852.4

Continuación apéndice 3

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
193	854.0	932.5	936.4	225	0.0	0.0	0.0	257	0.0	0.0	0.0
194	850.9	1094.9	1009.9	226	0.0	0.0	0.0	258	0.0	0.0	0.0
195	765.2	917.0	912.6	227	0.0	0.0	0.0	259	0.0	0.0	0.0
196	861.2	1025.3	863.7	228	0.0	0.0	0.0	260	0.0	0.0	0.0
197	723.9	872.6	948.2	229	0.0	0.0	0.0	261	0.0	0.0	0.0
198	485.7	745.8	545.7	230	0.0	0.0	0.0	262	0.0	0.0	0.0
199	550.8	754.4	615.6	231	0.0	0.0	0.0	263	0.0	0.0	0.0
200	383.0	555.0	436.9	232	0.0	0.0	0.0	264	0.0	0.0	0.0
201	379.9	551.6	489.5	233	0.0	0.0	0.0	265	0.0	0.0	0.0
202	379.9	491.7	548.3	234	0.0	0.0	0.0	266	0.0	0.0	0.0
203	433.2	552.8	490.0	235	0.0	0.0	0.0	267	0.0	0.0	0.0
204	434.0	553.8	491.4	236	0.0	0.0	0.0	268	0.0	0.0	0.0
205	431.7	550.9	610.5	237	0.0	0.0	0.0	269	0.0	0.0	0.0
206	430.1	677.6	674.2	238	0.0	0.0	0.0	270	0.0	0.0	0.0
207	483.6	675.0	607.1	239	0.0	0.0	0.0	271	320.7	282.7	292.6
208	483.9	673.5	740.5	240	0.0	0.0	0.0	272	6213.4	6026.3	7257.5
209	544.1	740.7	673.6	241	0.0	0.0	0.0	273	10516.5	11384.0	12532.2
210	666.1	805.6	736.5	242	0.0	0.0	0.0	274	9178.0	11051.0	12126.3
211	654.9	867.4	868.6	243	0.0	0.0	0.0	275	5984.8	6403.9	6916.3
212	775.8	851.8	853.5	244	0.0	0.0	0.0	276	4911.4	5604.7	6420.7
213	621.1	826.5	899.1	245	0.0	0.0	0.0	277	1552.8	1846.9	2244.6
214	710.4	850.4	852.0	246	0.0	0.0	0.0	278	306.3	391.3	346.4
215	792.7	1001.3	1001.1	247	0.0	0.0	0.0	279	313.1	523.8	517.3
216	838.1	964.8	1154.0	248	0.0	0.0	0.0	280	407.5	461.4	508.7
217	1289.9	1782.4	1913.6	249	0.0	0.0	0.0	281	1838.9	2486.4	2581.1
218	1458.4	1930.5	1977.8	250	0.0	0.0	0.0	282	896.2	1031.5	1091.7
219	3331.1	3988.4	4536.4	251	0.0	0.0	0.0	283	432.1	615.1	546.3
220	6271.4	6625.5	7797.4	252	0.0	0.0	0.0	284	632.0	845.2	988.8
221	2723.6	2550.0	3785.5	253	0.0	0.0	0.0	285	548.6	810.3	806.4
222	0.0	0.0	0.0	254	0.0	0.0	0.0	286	924.7	1163.7	1000.6
223	0.0	0.0	0.0	255	0.0	0.0	0.0	287	930.9	1089.3	1091.3
224	0.0	0.0	0.0	256	0.0	0.0	0.0	288	858.1	1094.3	1006.5

Continuación apéndice 3.

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
289	764.0	994.9	906.4	321	0.0	0.0	0.0	353	0.0	0.0	0.0
290	833.3	993.0	983.5	322	0.0	0.0	0.0	354	0.0	0.0	0.0
291	314.2	407.2	356.9	323	0.0	0.0	0.0	355	0.0	0.0	0.0
292	599.5	801.1	791.5	324	0.0	0.0	0.0	356	0.0	0.0	0.0
293	294.8	436.7	433.6	325	0.0	0.0	0.0	357	0.0	0.0	0.0
294	577.4	755.2	817.2	326	0.0	0.0	0.0	358	0.0	0.0	0.0
295	412.5	523.2	464.4	327	0.0	0.0	0.0	359	0.0	0.0	0.0
296	475.7	713.4	710.0	328	0.0	0.0	0.0	360	0.0	0.0	0.0
297	280.3	426.4	424.1	329	0.0	0.0	0.0	361	0.0	0.0	0.0
298	332.3	492.0	489.9	330	0.0	0.0	0.0	362	0.0	0.0	0.0
299	286.0	434.2	433.0	331	0.0	0.0	0.0	363	0.0	0.0	0.0
300	285.8	434.8	433.7	332	0.0	0.0	0.0	364	0.0	0.0	0.0
301	284.6	435.4	378.8	333	0.0	0.0	0.0	365	0.0	0.0	0.0
302	329.6	490.8	430.4	334	0.0	0.0	0.0	366	71.8	76.6	77.0
303	325.1	542.7	537.2	335	0.0	0.0	0.0	367	5041.2	5304.8	6080.1
304	327.8	486.8	482.8	336	0.0	0.0	0.0	368	7277.3	7866.2	9421.3
305	405.7	510.4	505.3	337	0.0	0.0	0.0	369	6276.4	6964.5	7819.0
306	1478.0	1863.7	1845.8	338	0.0	0.0	0.0	370	7751.2	7427.9	8676.1
307	536.6	654.7	689.5	339	0.0	0.0	0.0	371	2339.2	2851.2	3102.3
308	1500.7	2008.9	1987.3	340	0.0	0.0	0.0	372	318.5	453.1	497.7
309	423.6	533.8	585.4	341	0.0	0.0	0.0	373	161.6	194.4	225.5
310	452.8	669.8	662.8	342	0.0	0.0	0.0	374	1299.7	1771.7	1751.0
311	621.4	839.6	892.7	343	0.0	0.0	0.0	375	3908.5	4676.9	5250.3
312	740.3	922.6	964.1	344	0.0	0.0	0.0	376	151.5	213.9	245.9
313	4664.7	5164.1	5819.1	345	0.0	0.0	0.0	377	113.1	170.8	201.5
314	8125.9	8888.0	9945.8	346	0.0	0.0	0.0	378	1042.5	1310.8	1392.7
315	7013.5	7059.3	8717.1	347	0.0	0.0	0.0	379	233.4	321.0	274.3
316	1924.3	1947.5	2230.8	348	0.0	0.0	0.0	380	196.1	276.8	274.3
317	0.0	0.0	0.0	349	0.0	0.0	0.0	381	232.2	364.7	364.8
318	0.0	0.0	0.0	350	0.0	0.0	0.0	382	635.3	842.1	772.4
319	0.0	0.0	0.0	351	0.0	0.0	0.0	383	456.3	573.1	700.3
320	0.0	0.0	0.0	352	0.0	0.0	0.0	384	266.4	356.8	406.3

Continuación apéndice 3.

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
385	267.2	268.0	458.6	417	0.0	0.0	0.0	449	0.0	0.0	0.0
386	357.8	410.9	359.0	418	0.0	0.0	0.0	450	0.0	0.0	0.0
387	516.8	464.8	409.8	419	0.0	0.0	0.0	451	0.0	0.0	0.0
388	515.1	708.8	705.7	420	0.0	0.0	0.0	452	0.0	0.0	0.0
389	521.0	650.3	853.9	421	0.0	0.0	0.0	453	0.0	0.0	0.0
390	237.4	374.7	371.7	422	0.0	0.0	0.0	454	0.0	0.0	0.0
391	240.8	330.2	328.7	423	0.0	0.0	0.0	455	0.0	0.0	0.0
392	241.0	378.7	378.0	424	0.0	0.0	0.0	456	0.0	0.0	0.0
393	284.0	381.0	331.3	425	0.0	0.0	0.0	457	0.0	0.0	0.0
394	242.0	331.9	331.3	426	0.0	0.0	0.0	458	0.0	0.0	0.0
395	203.7	331.5	285.5	427	0.0	0.0	0.0	459	0.0	0.0	0.0
396	203.0	332.2	329.9	428	0.0	0.0	0.0	460	0.0	0.0	0.0
397	240.5	330.8	378.1	429	0.0	0.0	0.0	461	0.0	0.0	0.0
398	239.7	378.7	327.5	430	0.0	0.0	0.0	462	31.0	45.9	69.7
399	238.4	377.1	373.7	431	0.0	0.0	0.0	463	4665.6	5046.4	6512.6
400	235.9	424.9	421.6	432	0.0	0.0	0.0	464	5100.7	6028.9	6412.8
401	273.6	368.4	415.7	433	0.0	0.0	0.0	465	4083.0	4743.5	5267.9
402	268.9	412.5	409.3	434	0.0	0.0	0.0	466	9021.2	9426.3	10371.2
403	261.1	351.2	396.6	435	0.0	0.0	0.0	467	7953.0	9578.6	10352.3
404	335.4	436.0	432.0	436	0.0	0.0	0.0	468	113.4	149.0	148.5
405	315.8	458.9	507.6	437	0.0	0.0	0.0	469	9180.8	10480.1	12143.1
406	310.7	442.6	485.9	438	0.0	0.0	0.0	470	412.1	597.5	633.2
407	427.6	662.2	655.7	439	0.0	0.0	0.0	471	138.2	312.6	271.4
408	717.4	975.1	1026.4	440	0.0	0.0	0.0	472	163.4	369.6	368.8
409	938.2	1178.5	1264.2	441	0.0	0.0	0.0	473	408.3	518.6	640.9
410	1819.9	1882.8	2100.8	442	0.0	0.0	0.0	474	159.7	230.8	231.2
411	3515.3	4173.0	5032.8	443	0.0	0.0	0.0	475	130.7	196.5	233.6
412	2564.5	2732.9	3881.0	444	0.0	0.0	0.0	476	329.7	477.7	331.5
413	0.0	0.0	0.0	445	0.0	0.0	0.0	477	156.3	268.5	237.5
414	0.0	0.0	0.0	446	0.0	0.0	0.0	478	106.2	167.0	201.7
415	0.0	0.0	0.0	447	0.0	0.0	0.0	479	105.2	238.2	199.8
416	0.0	0.0	0.0	448	0.0	0.0	0.0	480	105.0	165.3	199.4

Continuación apéndice 3.

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
481	105.4	200.7	200.2	513	0.0	0.0	0.0	545	0.0	0.0	0.0
482	134.4	201.8	201.8	514	0.0	0.0	0.0	546	0.0	0.0	0.0
483	134.9	167.7	202.5	515	0.0	0.0	0.0	547	0.0	0.0	0.0
484	107.6	203.8	168.9	516	0.0	0.0	0.0	548	0.0	0.0	0.0
485	108.1	205.0	243.6	517	0.0	0.0	0.0	549	0.0	0.0	0.0
486	108.2	245.6	205.0	518	0.0	0.0	0.0	550	0.0	0.0	0.0
487	137.1	244.9	245.0	519	0.0	0.0	0.0	551	0.0	0.0	0.0
488	136.6	287.2	244.2	520	0.0	0.0	0.0	552	0.0	0.0	0.0
489	108.8	245.1	245.2	521	0.0	0.0	0.0	553	0.0	0.0	0.0
490	205.4	332.4	332.6	522	0.0	0.0	0.0	554	0.0	0.0	0.0
491	203.9	329.9	330.2	523	0.0	0.0	0.0	555	0.0	0.0	0.0
492	236.7	370.3	369.8	524	0.0	0.0	0.0	556	0.0	0.0	0.0
493	239.7	378.2	374.5	525	0.0	0.0	0.0	557	12.6	18.6	30.0
494	279.2	427.0	477.0	526	0.0	0.0	0.0	558	6138.8	6145.3	6962.5
495	321.7	478.7	420.5	527	0.0	0.0	0.0	559	12924.6	14523.6	15718.0
496	275.7	418.1	367.4	528	0.0	0.0	0.0	560	2416.6	2637.2	3727.7
497	208.6	316.1	357.4	529	0.0	0.0	0.0	561	1468.4	1656.5	2246.8
498	575.4	758.0	808.7	530	0.0	0.0	0.0	562	7349.3	9234.6	11228.6
499	81.4	123.3	139.7	531	0.0	0.0	0.0	563	2401.9	2528.6	2698.0
500	5185.6	5925.8	6540.0	532	0.0	0.0	0.0	564	2793.2	2812.2	2954.2
501	5924.3	7116.7	7416.7	533	0.0	0.0	0.0	565	388.6	458.7	438.4
502	400.7	498.6	602.6	534	0.0	0.0	0.0	566	576.7	712.4	729.4
503	519.9	724.2	775.9	535	0.0	0.0	0.0	567	3823.2	3940.0	4341.9
504	936.2	1115.7	1160.8	536	0.0	0.0	0.0	568	1628.7	1763.0	2136.1
505	1261.2	1637.2	1755.9	537	0.0	0.0	0.0	569	2728.6	2937.6	3311.3
506	1828.9	2098.0	2366.4	538	0.0	0.0	0.0	570	1386.0	1402.3	1665.6
507	2922.9	3117.1	3575.7	539	0.0	0.0	0.0	571	147.8	172.0	172.0
508	944.3	958.0	1668.8	540	0.0	0.0	0.0	572	240.0	299.8	240.1
509	0.0	0.0	0.0	541	0.0	0.0	0.0	573	1305.6	1481.2	1232.3
510	0.0	0.0	0.0	542	0.0	0.0	0.0	574	769.0	707.7	707.0
511	0.0	0.0	0.0	543	0.0	0.0	0.0	575	547.7	607.3	553.3
512	0.0	0.0	0.0	544	0.0	0.0	0.0	576	240.5	278.9	278.8

Continuación apéndice 3.

	L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +		L1+	L2 +	L3 +
577	1337.0	1537.9	1534.2	609	0.0	0.0	0.0	641	0.0	0.0	0.0
578	256.0	342.9	257.5	610	0.0	0.0	0.0	642	0.0	0.0	0.0
579	354.3	457.8	405.5	611	0.0	0.0	0.0	643	0.0	0.0	0.0
580	615.8	756.8	619.1	612	0.0	0.0	0.0	644	0.0	0.0	0.0
581	379.9	384.5	380.8	613	0.0	0.0	0.0	645	0.0	0.0	0.0
582	245.6	291.6	289.9	614	0.0	0.0	0.0	646	0.0	0.0	0.0
583	246.8	289.1	288.0	615	0.0	0.0	0.0	647	0.0	0.0	0.0
584	674.1	793.6	848.8	616	0.0	0.0	0.0	648	0.0	0.0	0.0
585	250.8	253.1	252.3	617	0.0	0.0	0.0	649	0.0	0.0	0.0
586	873.2	875.1	933.3	618	0.0	0.0	0.0	650	0.0	0.0	0.0
587	589.5	589.6	638.9	619	0.0	0.0	0.0	651	0.0	0.0	0.0
588	1512.4	1529.0	1509.2	620	0.0	0.0	0.0	652	0.0	0.0	0.0
589	181.7	158.4	156.0	621	0.0	0.0	0.0	653	0.0	0.0	0.0
590	2288.7	2201.2	2172.9	622	0.0	0.0	0.0	654	482.8	463.1	667.2
591	255.6	258.5	292.8	623	0.0	0.0	0.0	655	4936.8	4532.2	5468.8
592	333.7	387.2	332.8	624	0.0	0.0	0.0	656	7342.7	6995.1	7725.6
593	324.0	327.5	323.3	625	0.0	0.0	0.0	657	382.5	558.1	466.1
594	241.1	243.6	207.1	626	0.0	0.0	0.0	658	1613.1	1831.4	2040.3
595	177.8	201.8	177.9	627	0.0	0.0	0.0	659	3307.2	3208.2	3862.7
596	4456.4	4338.4	4451.6	628	0.0	0.0	0.0	660	979.3	1016.5	1065.1
597	125.5	143.7	143.8	629	0.0	0.0	0.0	661	522.5	551.7	556.6
598	2432.4	2345.7	2587.4	630	0.0	0.0	0.0	662	640.9	639.6	608.6
599	2473.1	2641.6	2568.2	631	0.0	0.0	0.0	663	229.4	189.2	190.3
600	2418.1	2302.1	2366.1	632	0.0	0.0	0.0	664	739.6	662.5	781.6
601	3182.6	3251.7	3289.1	633	0.0	0.0	0.0				
602	1594.3	1593.2	1639.4	634	0.0	0.0	0.0				
603	2602.3	2412.9	2662.7	635	0.0	0.0	0.0				
604	924.8	735.0	1388.7	636	0.0	0.0	0.0				
605	0.0	0.0	0.0	637	0.0	0.0	0.0				
606	0.0	0.0	0.0	638	0.0	0.0	0.0				
607	0.0	0.0	0.0	639	0.0	0.0	0.0				
608	0.0	0.0	0.0	640	0.0	0.0	0.0				

Fuente: elaboración propia.

