

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Análisis del impacto de la Generación Distribuida sobre la calidad de energía en redes de la Empresa Eléctrica Azogues C.A

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autores:

Adrián Paúl Chimbo Peñaloza

David Emmanuel Romero Miranda

Director:

Patricio Alcides Astudillo Salinas

ORCID:  0009-0000-3485-3472

Cuenca, Ecuador

2024-08-27

Resumen

La creciente integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en redes de medio y bajo voltaje genera flujos bidireccionales de corriente, alterando su operación convencional y afectando la calidad de energía. Este trabajo analiza el impacto de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) en la calidad de energía de las redes de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (EEA) a través del estudio de dos casos. Se evalúan variaciones en voltaje, flicker, armónicos y desequilibrio de voltaje tras la integración de estos sistemas, verificando el cumplimiento con las regulaciones ecuatorianas y normativas estándar. La metodología incluye una revisión del estado del arte sobre los efectos de la generación distribuida en la calidad de energía, el análisis de normativas IEEE y ARCERNNR, mediciones en campo y simulaciones en software de Sistemas de Distribución Abierto (OpenDSS por sus siglas en inglés) con escenarios que consideran la conexión de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento energético. Los resultados confirman problemas de calidad de energía, como fluctuaciones de voltaje y contaminación armónica, proponiendo mitigaciones con dispositivos como D-STATCOM, OLTC y baterías. Las simulaciones en OpenDSS corroboran los datos de campo, mostrando mejoras en el perfil de voltaje y un aumento en flicker y armónicos durante la producción fotovoltaica. Con base en estos resultados, se establecen criterios técnicos para la futura incorporación de SGDA en las redes de la EEA, enfocándose en los requerimientos de los inversores según normativas nacionales e internacionales.

Palabras clave del autor: calidad de energía, generación distribuida, redes de distribución



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

The increasing integration of Distributed Energy Resources (DER) into medium and low-voltage networks generates bidirectional current flows, disrupting their conventional operation and affecting power quality. This work analyzes the impact of Self-Consumption Distributed Generation Systems (SGDA) on the power quality of the Empresa Eléctrica Azogues C.A. (EEA) networks through a study of two cases. Variations in voltage, flicker, harmonics, and voltage imbalance are evaluated following the integration of these systems, verifying compliance with Ecuadorian regulations and standard norms. The methodology includes a review of the state of the art regarding the effects of distributed generation on power quality, analysis of IEEE and ARCERNNR standards, field measurements, and simulations using Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software with scenarios considering the connection of photovoltaic systems and energy storage. The results confirm power quality issues, such as voltage fluctuations and harmonic distortion, suggesting mitigations with devices like D-STATCOM, OLTC, and batteries. Simulations in OpenDSS corroborate the field data, showing improvements in voltage profiles and an increase in flicker and harmonics during photovoltaic production. Based on these findings, technical criteria are established for the future integration of SGDA into EEA networks, focusing on inverter requirements according to national and international standards.

Author Keywords: power quality, distributed generation, distribution networks



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenidos

Resumen	2
Abstract.....	3
Índice de figuras.....	8
Índice de tablas.....	13
Índice de ecuaciones	16
DEDICATORIA	17
AGRADECIMIENTO	19
Glosario de términos.....	20
CAPÍTULO 1	22
1. Generalidades	22
1.1. Introducción	22
1.2. Antecedentes.....	23
1.3. Justificación y Alcance	23
1.4. Objetivos.....	24
1.4.1. Objetivo General.....	24
1.4.2. Objetivos Específicos.....	24
1.5. Metodología	25
CAPÍTULO 2	26
2. Marco Teórico.....	26
2.1. Impacto de la generación distribuida en redes de distribución	26
2.2. Metodología de la revisión de la literatura	27
2.2.1. Criterios de Selección de Artículos	27
2.2.2. Proceso de Búsqueda y Selección de Artículos	27
2.3. Métodos para mitigar los efectos de la Generación Distribuida sobre la Calidad de Energía.....	31
2.3.1. DER y OLTC.....	32
2.3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS).....	32
2.3.3. Dispositivo con conmutación estática.....	33

2.3.4.	D-STATCOM	33
2.3.5.	UPQC	33
2.3.6.	Inversores.....	34
2.3.7.	Algoritmos de análisis y detección	34
2.4.	Discusión de la revisión literaria.....	34
2.5.	Calidad de energía.....	36
2.5.1.	Concepto de calidad de energía	36
2.5.2.	Definiciones asociadas a la calidad de energía.....	36
2.5.3.	Disturbios que afectan la calidad de energía.....	38
2.6.	Normas IEC	43
2.6.1.	Norma IEC 61000-4-7	43
2.6.2.	Norma IEC 61000-4-11	44
2.6.3.	Norma IEC 61000-4-15.....	46
2.6.4.	Norma IEC 61000-4-30.....	46
2.7.	Normas IEEE	47
2.7.1.	Norma IEEE Std. 519.....	47
2.7.2.	Norma IEEE Std. 1547.....	48
2.8.	Regulación ARCERNNR 008/23.....	50
2.8.1.	Energía neta y facturable.....	50
2.9.	Regulación ARCERNNR 002/20 (Codificada)	51
2.9.1.	Nivel de voltaje	51
2.9.2.	Perturbación rápida de voltaje (Flicker).....	52
2.9.3.	Distorsión armónica de voltaje	53
2.9.4.	Desequilibrio de voltaje.....	54
CAPÍTULO 3	55
3.	Estado actual de las redes de la EEA	55
3.1.	Analizador de calidad de energía Fluke 1750	55
3.1.1.	Introducción	55
3.1.2.	Accesorios del Analizador Fluke 1750	55

3.1.3.	Gestión de los datos registrados.....	56
3.1.4.	Diagramas de tipo de potencia	56
3.1.5.	Uso de Fluke Power Analyze	57
3.2.	Estado actual de las redes de distribución de la EEA	58
3.2.1.	Metodología usada para la evaluación de las redes.....	59
3.2.2.	Caso de Estudio 1. Cliente residencial.....	59
3.2.3.	Caso de Estudio 2. Cliente Comercial.....	70
CAPÍTULO 4	89
4.	Simulación de los casos de estudio	89
4.1.	OpensDSS para simulación de redes de distribución.....	89
4.2.	Creación de los casos de estudio en OpenDSS.....	89
4.2.1.	Cliente residencial (Solano-Deleg).....	89
4.2.2.	Cliente comercial “Banco del Austro” Azogues.	95
4.3.	Simulación y análisis de resultados.....	100
4.3.1.	Caso Cliente Residencial.....	100
4.3.2.	Caso Cliente Comercial “Banco del Austro”	130
CAPÍTULO 5	156
5.	Criterios técnicos para la incorporación de SGDA en redes de la Empresa Eléctrica. 156	
5.1.	Caracterización y categorización del SGDA.....	157
5.2.	Modos de Autoabastecimiento	158
5.3.	Requisitos técnicos operativos.....	159
5.3.1.	Requisitos con respecto a la estabilidad de frecuencia	159
5.3.2.	Requisitos con respecto a la estabilidad de voltaje	160
5.3.3.	Requisitos con respecto a la calidad de la onda de voltaje	160
5.4.	Requisitos Técnicos Mínimos para Equipos de Conversión de Energía.....	161
5.5.	Cables de conexión al PCC	162
5.6.	Medios de desconexión de los equipos.....	162
5.6.1.	Dispositivos de desconexión.....	163
5.6.2.	Interruptores o interruptores automáticos.....	164

5.6.3. Protección contra descargas atmosféricas.....	164
5.7. Puestas a Tierra.....	164
6. Conclusiones y Recomendaciones	166
6.1. Conclusiones	166
6.2. Recomendaciones	168
7. Referencias.....	169
8. Anexos.....	173
Anexo A. Factores de distorsión armónica individuales de voltaje en la línea	
A – Cliente residencial.....	173
Anexo B. Factores de distorsión armónica individuales de voltaje en la línea	
B – Cliente residencial.....	174
Anexo C. Armónicos individuales de Voltaje – Cliente Comercial.....	175
Anexo D. Corrientes de carga de cada línea antes del SGDA	182
Anexo E. Corrientes de carga de cada línea después del SGDA.....	183
Anexo F. Armónicos individuales de Corriente – Cliente Comercial.....	184
Anexo G. DIAGRAMA UNIFILAR TRANSFORMADOR 1021.	191
Anexo H. Cuadro de demanda máxima diversificada para los diferentes estratos.....	192
Anexo I. Curvas de eficiencia vs potencia del inversor CSI-5K-S22003-E.....	193
Anexo J. Curva de potencia vs temperatura para el panel CS6W-550 MS	193
Anexo K. Curva de potencia vs temperatura para el panel Cheetah HC 72M 390-410.	194
Anexo L. Pseudocódigo implementado para la simulación del caso de estudio cliente residencial Solano-Deleg.	195
Anexo M. Pseudocódigo implementado para la simulación del caso de estudio cliente comercial Banco del Austro.....	200
Anexo N. Valores de resistencia y reactancia para conductores.....	201

Índice de figuras

CAPÍTULO 2

Figura 2.1: Diagrama de flujo del proceso de revisión de literatura	28
Figura 2.2: Diagrama de nube con las palabras clave de los artículos.	29
Figura 2.3: Software de análisis de datos cualitativos NVivo	30
Figura 2.4: Resultados del proceso de codificación para el proceso de filtrado de artículos con uso de NVivo	30
Figura 2.5: Diagrama de nube de palabras relevantes vinculadas entre los artículos.....	30
Figura 2.6: Forma de onda de corriente y espectro armónico para una corriente de entrada de ASD	40
Figura 2.7: Ejemplo de fluctuación de voltaje causada por el funcionamiento de un horno de arco.....	41
Figura 2.8: Tendencia de frecuencia eléctrica y distribución estadística en el bus de subestación de 13 kV	43

CAPÍTULO 3

Figura 3.1: Accesorios del Equipo de Calidad Fluke 1750.....	56
Figura 3.2: Monofásico a 3 hilos	56
Figura 3.3: Estrella trifásica con neutro	57
Figura 3.4: Pantalla de Power Analyze.....	57
Figura 3.5: Ubicación del SFV Residencial	59
Figura 3.6: Instalación del Fluke 1746 en el Medidor del cliente Residencial.	60
Figura 3.7: Niveles de voltaje en el periodo de medición.....	61
Figura 3.8: Niveles de voltaje en horas de no producción de energía	61
Figura 3.9: Niveles de voltaje en horas de producción de energía	62
Figura 3.10: Flicker de Corta Duración.....	63
Figura 3.11: Flicker en horas de no producción de energía.....	63
Figura 3.12: Flicker en horas de producción de energía.....	64
Figura 3.13: Factor de distorsión armónica total de voltaje.....	65
Figura 3.14: Distorsión individual voltaje 3er armónico Línea A	65
Figura 3.15: Distorsión individual voltaje 3er armónico Línea B	66
Figura 3.16: THD en horas de no producción de energía.....	66
Figura 3.17: THD en horas de producción de energía.....	66
Figura 3.18: Factor de distorsión armónica total de corriente	68
Figura 3.19: TDD en horas de no producción de energía.....	68
Figura 3.20: TDD en horas de producción de energía.....	69
Figura 3.21: Ubicación del SFV Comercial.....	70
Figura 3.22: Instalación del equipo Fluke en el transformador	71

Figura 3.23: Niveles de Voltaje sin SGDA.....	72
Figura 3.24: Niveles de Voltaje con SGDA.....	72
Figura 3.25: Niveles de Voltaje FASE A sin y con SGDA.....	73
Figura 3.26: Niveles de Voltaje FASE B sin y con SGDA.....	74
Figura 3.27: Niveles de Voltaje FASE C sin y con SGDA.....	74
Figura 3.28: Variación de frecuencia sin SGDA.....	75
Figura 3.29: Variación de frecuencia con SGDA.....	76
Figura 3.30: Perturbación rápida de voltaje sin SGDA.....	77
Figura 3.31: Perturbación rápida de voltaje con SGDA.....	77
Figura 3.32: Parpadeo de la Línea A sin y con SGDA.....	78
Figura 3.33: Parpadeo de la Línea B sin y con SGDA.....	79
Figura 3.34: Parpadeo de la Línea C sin y con SGDA.....	79
Figura 3.35: Distorsión armónica total de voltaje sin y con SGDA.....	80
Figura 3.36: Distorsión de Voltaje Línea A antes y después de SGDA.....	81
Figura 3.37: Distorsión de Voltaje Línea B antes y después de SGDA.....	81
Figura 3.38: Distorsión de Voltaje Línea C antes y después de SGDA.....	81
Figura 3.39: Distorsión individual voltaje 3er armónico sin y con SGDA.....	83
Figura 3.40: THD sin y con SGDA.....	85
Figura 3.41: Desequilibrio de voltaje antes de SGDA.....	87
Figura 3.42: Desequilibrio de voltaje después de SGDA.....	88
CAPÍTULO 4	
Figura 4.1: Punto de conexión del SFV en la red de baja tensión.....	89
Figura 4.2: Cortocircuito Monofásico a Tierra.....	90
Figura 4.3: Estratos del Transformador 969.....	92
Figura 4.4: Perfil de carga día ordinario.....	93
Figura 4.5: Perfil de carga para un fin de semana.....	93
Figura 4.6: Diagrama Unifilar Cliente Comercial.....	95
Figura 4.7: Cortocircuito Trifásico y Monofásico.....	96
Figura 4.8: Perfiles de carga por fase.....	98
Figura 4.9: Perfil de Voltaje sin SGDA.....	101
Figura 4.10: Potencia por línea entregada por el transformador en ausencia del SGDA.....	102
Figura 4.11: Potencia total entregada por el transformador en ausencia del SGDA.....	102
Figura 4.12: Niveles de voltaje en el transformador sin SGDA.....	103
Figura 4.13: Niveles de voltaje por línea en ausencia del SGDA.....	103
Figura 4.14: Variación del flicker de corta duración sin SGDA.....	104
Figura 4.15: Armónicos individuales de voltaje en ausencia de GD.....	105
Figura 4.16: Armónicos individuales de corriente en ausencia de GD.....	105

Figura 4.17: Perfil de voltaje sin SGDA.....	106
Figura 4.18: Potencia por línea entregada por el transformador en ausencia del SGDA para un fin de semana	107
Figura 4.19: Potencia total entregada por el transformador en ausencia del SGDA para un fin de semana	107
Figura 4.20: Niveles de voltaje sin SGDA.....	108
Figura 4.21: Flicker de corta duración sin SGDA.....	109
Figura 4.22: Armónicos individuales de voltaje sin SGDA	110
Figura 4.23: Armónicos individuales de corriente sin SGDA.....	110
Figura 4.24: Curva de irradiancia en por unidad.....	111
Figura 4.25: Generación del SGDA por línea.	111
Figura 4.26: Perfil de voltaje con SGDA.....	112
Figura 4.27. Potencia entregada por el transformador con SGDA.....	113
Figura 4.28. Potencia en el transformador para un fin de semana con SGDA.....	113
Figura 4.29: Niveles de voltaje en el transformador con SGDA.....	114
Figura 4.30: Niveles de voltaje por línea con la incorporación del SGDA.	114
Figura 4.31: Niveles de voltaje para un fin de semana	115
Figura 4.32: Voltaje en el usuario C.32 antes y después de la incorporación del SGDA ...	116
Figura 4.33: Voltaje en el usuario C.41 antes y después de la incorporación del SGDA. ..	116
Figura 4.34: Variación del flicker de corta duración sin SGDA	117
Figura 4.35: Flicker de corta duración con SGDA fin de semana	118
Figura 4.36. Armónicos individuales de voltaje con la incorporación del SGDA	119
Figura 4.37: Armónicos individuales de corriente con la incorporación del SGDA.....	119
Figura 4.38: Régimen transitorio durante el encendido del SGDA.....	120
Figura 4.39: Régimen transitorio durante el apagado del SGDA	121
Figura 4.40: Perfil de voltaje en postes.	121
Figura 4.41: Potencia por fase con SGDA en P34 y P7	122
Figura 4.42. Perfil de carga y descarga en por unidad	123
Figura 4.43: Potencia por línea en el transformador con BESS.....	124
Figura 4.44: Niveles de voltaje por línea en el transformador con la incorporación de BESS	125
Figura 4.45: Voltaje en el usuario C48 antes y después de la incorporación del BESS	126
Figura 4.46: Voltaje en el usuario C24 antes y después de la incorporación del BESS	126
Figura 4.47: Voltaje en el usuario C15 antes y después de la incorporación del BESS	127
Figura 4.48. Variación del flicker de corta duración sin BESS.	128
Figura 4.49: Armónicos individuales de voltaje antes y después de la incorporación del BESS	128

Figura 4.50: Armónicos individuales de corriente antes y después de la incorporación del BESS	129
Figura 4.51: Régimen transitorio durante el encendido del BESS	130
Figura 4.52. Potencia monofásica entregada por el transformador en ausencia del SGDA..	131
Figura 4.53. Potencia trifásica entregada por el transformador en ausencia del SGDA.....	131
Figura 4.54. Niveles de voltaje por fase en ausencia del SGDA.....	132
Figura 4.55. Niveles de voltaje en horas de demanda mínima y máxima	133
Figura 4.56: Variación del flicker de corta duración sin SGDA	134
Figura 4.57: Armónicos individuales de voltaje en ausencia de GD	135
Figura 4.58: Armónicos individuales de corriente en ausencia de GD.....	135
Figura 4.59: Variación del desequilibrio de voltaje en ausencia de SGDA.....	136
Figura 4.60: Curva de irradiancia en por unidad.....	137
Figura 4.61: Generación del SGDA por fase	137
Figura 4.62: Potencias por fase vistas del lado de baja del transformador con la incorporación del SGDA.....	138
Figura 4.63: Potencia trifásica con SGDA.	138
Figura 4.64: Potencias por fase medidas con SGDA.....	139
Figura 4.65: Potencia trifásica medida con SGDA.....	140
Figura 4.66: Niveles de voltaje con la inserción de generación distribuida	141
Figura 4.67: Niveles de voltaje en horas de demanda mínima y máxima con SGDA.....	142
Figura 4.68: Variación del flicker de corta duración sin SGDA	142
Figura 4.69: Armónicos individuales de voltaje en presencia de SGDA.....	144
Figura 4.70: Armónicos individuales de corriente en presencia de SGDA.	144
Figura 4.71: Variación del desequilibrio de voltaje en presencia de SGDA.	146
Figura 4.72: Régimen transitorio durante el encendido del SGDA.....	147
Figura 4.73: Régimen transitorio durante el apagado del SGDA	147
Figura 4.74: Perfil de carga y descarga de la batería en por unidad.....	148
Figura 4.75: Energía en el BESS	149
Figura 4.76: Potencia por fase con SGDA y BESS	149
Figura 4.77: Potencia trifásica en el trafo con SGDA y BESS	150
Figura 4.78: Niveles de voltaje con la inserción de generación distribuida	151
Figura 4.79. Niveles de voltaje en demanda máxima y mínima con BESS.....	152
Figura 4.80: Variación del flicker de corta duración con BESS.....	152
Figura 4.81. Armónicos individuales de voltaje en presencia de SGDA.....	153
Figura 4.82. Armónicos individuales de corriente con BESS	154
Figura 4.83: Variación del desequilibrio de voltaje con BESS.	154

CAPÍTULO 5

Figura 5.1. Modalidades de autoabastecimiento	158
Figura 5.2: Localización de medios de desconexión en un sistema flotante	163
Figura 5.3. Diagrama eléctrico de un sistema solar fotovoltaico. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas	164

Índice de tablas

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1. Criterios de selección de artículos de investigación para la revisión sistemática de literatura	31
Tabla 2.2. Enfoques de gestión de tensión basados en la electrónica de potencia	35
Tabla 2.3. Clasificación de transitorios	42
Tabla 2.4. Requisitos para la precisión de medida de corriente, tensión y potencia	44
Tabla 2.5. Niveles y duración de las pruebas de caídas de voltaje.....	45
Tabla 2.6. Niveles de prueba y duración para interrupciones breves	45
Tabla 2.7. Duración de las variaciones de voltaje	46
Tabla 2.8. Límites de distorsión armónica de corriente en sistemas de 120 V a 69 kV.....	48
Tabla 2.9. Límites de distorsión armónica de voltaje	48
Tabla 2.10. Voltajes aplicables cuando el PCC está ubicado en voltaje medio.	48
Tabla 2.11. Voltajes aplicables cuando el PCC está ubicado en bajo voltaje.	49
Tabla 2.12. Valores Mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva por parte del DER	49
Tabla 2.13. Límites del índice nivel de voltaje	52
Tabla 2.14. Límites máximos de armónicos de voltaje (% del voltaje nominal).....	53

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1. Accesorios estándar	55
Tabla 3.2. Zonas y controles de la pantalla de Power Analyze.....	58
Tabla 3.3. Comparación entre niveles de voltaje con y sin producción del SGDA.	62
Tabla 3.4. Comparación entre niveles de flicker con y sin producción del SGDA	64
Tabla 3.5. Comparación entre niveles de THD con y sin producción del SGDA	67
Tabla 3.6. Comparación entre niveles de TDD con y sin producción del SGDA	69
Tabla 3.7. Comparación entre niveles de voltaje con y sin producción del SGDA	73
Tabla 3.8. Valores de frecuencia sin SGDA	75
Tabla 3.9. Valores de frecuencia con SGDA	76
Tabla 3.10. Índices de severidad de corto plazo	78
Tabla 3.11. Factor de distorsión armónico THD %	80
Tabla 3.12. Comparación entre de armónicos de voltaje.....	82
Tabla 3.13. Distorsión individual de voltaje del 3er armónico antes y después de SGDA....	83
Tabla 3.14. Valores de corriente de demanda máxima sin y con SGDA.....	84
Tabla 3.15. Comparación entre niveles de TDD con y sin SGDA.....	85
Tabla 3.16. Comparación entre de armónicos de corriente	86
Tabla 3.17. Desbalances de voltaje	87

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1. Valores de voltaje en cargas	101
Tabla 4.2. Potencia demandada por fase y trifásica	102
Tabla 4.3. Valores de voltaje por línea sin SGDA.....	104
Tabla 4.4. Valores máximos, mínimos y medios de flicker.	104
Tabla 4.5. Valores de THD de voltaje por fase	105
Tabla 4.6. Valores de TDD de corriente por fase	106
Tabla 4.7. Potencia demandada por fase y trifásica	107
Tabla 4.8. Valores de voltaje en un día entre semana y fin de semana.....	108
Tabla 4.9. Flicker en un día entre semana y fin de semana	109
Tabla 4.10. THD y TDD en un día entre semana y fin de semana.....	110
Tabla 4.11. Valores de perfil de voltaje con SGDA.....	112
Tabla 4.12. Valores de potencia entregada por el transformador con SGDA	113
Tabla 4.13. Valores de voltaje por línea con SGDA	115
Tabla 4.14. Comparación entre valores de voltaje medidos y simulados.....	115
Tabla 4.15. Comparación entre valores de flicker con y sin SGDA.....	117
Tabla 4.16. Comparación entre valores de flicker con y sin SGDA fin de semana	118
Tabla 4.17. Valores de THD y TDD por línea	119
Tabla 4.18. Potencia en el transformador con SGDA	122
Tabla 4.19. valores de potencia en el transformador con BESS.....	124
Tabla 4.20. Comparación entre valores de voltaje con y sin BESS	125
Tabla 4.21. Valores de voltaje en el usuario C48 sin y con BESS	126
Tabla 4.22. Valores de voltaje en el usuario C24 sin y con BESS	126
Tabla 4.23. Valores de voltaje en el usuario C15 sin y con BESS	127
Tabla 4.24. Comparación entre valores de flicker con y sin BESS	128
Tabla 4.25. Valores de THD y TDD por línea	129
Tabla 4.26. Potencia demandada por fase y trifásica	131
Tabla 4.27. Valores de voltaje por fase sin SGDA.....	132
Tabla 4.28. Comparación entre valores de voltaje medidos y simulados.....	133
Tabla 4.29. Valores máximos, mínimos y medios de flicker	134
Tabla 4.30. Valores de THD de voltaje por fase	135
Tabla 4.31. Valores de TDD de corriente por fase	136
Tabla 4.32. Valores de desequilibrio máximo, mínimo y medio	136
Tabla 4.33. Potencia demandada por fase y trifásica	139
Tabla 4.34. Tabla comparativa entre potencia trifásica simulada y medida	140
Tabla 4.35. Valores máximos, mínimos y medios de voltaje con SGDA.....	141
Tabla 4.36. Tabla comparativa entre niveles de voltaje con y sin generación distribuida ..	141

Tabla 4.37. Valores máximos, mínimos y medios de flicker	143
Tabla 4.38: Comparación de valores de flicker con y sin SGDA.....	143
Tabla 4.39. Valores de THD de voltaje por fase	144
Tabla 4.40. Valores de TDD de corriente por fase	144
Tabla 4.41. Tabla comparativa entre valores de THD y TDD con y sin generación distribuida	145
Tabla 4.42. Comparación de desequilibrio de voltaje con y sin SGDA	146
Tabla 4.43. Valores de potencia y después de la incorporación del BESS	150
Tabla 4.44. Valores máximos, mínimos y medios de voltaje con SGDA.....	151
Tabla 4.45. Niveles de voltaje con y sin BESS	151
Tabla 4.46. Valores máximos, mínimos y medios de flicker	152
Tabla 4.47. Flicker de corta duración con y sin BESS	153
Tabla 4.48. Valores de THD de voltaje por fase.....	153
Tabla 4.49. Valores de THD de corriente por fase	154
Tabla 4.50. Comparación de desequilibrio de voltaje con y sin SGDA	155

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1. Voltajes de conexión y categorías de SGDA	158
Tabla 5.2. Períodos de tiempo mínimos durante los que uno o varios SGDA vinculados a un mismo punto común debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación a diferentes valores de frecuencia.....	159
Tabla 5.3. Rango de voltaje durante el cual debe permanecer el o los SGDA vinculados en un mismo punto común conectada a la red y mantenerse en operación.....	160
Tabla 5.4. Límites de calidad de energía.....	160

Índice de ecuaciones

CAPÍTULO 2

Ecuación (2.1): Desequilibrio de voltaje con valores promedio.....	39
Ecuación (2.2): Desequilibrio de voltaje con componentes simétricas.....	39
Ecuación (2.3): Medida de severidad a largo plazo	46
Ecuación (2.4): Energía neta en el i-ésimo mes	50
Ecuación (2.5): Crédito de energía a favor del consumidor en el i-ésimo mes	51
Ecuación (2.6): Variación del voltaje en un punto k	51
Ecuación (2.7): Índice de severidad de flicker de corta duración	52
Ecuación (2.8): Armónica de voltaje h en el intervalo k	53
Ecuación (2.9): Factor de distorsión individual de voltaje de la armónica h	53
Ecuación (2.10): Factor de distorsión armónica total de voltaje.....	53
Ecuación (2.11): Desequilibrio de voltaje en porcentaje	54

CAPÍTULO 3

Ecuación (3.1): Resistencia total de conductor en Ω/km	83
Ecuación (3.2): Resistencia total de conductor en Ω/m	84
Ecuación (3.3): Resistencia total de conductor por longitud de cable	84
Ecuación (3.4): Resistencia total de conductor en Ω	84
Ecuación (3.5): Corriente de cortocircuito	84
Ecuación (3.6): Resultado de corriente de cortocircuito	84
Ecuación (3.7): Relación de corriente de cortocircuito.....	84

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación lo dedico a Dios, por darme la fortaleza, sabiduría y salud necesarias para completar esta etapa de mi vida.

A mis padres, Rodrigo y Susana, por su amor incondicional, sus sacrificios y su infinita paciencia. Siempre han sido y serán mi mayor inspiración y admiración, gracias a ellos he llegado a donde me encuentro. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia.

A mis hermanas, Priscila por su cariño y consejos y Vanessa, eres y siempre serás mi persona favorita, gracias por siempre creer en mí y ser luz en los días más oscuros.

A mi mejor amigo, Andrés, el hermano que la vida me regaló, gracias por tu incondicional apoyo durante estos años de amistad, mi cariño y lealtad siempre contigo.

A mi mascota TEO, que llegó a llenar un espacio importante en nuestra familia, gracias por ser una compañía invaluable.

A todas aquellas personas que, de una u otra manera, contribuyeron a la culminación de este trabajo. Su apoyo ha sido invaluable.

Adrián.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación primeramente a Dios y a la Virgen, por brindarme la salud y la vida necesarias para llevar a cabo este sueño. Su luz ha guiado cada uno de mis pasos y sus bendiciones han sido el pilar fundamental en esta etapa de mi vida.

A mis queridos padres, Olga y Miguel, cuyo constante apoyo y confianza inquebrantable en mí han sido una fuente continua de fortaleza y motivación. Gracias por estar siempre ahí, por sus sacrificios y por creer en mis sueños.

A mis hermanos: Adriana, Erika, Lucía y Andrés. Su compañía y respaldo han sido esenciales en este camino. Gracias por estar a mi lado en los momentos de duda y por compartir conmigo cada pequeño logro.

A mi amada Carla, por su incondicional apoyo y aliento. Tu amor y comprensión han sido mi refugio y tu fe en mí, mi mayor inspiración.

A todos ustedes, mi eterno agradecimiento. Este trabajo es tanto suyo como mío.

David.

AGRADECIMIENTO

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que han contribuido de manera significativa a la realización de este trabajo de titulación.

A nuestras familias, padres y hermanos, por su inquebrantable apoyo, valiosos consejos y constante motivación. Su amor y respaldo nos han impulsado a seguir adelante en los momentos más desafiantes.

Al Ing. Patricio Astudillo, nuestro director de trabajo de titulación, por su invaluable orientación y por estar siempre presente cuando más lo necesitamos. Su guía y conocimientos han sido esenciales para el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Diego Quezada y al resto del personal de la Empresa Eléctrica C.A., por su compromiso y apoyo durante el desarrollo de este trabajo de titulación. Su colaboración y disposición han sido fundamentales para alcanzar nuestros objetivos.

A nuestros amigos, Dicson, Luis y Marco, por hacer de esta travesía universitaria una experiencia inolvidable. Gracias por los momentos compartidos, las risas y por siempre estar ahí para nosotros.

Adrián y David.

Glosario de términos

ARCERNNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

BESS: Sistemas de Almacenamiento de Baterías.

BT: Baja Tensión.

DER: Distributed Energy Resources, Recursos Energéticos Distribuidos.

DLC: Direct Load Control, Control de Carga Directa.

DOI: Digital Object Identifier, Identificador de Objeto Digital.

D-STATCOM: Distribution Static Compensator, Dispositivos Estáticos de Compensación.

EEA: Empresa Eléctrica Azogues C.A.

EPQ: Electric Power Quality, Calidad de Energía Eléctrica.

GD: Generación Distribuida.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

IGBT: Insulated-Gate Bipolar Transistor, Transistor Bipolar de Compuerta Aislada.

MT: Media Tensión.

OLTC: On-Load Tap Changer, Transformadores de Tomas Bajo Carga.

OPENDSS: Electric Power Distribution System Simulator, Sistemas de Distribución Abierto.

PCC: Point of Common Coupling, Punto de Acoplamiento Común.

PEVR: Power Electronic Voltage Regulators, Reguladores de Voltaje Electrónicos de Potencia.

PWM: Pulse Width Modulation, Modulación por Ancho de Pulso.

RMS: Root Mean Square, Raíz de la Media de los Cuadrados.

SFV: Photovoltaic System, Sistema Fotovoltaico.

SGDA: Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento.

TEO: Total Energy Operator, Operador de Energía Total.

THD: Total harmonic distortion, Distorsión armónica total.

UPQC: Unified Power Quality Conditioner, Acondicionadores Unificadores de Energía.

VE: Vehículos Eléctricos.

VSC: Voltage Source Converters, Convertidores de Fuente de Voltaje.

CAPÍTULO 1

1. Generalidades

1.1. Introducción

La creciente demanda de electricidad, en conjunto con la necesidad de diversificar la matriz energética, fomentar el desarrollo sostenible y mitigar el impacto ambiental ha dado cabida a la inserción de fuentes de energía renovables para la generación eléctrica en la red tradicional (Asrari et al., 2016; Calderaro et al., 2014; Ruggeri et al., 2018). El sistema eléctrico está cambiando el paradigma predominante centralizado a un modelo difuso, donde los recursos distribuidos empiezan a ocupar un rol fundamental.

De acuerdo con (Pijarski et al., 2022), los consumidores de electricidad se han convertido en prosumidores, es decir, consumidores que no solo utilizan electricidad, sino que también generan energía localmente y, en caso de excedente, la inyectan a la red. Aunque los prosumidores ofrecen ventajas, algunos investigadores señalan que su presencia trae grandes desafíos en términos de estabilidad, confiabilidad, protección y calidad de energía (Roy & Pota, 2015; Ruggeri et al., 2018).

La intermitencia de las fuentes primarias (por ejemplo: solar, eólica) que utilizan los sistemas de generación distribuida conectados a la red provocan problemas de voltaje debido a los flujos periódicos de energía. Según (Gomez et al., 2013; Rahman et al., 2018; Ruggeri et al., 2018) los problemas de desequilibrio de voltaje en una red de distribución conducen a incrementar las pérdidas en las líneas, provocan efectos de calentamiento en los equipos y fallas en la protección de la red.

Por otra parte, los convertidores electrónicos de potencia que se utilizan para interconectar DER, como los Generadores Distribuidos (GD), las estaciones de carga para Vehículos Eléctricos (VE) y los Sistemas de Almacenamiento de Baterías (BESS), en conjunto con las cargas no lineales presentes a nivel de usuario final, causan contaminación armónica en la red de distribución (Ammar & Ammar, 2016; Jo et al., 2013). La presencia de armónicos tiene muchas consecuencias para la red en términos de calidad de la energía, ya que distorsionan la forma de onda senoidal de voltaje y corriente, además de provocar aumento de temperatura en conductores y en el núcleo de los transformadores de distribución, generando con ello importantes pérdidas económicas (Ammar & Ammar, 2016).

A medida que la tasa de penetración de la generación distribuida aumenta se presentan grandes desafíos para la calidad de energía en los sistemas de distribución convencionales (Chen et al., 2024). La calidad de la energía en una red de distribución hace referencia al conjunto de parámetros eléctricos que caracterizan la energía suministrada a dispositivos y

la habilidad de dichos dispositivos para operar eficientemente en esas condiciones (Hossain et al., 2018). La investigación y la supervisión de la calidad de energía del sistema son esenciales, ya que la presencia de una calidad deficiente de la energía puede dar lugar a fallos y daños en los equipos eléctricos.

A partir de estas consideraciones, el presente trabajo de titulación consiste en analizar el impacto sobre la calidad de energía de los sistemas de generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje a partir del estudio de dos casos solicitados por la EEA. Para ello, en primer lugar, se realiza una revisión del estado del arte sobre el impacto de la generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje. Además, se examinan las regulaciones y normativas vigentes que rigen este campo.

Posteriormente, se realiza un análisis del estado actual de las redes de distribución de la EEA mediante levantamiento de información en campo, para luego simular y evaluar el comportamiento de estas redes incorporando generación distribuida.

Finalmente, se emplean los hallazgos obtenidos del estudio para establecer criterios técnicos que permitan la incorporación exitosa de sistemas de generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje de la EEA.

1.2. Antecedentes

La EEA es una empresa pública que se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica bajo las mejores condiciones técnicas y económicas, buscando beneficio social, uso eficiente de la energía y equilibrio económico sostenido, a través de procesos de mejora continua y protección al entorno. La misión de la EEA incluye suministro eléctrico de calidad, oportuno y continuo que satisfaga las necesidades y expectativas de los clientes, garantizando la seguridad y responsabilidad con el medio ambiente.

En el marco de garantizar la calidad del suministro eléctrico, es crucial abordar la calidad de la energía en las redes de distribución. Por esta razón, en respuesta a la necesidad de la EEA de establecer criterios técnicos para la incorporación exitosa de sistemas de generación distribuida, sin comprometer la calidad del producto, la confiabilidad y continuidad en el suministro eléctrico, surge el presente trabajo de titulación que propone analizar el impacto de los sistemas de generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje, a partir del estudio de dos casos específicos solicitados por la EEA.

1.3. Justificación y Alcance

Debido a la importancia que tiene la energía eléctrica vista como un producto o servicio básico para la sociedad, esta debe proporcionar la estabilidad, confiabilidad, protección y calidad

necesaria para garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos y satisfacer las necesidades de los usuarios. Sin embargo, con el avance hacia un modelo energético más descentralizado, impulsado por la integración creciente de fuentes de energía renovable y sistemas de generación distribuida, surgen nuevos desafíos en términos de calidad de energía en las redes de distribución de bajo y medio voltaje (Asrari et al., 2016).

La intermitencia de las fuentes de energía renovable y la presencia de cargas no lineales introducen fluctuaciones en el voltaje y contaminación armónica en la red, lo que puede afectar negativamente la calidad del suministro eléctrico y comprometer la confiabilidad del sistema. Por tanto, es crucial llevar a cabo una investigación exhaustiva y un monitoreo continuo de la calidad de energía en estas redes, con el fin de identificar y abordar los desafíos asociados a la integración de sistemas de generación distribuida.

Ante este panorama, el presente trabajo de titulación se centra en analizar el impacto de la generación distribuida sobre la calidad de energía en las redes de distribución de la EEA. El alcance de este estudio abarca una revisión literaria respecto al tema, así como el análisis de las normativas y regulaciones vigentes que rigen esta área. Además, se lleva a cabo una evaluación del estado actual de las redes de la EEA, junto con la simulación de estas redes integrando generación distribuida. El propósito es obtener criterios técnicos que permitan incorporar sistemas de generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje de la EEA.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Analizar el impacto de la Generación Distribuida en la calidad de energía en redes de Bajo y Medio Voltaje de la Empresa Eléctrica Azogues de acuerdo a las regulaciones y normativas vigentes, con el propósito de desarrollar criterios técnicos para la incorporación eficiente de proyectos de Generación Distribuida en dichas redes, mediante la simulación y análisis de los casos de estudio solicitados por la EEA usando software especializado en calidad de energía y mediciones en campo.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte del impacto de la generación distribuida sobre la calidad de energía en redes de baja y media tensión, las regulaciones ARCERNNR 002/20, ARCERNNR-008/23 y las normas IEC 61000-4-7/-11/-15/-30, IEEE Std 519 e IEEE1547.
- Analizar la calidad de energía utilizando el analizador de energía Fluke 1750, tanto en redes de bajo y medio voltaje para los casos de estudio requeridos por la EEA.

- Simular el comportamiento en los casos de estudio, incorporando Generación Distribuida a las redes de bajo y medio voltaje de la EEA usando software especializado en calidad de energía.
- Analizar el impacto de la Generación Distribuida sobre la calidad de energía en los casos de estudio abordados, según las regulaciones y normativas vigentes.
- Desarrollar criterios técnicos para la incorporación de proyectos de GD a partir de los resultados obtenidos de los casos de estudio en los diferentes niveles de voltaje y en base a las regulaciones vigentes.

1.5. Metodología

La metodología empleada para el desarrollo de este trabajo de titulación consiste en realizar una revisión del sustento teórico sobre el impacto de la generación distribuida en las redes de bajo y medio voltaje, en términos de la calidad de energía.

Luego, se realiza una revisión teórica de la regulación ARCERNNR 002/20 que describe los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. De igual manera, se examina la regulación ARCERNNR 008/23 que rige la generación distribuida destinada al autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. Para completar esta revisión integral, se exploran los aspectos más importantes de las, normas IEC 61000-4, IEEE Std 519 e IEEE Std. 1547 que deben cumplirse según indican las regulaciones antes mencionadas.

Después, se lleva a cabo un análisis de la situación actual de las redes eléctricas de bajo y medio voltaje solicitados por la EEA a través de mediciones en campo con el uso del analizador de calidad de energía Fluke 1750. Posteriormente, se simula el comportamiento en régimen permanente y transitorio de las redes al introducir los casos de estudio propuestos, con el objetivo de evaluar el desempeño de las redes en términos de calidad de energía y analizar el impacto de la Generación Distribuida según las regulaciones y normativas vigentes.

Por último, a partir de los resultados derivados del análisis de los casos de estudio, se desarrolla criterios que detallen las condiciones técnicas necesarias para incorporar generación distribuida en las redes de distribución de la EEA.

CAPÍTULO 2

2. Marco Teórico

2.1. Impacto de la generación distribuida en redes de distribución

Uno de los desafíos más complejos a los que se enfrentan los operadores de redes eléctricas es la integración de los DER en la red de distribución, diseñada originalmente para suministrar la electricidad de forma unidireccional. La inserción de DER introduce un flujo de potencia inverso que va en contra del flujo de potencia unidireccional original (Ribeiro et al., 2022; Vieru, 2020). En consecuencia, el alimentador experimenta un flujo de potencia bidireccional que trae consigo problemas de calidad de energía, manifestados por voltajes excesivos, así como también inconvenientes en la coordinación de los dispositivos de protección y la aparición de armónicos, debido a las bajas relaciones X/R y los bajos niveles de cortocircuito en los puntos de conexión (Ammar & Ammar, 2016).

Según (Campanhol et al., 2019; Ribeiro et al., 2022; Ruggeri et al., 2018) la energía solar fotovoltaica ha sido la más penetrante a nivel de Baja Tensión (BT). El aumento de este recurso distribuido causa problemas técnicos relacionados con la estabilidad de la red, la calidad de la energía, interrupciones en el suministro eléctrico y el aumento de la carga en la red eléctrica local. El más destacado de estos problemas es la sobretensión que se produce debido a la alta producción fotovoltaica en comparación con la baja carga consumida. Este efecto de sobretensión se extiende a lo largo de la línea de alimentación, desde el punto donde se encuentra conectado el DER hasta la subestación (Ruggeri et al., 2018).

Por otra parte (Ribeiro et al., 2022) realizó un análisis sobre el impacto en la calidad de energía de dos industrias instaladas en la red de Media Tensión (MT) con presencia masiva de generación fotovoltaica en la red de BT, considerando un perfil de generación intermitente y otro plano. Para ello, modeló una de las industrias al inicio de la red, cerca de la subestación y otra al final. Los resultados de este estudio evidencian un aumento de tensión en las horas pico de generación, teniendo peores resultados para la industria al final de la línea de distribución.

La mayor parte de equipos empleados para la generación de energía renovable no convencional son productores de distorsión de la forma de onda, debido a la distorsión creada por el inversor (Gomez et al., 2013). La contribución de los armónicos a la red puede conducir a una reducción en la calidad del voltaje, una reducción en la vida útil de los componentes eléctricos, mayores pérdidas de energía y mayores ondulaciones en la energía generada (Gbadamosi et al., 2022).

Además, de acuerdo con (Asrari et al., 2016; Ruggeri et al., 2018; Vieru, 2020) la inserción de GD en las redes de distribución tradicionales no solo modifica la topología, sino también genera cambios cualitativos por su impacto directo en el régimen de operación, por lo que se presenta el problema de adaptar los métodos existentes para el cálculo de regímenes en redes de distribución con fuentes de generación distribuida. La solución planteada por (Vieru, 2020) para este problema es la aplicación del método de la corriente de bucle para determinar de forma sencilla los valores de corrientes en cargas y corrientes de las fuentes que inyectan potencia a la línea. Por su parte, en (Ruggeri et al., 2018) se habla del uso eficaz de un modelo simplificado para redes de BT que permite analizar las redes de BT desde el punto de vista de las redes de MT. Este método se basa en una matriz que contiene la información principal de la red de BT: número de alimentadores, parámetros de las líneas (resistencia y reactancia), demanda de carga (potencia activa y reactiva), potencia nominal de los generadores instalados y su ubicación en la red.

2.2. Metodología de la revisión de la literatura

2.2.1. Criterios de Selección de Artículos

La recopilación de datos se inició mediante la búsqueda de artículos científicos pertinentes en las bases de datos de Scopus e IEEE Xplore, utilizando los términos de búsqueda: distributed generation, power quality, distribution grids, medium voltage networks, low voltage networks, y filtrando por el rango temporal comprendido entre el 2013 y 2023.

Se excluyeron todos los tipos de publicaciones que no correspondieran a artículos científicos. En consecuencia, se descartaron artículos de revisión, cartas al editor, artículos de opinión, resúmenes de congresos, debates, enciclopedias y libros. Esta selección se llevó a cabo mediante la aplicación del filtro "Tipo de documento: Artículo" en Scopus y el filtro "Journals" en IEEE Xplore.

2.2.2. Proceso de Búsqueda y Selección de Artículos

Se realiza una revisión sistemática de artículos, para ello se utilizó una técnica exploratoria y analítica para la recolección de información relevante. Cada paso del proceso de revisión se ilustra en la Figura 2.1.

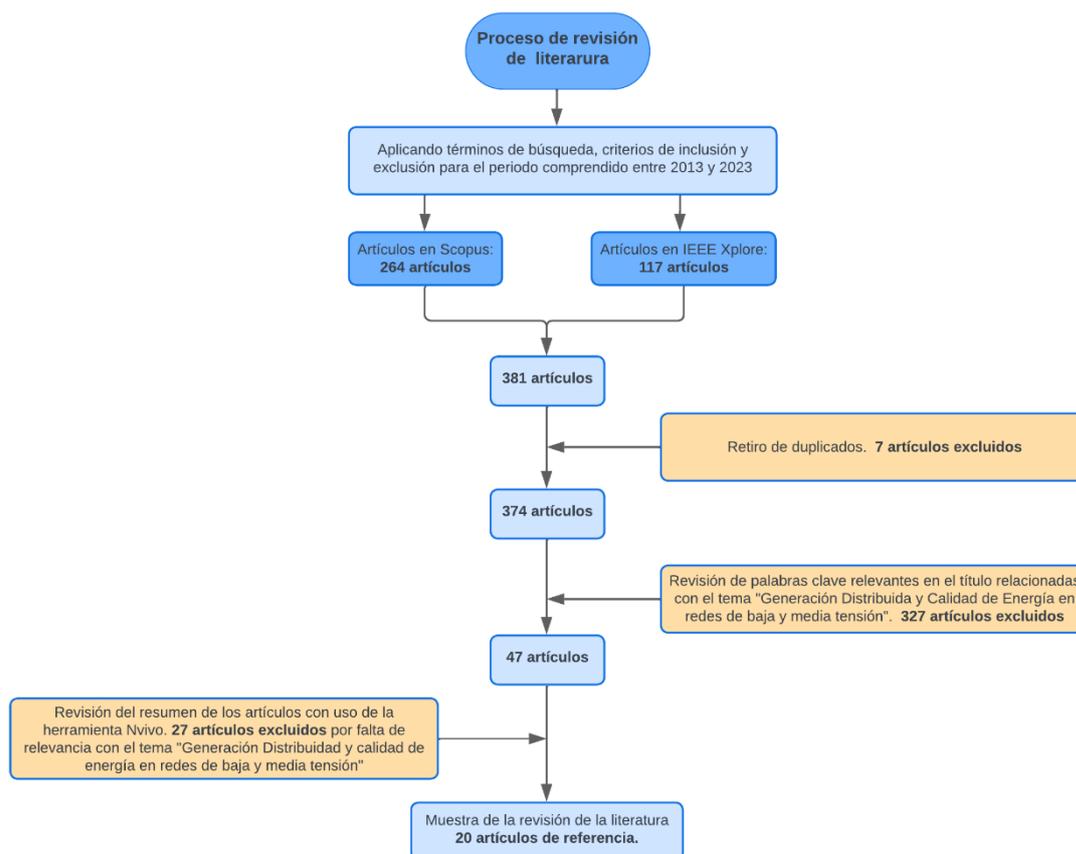


Figura 2.1: Diagrama de flujo del proceso de revisión de literatura. Fuente: Propia.

De cada base de datos se extrajeron artículos potencialmente relevantes, considerando los criterios de inclusión y exclusión definidos anteriormente, obteniendo 381 artículos de investigación. Los metadatos de cada artículo se registraron en una base de datos de Excel, que incluye el enlace URL, título, autores, palabras clave, resumen, nombre de la revista, volumen y número, año de publicación, Identificador de Objeto Digital (DOI por sus siglas en inglés) y la fuente de búsqueda utilizada (Scopus o IEEE Xplore).

Según el diagrama de la Figura 2.1, se realizó una primera revisión para eliminar 7 artículos duplicados en la base de datos, quedando 374 artículos. Luego, se realizó la construcción de un mapa basado en datos de red con uso de la herramienta VOSviewer (Van Eck & Waltman, 2013), como se indica en la Figura 2.2. Diagrama de nube con las palabras clave de los artículos., para identificar aquellos temas en los que se han centrado las investigaciones actualmente. A partir de este análisis, se consideraron las palabras relevantes más destacadas que estaban vinculadas temáticamente al impacto de la generación distribuida sobre la calidad de energía en redes de baja y media tensión: total harmonic distortion, low voltage, over voltage, voltage regulator, photovoltaics, transients y power quality problem. La



Figura 2.3: Software de análisis de datos cualitativos NVivo (Ricardo et al., 2013).

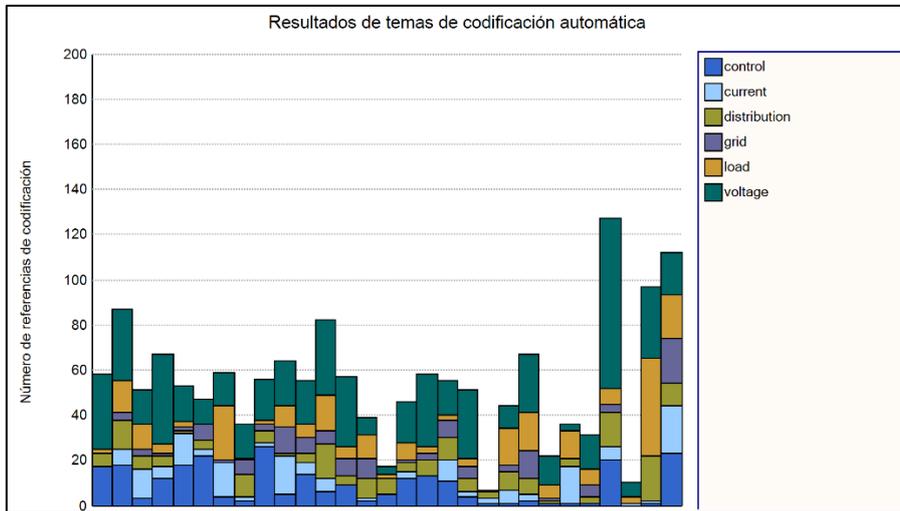


Figura 2.4: Resultados del proceso de codificación para el proceso de filtrado de artículos con uso de NVivo.

Fuente: NVivo.

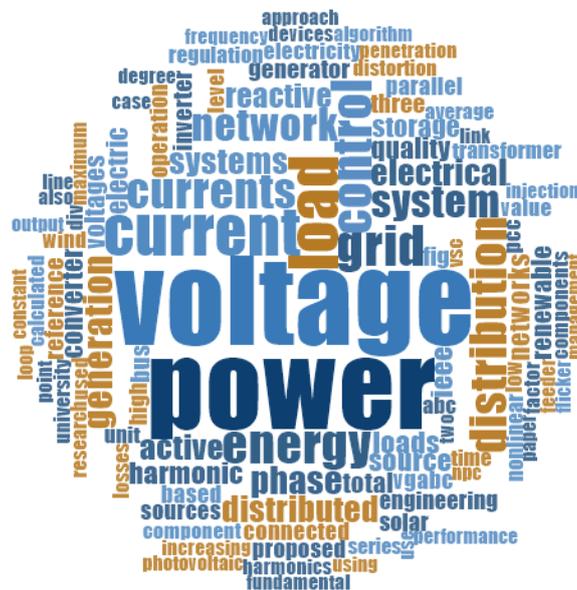


Figura 2.5: Diagrama de nube de palabras relevantes vinculadas entre los artículos. Fuente: NVivo.

Tabla 2.1. Criterios de selección de artículos de investigación para la revisión sistemática de literatura. Fuente: Propia.

Concepto	Tipo de criterio	Criterio
Artículo indexado	Inclusión	Artículo indexado en Scopus e IEEE Xplore.
Lenguaje de publicación	Inclusión	Español o Inglés.
Fecha de publicación	Inclusión	Entre 2013 y 2023.
Tema principal de la publicación	Inclusión	En primera instancia, todos los artículos que contengan en su título, resumen o palabras clave los términos: distributed, generation, power quality, distribution grids, medium voltage network y low voltage network.
Tipo de publicación	Exclusión	Todas las publicaciones diferentes al "artículo original" fueron excluidas. Artículos de revisión, cartas al editor, artículos de opinión, resúmenes de congresos, debates, enciclopedias y libros.
Palabras clave en títulos	Exclusión	Todos los artículos que no incluyen en su título las palabras clave: power quality, distributed, generation, distribution grids, harmonic distortion, voltages, flicker, regulator, photovoltaics y transients fueron excluidos.

2.3. Métodos para mitigar los efectos de la Generación Distribuida sobre la Calidad de Energía.

Las redes de BT y MT poseen diferentes procesos de regulación de tensión. En particular, la regulación de BT tiene como propósito mantener el valor de las amplitudes de voltaje dentro de los rangos establecidos. Una primera técnica propuesta en (Casolino et al., 2021; Rahman et al., 2018) representa la forma clásica de control OLTC de sistemas de MT en subestaciones. Otro enfoque establecido por (Jo et al., 2013) aprovecha la amplia difusión de unidades fotovoltaicas en redes de BT, las cuales limitan la potencia activa por medio de los inversores de forma coordinada. La desventaja radica en la coordinación de un gran número de unidades fotovoltaicas y se necesita almacenamiento para el exceso de potencia activa generada por las fuentes de energía renovable. Una estrategia alternativa se basa en los Convertidores de Fuente de Tensión (VSC por sus siglas en inglés), que controlan la potencia reactiva, aprovechando la amplia difusión de los sistemas fotovoltaicos, sin embargo, también se requiere de la acción coordinada de las unidades fotovoltaicas.

Si bien estos enfoques son comunes, en algunas circunstancias se recurre a tecnologías más avanzadas, como los Acondicionadores Unificados de Calidad de Energía (UPQC por sus siglas en inglés) y los D-STATCOM. Estos dispositivos especializados pueden ser herramientas efectivas para mejorar tanto el desequilibrio como la magnitud de la tensión en

las redes de BT. No obstante, es crucial destacar que la implementación de equipos conlleva costos significativos, tanto en términos de instalación como de operación y mantenimiento. Estos costos hacen que estas soluciones sean más viables y adecuadas para redes de media tensión, donde los beneficios justifican los gastos asociados (Casolino et al., 2021).

A continuación, se presentan algunos enfoques mencionados por diversos autores para abordar los problemas de calidad de energía en redes de distribución de MT y BT que cuentan con generación distribuida.

2.3.1. DER y OLTC

Uno de los medios prometedores para mejorar la calidad del voltaje es la participación de los usuarios a través de programas de respuesta a la demanda que proponen una estrategia de Control de Carga Directa (DLC por sus siglas en inglés), en la cual los electrodomésticos de los clientes se monitorean y controlan de forma remota para regular su consumo y gestionar el voltaje, picos de demanda y la penetración de GD (Rahman et al., 2018).

El método presentado en (Calderaro et al., 2014; Rahman et al., 2018) sugiere la implementación de una respuesta óptima a la demanda residencial y OLTC. El problema de optimización tiene dos objetivos: satisfacer las limitaciones de la red, que incluyen la magnitud y el desequilibrio del voltaje, los límites térmicos del equipo, la pérdida de energía y el rango de tomas de OLTC, así como reducir las perturbaciones en la comodidad del consumidor y el coste asociado a la utilización de los electrodomésticos.

En esta optimización, las variables de decisión son las posiciones de toma de OLTC y la variable de control de conmutación de los aparatos en las ubicaciones candidatas de DR.

2.3.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS)

La incorporación de la energía solar-fotovoltaica en las redes de distribución puede afectar la calidad del voltaje y producir fluctuaciones de frecuencia debido a la variabilidad de la potencia activa generada. Es decir, las variaciones de la velocidad de viento y la intensidad de la radiación solar son principales causas de inestabilidad (Pijarski et al., 2022; Roy & Pota, 2015).

Para abordar este problema, en (Pijarski et al., 2022) se sugiere la instalación de un sistema de almacenamiento de energía, como un supercondensador, para mitigar las fluctuaciones de voltaje causadas por la integración de estos recursos distribuidos.

2.3.3. Dispositivo con conmutación estática

La probabilidad de implementar dispositivos personalizados que ayuden a preservar los rangos operativos de los aparatos eléctricos conforme a sus aplicaciones específicas se vuelve factible mediante el uso de dispositivos de conmutación estática (Rahman et al., 2018).

En (Gomez et al., 2013) se presenta una "prueba de concepto", destinada a demostrar la posibilidad de obtener un dispositivo simple, compacto y económico, capaz de operar la regulación de la tensión en los terminales de los usuarios de BT, específicamente en el Punto de Acoplamiento Común (PCC por sus siglas en inglés). El regulador de voltaje propuesto consiste en un transformador capaz de variar su disposición de devanado mediante interruptores estáticos controlados. La configuración de hardware propuesta permite una operación lógica sencilla, previene la desconexión del usuario de la red debido a posibles fallos estáticos del interruptor, y destaca por su diseño compacto y costos de fabricación reducidos (Rahman et al., 2018).

2.3.4. D-STATCOM

Es un dispositivo de alimentación personalizado conectado en derivación en el lado de distribución, corrige el factor de potencia y los armónicos de corriente. Además, proporciona filtrado, regulación de voltaje en el bus de distribución y equilibrio de carga. A veces se le conoce como un filtro de potencia ya que desempeña el papel de un VSC conectado en derivación con Transistores Bipolares de Compuerta Aislada (IGBTs por sus siglas en inglés) y opera con Modulación por Ancho de Pulso (PWM por sus siglas en inglés) (Ammar & Ammar, 2016; Jo et al., 2013; Roy & Pota, 2015).

D-STATCOM compensa los armónicos inyectando el componente armónico generado por la carga que está desfasada o se puede utilizar para compensar un factor de potencia deficiente (Roy & Pota, 2015).

2.3.5. UPQC

El UPQC representa una combinación de filtros activos tanto en serie como en derivación. En su disposición típica, estos dos tipos de filtros se conectan en el lado de DC y comparten un condensador común. Los componentes en serie están diseñados para compensar las perturbaciones en el suministro eléctrico, tales como caídas/aumentos de tensión, parpadeos y armónicos. Mientras tanto, el componente en derivación aborda problemas como el deficiente factor de potencia, corrientes armónicas de carga y desequilibrio de carga. Un UPQC suministra voltaje para mantener las cargas en el nivel requerido (Ammar & Ammar, 2016; Chen et al., 2024; Roy & Pota, 2015).

2.3.6. Inversores

Usualmente, las Fuentes de Energía Renovable para Generación Distribuida se integran a las redes mediante convertidores electrónicos de potencia. En el ámbito de control descentralizado, el estudio realizado en (Hossain et al., 2018) ha explorado la capacidad de llevar a cabo acciones de control distribuido considerando los dominios controlables de potencia reactiva y/o activa del convertidor.

El voltaje del convertidor depende del enlace de DC y de los parámetros de la técnica de modulación adoptada. A partir de la potencia máxima suministrada por la fuente primaria, ya sea este un conjunto fotovoltaico, turbina eólica, los límites de corriente y voltaje del convertidor imponen restricciones circulares a la capacidad de variación del DG. El controlador propuesto realiza una estrategia SAB-DC (Control descentralizado basado en análisis de sensibilidad), mediante control local del intercambio de energía reactiva y/o activa entre cada DG y la red en el bus de conexión del mismo (Hossain et al., 2018).

2.3.7. Algoritmos de análisis y detección

Si bien los métodos expuestos anteriormente son una solución para mejorar los índices de calidad, hay que considerar que se debe tener conocimiento de la presencia de los inconvenientes que lo provocan para tomar cartas en el asunto, lo que conlleva a un monitoreo y análisis de las empresas distribuidoras para garantizar una calidad de energía uniforme (Roy & Pota, 2015). Existen varios métodos de análisis armónicos para mejorar la calidad de la energía, como: el método de análisis del espectro de frecuencias basado en la adquisición de señales en el dominio del tiempo. Otra técnica para la detección y ajuste de problemas de armónicos es el combinador lineal adaptativo (ADALINE) el cual detecta caídas de tensión, subidas, transitorios, interrupciones. El algoritmo Operador de Energía Total (TEO por sus siglas en inglés), que es un operador no lineal, se utiliza para rastrear el contenido de energía instantáneo de la señal. Otro enfoque matemático para rastrear la envolvente de la señal es el algoritmo de Transformada de Hilbert (HT por sus siglas en inglés), el cual desplaza cada componente de frecuencia del espectro instantáneo 90° . Tanto TEO como HT son útiles para monitorear problemas de parpadeo de voltaje.

2.4. Discusión de la revisión literaria

Los resultados de la revisión de la literatura destacan de manera consistente los desafíos a los que se enfrentan las redes de distribución tradicionales en presencia de recursos energéticos distribuidos, tanto para baja como media tensión. Se ha identificado que la presencia de los DER causa problemas relacionados con la calidad de energía como sobre voltajes, inserción de armónicos, desequilibrios de tensión y corriente. Esto no solo afecta el

modo de operación de la red, sino que también se traduce en pérdidas económicas considerables para las empresas distribuidoras.

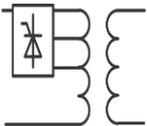
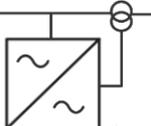
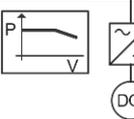
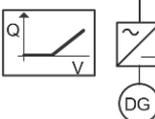
En respuesta a estos desafíos, varios autores plantean diferentes estrategias para mitigar el efecto adverso que causa la generación distribuida en las redes de distribución. Se ha podido identificar que hoy en día, los OLTC en las subestaciones de AT/MT son la técnica más utilizada para controlar la tensión en las redes de distribución.

Por otra parte, las redes con alta penetración de GD requieren una práctica de regulación de voltaje más flexible para manejar la variación de voltajes causada por la fluctuación de la generación de energía renovable. Se han propuesto varios enfoques operativos para resolver el problema de la regulación de la tensión de la red de distribución.

La Tabla 2.2 ofrece una perspectiva general de los principales enfoques basados en la electrónica de potencia para influir en el perfil de tensión de una red de baja tensión. Por un lado, las unidades DG pueden contribuir a mantener la tensión dentro del rango admisible mediante la gestión activa de la potencia y el suministro de potencia reactiva. Además, la combinación de los sistemas de almacenamiento eléctrico con unidades DG permiten minimizar el impacto de la generación distribuida en el voltaje.

Por otro lado, se pueden integrar en el sistema equipos adicionales para controlar la tensión. Dichos equipos incluyen transformadores de distribución con una relación de transformación variable, D-STATCOM y reguladores de voltaje electrónicos de potencia (PEVR por sus siglas en inglés), los cuales inyectan un voltaje adicional controlado por un convertidor en la línea a través de un transformador en serie. La utilización de este tipo de dispositivos permite alcanzar un control de voltaje en la red de manera altamente dinámica y continua.

Tabla 2.2. Enfoques de gestión de tensión basados en la electrónica de potencia. Fuente: Propia.

Centralizados		Distribuidos			
					
Provisión de energía reactiva por D-STATCOM	Transformador de distribución con OLTC electrónico	Regulador de voltaje electrónico de potencia.	Gestión de potencia activa mediante inversor de unidad GD.	Provisión de potencia reactiva por inversor de la unidad GD.	Integración de sistemas de almacenamiento de energía en la unidad GD.

Como se muestra en la Tabla 2.2, estos enfoques de regulación de tensión se pueden clasificar en medidas centralizadas y distribuidas. Los esquemas de control de tensión distribuida se basan en información disponible localmente (por ejemplo, tensión en los terminales de las unidades GD). Por otro lado, los equipos que se instalan de forma centralizada en la subestación o en los alimentadores críticos de la red también pueden operar en función de mediciones locales (por ejemplo, tensión o flujo de potencia). Además, es posible integrar estos elementos de red en esquemas de control de tensión que incluyen comunicaciones, el uso de equipos de medida instalados en la red y algoritmos de optimización, abarcando el concepto de red inteligente, como se describe en (Asrari et al., 2016; Roy & Pota, 2015).

Independientemente de los equipos utilizados para mejorar el perfil de tensión en presencia de GD, un estudio realizado en (Vieru, 2020) abordó el impacto de estos sistemas en los cambios lentos de perfiles de tensión en redes eléctricas de baja tensión. Los resultados indican que la potencia instalada no debe exceder el 30% de la carga máxima en esta línea. Con esto, los índices de calidad de la energía se encuentran dentro de los límites permisibles.

La selección de la estrategia óptima para hacer frente a los desafíos relacionados con el impacto de la generación distribuida en redes de distribución requiere una cuidadosa evaluación de la relación costo-beneficio.

2.5. Calidad de energía

2.5.1. Concepto de calidad de energía

La Calidad de Energía Eléctrica (EPQ por sus siglas en inglés) hace referencia al mantenimiento de la forma de onda sinusoidal de los voltajes y corrientes de un sistema de distribución de energía en magnitud y frecuencia nominales.

Está intrínsecamente relacionada con perturbaciones en voltaje, corriente, frecuencia y factor de potencia. En los últimos años, la incorporación de una gran cantidad de equipos al sistema eléctrico, menos tolerante a estas variaciones, ha destacado la importancia de garantizar una energía ininterrumpida y de calidad, convirtiéndose en un punto de competencia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica (Singh et al., 2015).

2.5.2. Definiciones asociadas a la calidad de energía

Carga Lineal: dispositivo de carga eléctrica que, en funcionamiento en estado estable, presenta una impedancia de carga esencialmente constante a la fuente de energía durante todo el ciclo de voltaje aplicado (Dugan, 2003).

Carga no Lineal: una carga que atrae una onda de corriente no sinusoidal cuando se suministra mediante una fuente de voltaje sinusoidal (Dugan, 2003).

Flicker: impresión de inestabilidad de la sensación visual inducida por un estímulo luminoso cuya luminancia o distribución espectral fluctúa con el tiempo (Dugan, 2003).

Desequilibrio (voltaje o corriente): relación entre el componente de secuencia negativa y el componente de secuencia positiva, generalmente expresado como porcentaje (Dugan, 2003).

Fluctuación de tensión: una serie de cambios de tensión o una variación cíclica de la envolvente de tensión (Dugan, 2003).

Distorsión de forma de onda: una desviación en estado estacionario de una onda sinusoidal ideal de frecuencia industrial caracterizada principalmente por el contenido espectral de la desviación (Dugan, 2003).

Desviación de frecuencia: un aumento o disminución en la frecuencia de potencia respecto al valor nominal. La duración de una desviación de frecuencia puede ser de varios ciclos a varias horas (Dugan, 2003).

Armónico: componente sinusoidal de una onda o cantidad periódica que tiene una frecuencia que es un múltiplo integral de la frecuencia fundamental. Por ejemplo, un componente que tiene una frecuencia dos veces la frecuencia fundamental se llama segundo armónico (Dugan, 2003).

Componentes armónicos: los componentes del contenido armónico expresados en términos de orden y valores rms de los términos de la serie de Fourier que describen la función periódica (Dugan, 2003).

Demanda máxima: la mayor de un tipo particular de demanda que ocurre dentro de un período específico (Dugan, 2003).

Voltaje nominal: valor nominal asignado a un circuito o sistema con el fin de designar convenientemente su clase de voltaje (como 240 V/120 V, 220 V/127 V) (Dugan, 2003).

Punto de acoplamiento común (PCC): el punto en el que se produce la interfaz entre la empresa eléctrica y el cliente. Normalmente, este punto es el lado del cliente del medidor de ingresos de la empresa de servicios públicos (Dugan, 2003).

Perturbación de energía: cualquier desviación del valor nominal (o de algunos umbrales seleccionados basados en la tolerancia de carga) de las características de la energía CA de entrada (Dugan, 2003).

Distorsión de demanda total (TDD): la distorsión de corriente armónica rms total, en porcentaje de la corriente de carga de demanda máxima (demanda de 15 o 30 min) (Dugan, 2003).

Distorsión armónica total (THD) (HF: factor armónico): la relación entre el valor rms del contenido armónico y el valor rms de la cantidad fundamental, expresado como porcentaje de la fundamental (Dugan, 2003).

Transitorio: fenómeno que varía entre dos estados estacionarios consecutivos durante un intervalo de tiempo corto en comparación con la escala de tiempo de interés. Un transitorio puede ser un impulso unidireccional de cualquier polaridad o una onda oscilatoria amortiguada cuyo primer pico ocurre en cualquier polaridad (Dugan, 2003).

2.5.3. Disturbios que afectan la calidad de energía

Los problemas de calidad de la energía ocurren debido a varios tipos de perturbaciones eléctricas, que la mayoría de los casos están relacionadas con la amplitud de voltaje y la frecuencia (Chattopadhyay et al., 2011). Las perturbaciones que causan la degradación de la calidad de la energía que surgen en un sistema eléctrico y su clasificación incluyen principalmente:

- Subtensión/sobretensión

Caída de voltaje (Undervoltage): La subtensión es la reducción del voltaje rms a 0,8-0,9 pu durante más de 1 min. Las principales causas de subtensión son sobrecarga, menor capacidad de suministro, fallas causando inestabilidad de voltaje, absorción de alta corriente por parte de los motores y alta demanda de potencia reactiva (Chattopadhyay et al., 2011).

Incrementos de voltaje (Overvoltage): El sobrevoltaje es un aumento del voltaje rms a 1,1-1,2 pu durante más de 1 min. Las principales razones para que se produzca una sobretensión en el sistema eléctrico son:

1. Fallo de aislamiento.
2. Ferrorresonancia.
3. Fallas en el cambiador de tomas del transformador o sobrecompensación.
4. Sobretensiones atmosféricas (rayos).
5. Sobretensiones de conmutación.

La sobretensión puede provocar degradación del aislamiento, problemas de inestabilidad de tensión, demanda de potencia reactiva, etc (Chattopadhyay et al., 2011).

- Desequilibrio de voltaje/corriente

Se expresa como el cambio porcentual en las corrientes o voltajes de línea con respecto a los valores nominales.

Existen dos formas de calcular el grado de desequilibrio:

1. Dividiendo la desviación máxima del promedio de los voltajes trifásicos para el promedio de los voltajes trifásicos como lo indica la Ecuación (2.1)

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = 100 \times \frac{\text{máx. desviación del voltaje promedio}}{\text{voltaje promedio}} \quad (2.1)$$

donde: voltaje promedio = (suma de voltajes de cada fase) /3.

2. Mediante la relación entre el componente de secuencia negativa y el componente de secuencia positiva.

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = 100 \times \frac{V_-}{V_+} \quad (2.2)$$

V+ y V- representan los Voltajes Cuadráticos Medios (RMS) de los componentes de secuencia positiva y negativa, respectivamente.

La mayoría de los equipos, especialmente los motores, pueden tolerar un desequilibrio de voltaje del 2%. Un desequilibrio de voltaje superior al 2% provocará que los motores y transformadores se sobrecalienten (Kennedy, 2000).

Las principales causas de desequilibrio de voltaje en los sistemas eléctricos son:

- Carga monofásica desequilibrada en un sistema trifásico: la mayoría de las cargas domésticas y cargas de iluminación industrial son monofásicas.
- Líneas aéreas de transmisión que no están transpuestas.
- Fusibles fundidos en una fase de un banco de condensadores trifásicos.

- Armónicos

Son los componentes alternos que tienen frecuencias distintas a la fundamental presentes en las señales de tensión y corriente. Se clasifican en enteros, subarmónicos e interarmónicos.

Los armónicos enteros tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, los subarmónicos tienen frecuencias que son menores que la frecuencia

fundamental y los interarmónicos tienen frecuencias que son mayores que las frecuencias fundamentales.

El monitoreo de este parámetro es una consideración importante en la aplicación de sistemas de energía, por ello se han introducido diferentes factores de distorsión con respecto a la fundamental (Chattopadhyay et al., 2011).

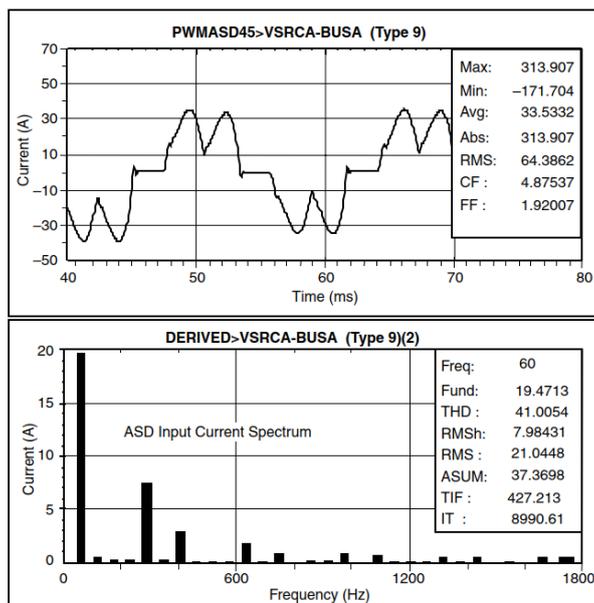


Figura 2.6: Forma de onda de corriente y espectro armónico para una corriente de entrada de ASD (Dugan, 2003).

En el sistema de energía eléctrica, las principales fuentes de armónicos se listan a continuación:

1. No linealidades de magnetización del transformador.
2. Máquinas rotativas.
3. Dispositivos de arco.
4. Sistema de suministro de energía basado en semiconductores.
5. Variadores de CA alimentados por inversor.
6. Reactores controlados por tiristores.
7. Controladores de fase.
8. Reguladores de CA.

Algunos efectos de los armónicos en sistemas de transmisión y distribución son:

- Efecto piel y efecto Proximidad: estos efectos dependen de la frecuencia. Los armónicos aumentan estos efectos. Como resultado, la resistencia de CA efectiva aumenta en presencia de armónicos.

- Pérdida: La corriente armónica adicional aumenta las pérdidas en el cobre del sistema de transmisión y reducen la capacidad de transmisión de energía.
- Caída de voltaje: la corriente armónica produce caídas de voltaje armónicos en varias impedancias del circuito. Como resultado, un sistema débil de gran impedancia tiene un bajo nivel de falla y mayores perturbaciones de voltaje, mientras que un sistema rígido de baja impedancia tiene un alto nivel de falla y una menor perturbación de voltaje.

- Fluctuaciones de voltaje

Son variaciones sistemáticas de la envolvente de voltaje o una serie de cambios de voltaje aleatorios (Dugan, 2003). Las cargas que exhiben este comportamiento pueden causar variaciones de voltaje que a menudo se denomina flicker (parpadeo). Este término se deriva del impacto de la fluctuación de voltaje en las lámparas, de modo que el ojo humano percibe que parpadean. El flicker de voltaje se mide con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Normalmente, magnitudes tan bajas como el 0,5 por ciento pueden provocar un parpadeo perceptible de la lámpara si las frecuencias están en el rango de 6 a 8 Hz (Dugan, 2003).

Una carga común que a menudo puede causar parpadeo es un horno de arco eléctrico (EAF). Los EAF son cargas no lineales que varían en el tiempo y que a menudo causan grandes fluctuaciones de voltaje y distorsión armónica. En la Figura 2.7 se muestra un ejemplo de una forma de onda de voltaje causado por un horno de arco.

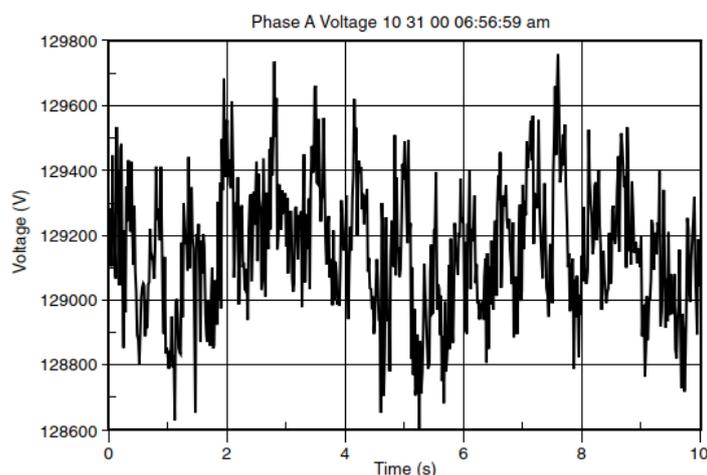


Figura 2.7: Ejemplo de fluctuación de voltaje causada por el funcionamiento de un horno de arco (Dugan, 2003).

- Transitorios

Son fenómenos de corta duración en los sistemas eléctricos y muestran un aumento muy alto de voltaje y corriente en un corto período de tiempo. Los transitorios pueden generarse

en el propio sistema o pueden propagarse al sistema desde otro sistema externo. Se tratan como una perturbación importante relacionada con aspectos de la calidad de la energía. Pueden tener forma unidireccional u oscilatoria. Además, afectan el rendimiento de los dispositivos del sistema de energía, así como de los dispositivos de medición, control y protección (Chattopadhyay et al., 2011).

Según la forma de onda, los transitorios del sistema de energía se pueden clasificar en

1. Transitorios oscilatorios
2. Transitorios impulsivos
3. Múltiples transitorios

Los transitorios con sus causas probables se resumen en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Clasificación de transitorios (Chattopadhyay et al., 2011).

Clasificación basada en formas de onda	Clasificación basada en eventos
Transitorios impulsivos	Descargas atmosféricas (rayos)
Transitorios oscilatorios	Energización de condensadores Reencendido durante la desenergización del capacitor Energización de líneas
Múltiples transitorios	Cortes bruscos de corriente Múltiples arcos Acciones de conmutación repetitivas

- Variaciones de frecuencia

Se definen como la desviación de la frecuencia fundamental del sistema de energía de su valor nominal especificado (por ejemplo, 50 o 60 Hz). Existen ligeras variaciones en la frecuencia a medida que cambia el equilibrio dinámico entre carga y generación (Dugan, 2003). La Figura 2.8 ilustra las variaciones de frecuencia durante un período de 24 h en un bus de subestación típico de 13 kV.

Las variaciones de frecuencia que van fuera de los límites aceptados para el funcionamiento normal en estado estable del sistema de energía pueden ser causadas por fallas en el sistema de transmisión de energía, la desconexión de un gran bloque de carga o la desconexión de una gran fuente de generación.

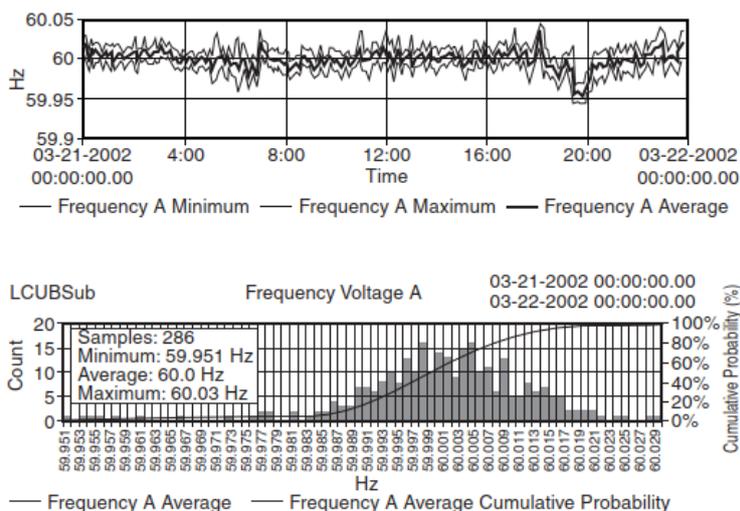


Figura 2.8: Tendencia de frecuencia eléctrica y distribución estadística en el bus de subestación de 13 kV (Dugan, 2003)

2.6. Normas IEC

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) se encarga de proporcionar Normas Internacionales relacionadas a la ingeniería eléctrica, electrónica y afines conjuntamente conocidas como “electrotecnología”.

Estas normas se desarrollan por consenso en donde los países miembros tienen voz y voto y demuestran la necesidad de las partes involucradas.

2.6.1. Norma IEC 61000-4-7

Esta sección de la norma denominada: “Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas”, se enfoca en los instrumentos de medida de las componentes espectrales de frecuencia hasta un máximo de 9 KHz, considerando la componente fundamental en las redes de 50 Hz y 60 Hz (International Electrotechnical Commission (IEC), 2002).

El equipo que permite realizar la medición de armónicos tiene que entregar mediciones precisas, de manera que su entrada de voltaje cuente con una impedancia de gran magnitud, facilitando su conexión en paralelo con dispositivos externos y a la vez tiene que estar diseñada para soportar 1.2 veces la corriente nominal en estado estable sin causar alguna afección (International Electrotechnical Commission (IEC), 2002).

Los voltajes nominales para el circuito de entrada son: 66 V, 115 V, 230 V, 400 V y 690 V para redes de 50 Hz y 69 V, 120 V, 240 V, 277 V, 347 V, 480 V y 600 V para redes de 60 Hz (International Electrotechnical Commission (IEC), 2002).

En la Tabla 2.4 se presentan los requisitos para la precisión de medida de armónicos de corriente y voltaje.

Tabla 2.4. Requisitos para la precisión de medida de corriente, tensión y potencia (International Electrotechnical Commission (IEC), 2002).

Clase	Medida	Condiciones	Error máximo
I	Voltaje	$U_m \geq 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$
		$U_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 0.05\% U_{nom}$
	Corriente	$I_m \geq 3\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$
		$I_m < 3\% I_{nom}$	$\pm 0.15\% I_{nom}$
	Potencia	$P_m \geq 150 W$	$\pm 1\% P_{nom}$
		$P_m < 150 W$	$\pm 1.5 W$
II	Voltaje	$U_m \geq 3\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$
		$U_m < 3\% U_{nom}$	$\pm 0.15\% U_{nom}$
	Corriente	$I_m \geq 10\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$
		$I_m < 10\% I_{nom}$	$\pm 0.5\% I_{nom}$

I_{nom} : Margen de corriente nominal del instrumento de medida
 U_{nom} : Margen de voltaje nominal del instrumento de medida
 U_m e I_m : Valores medidos

La norma aconseja utilizar instrumentos de clases I cuando se necesiten medidas de precisión, por otra parte la clase II se usa para campañas de medida, estos valores deben permanecer por debajo del 90% de los rangos establecidos (International Electrotechnical Commission (IEC), 2002).

2.6.2. Norma IEC 61000-4-11

Este apartado de la norma llamada técnicas de ensayo y medida dirigida a ensayos de caídas de tensión, interrupciones breves y variaciones de tensión, establece los procedimientos de prueba junto con los rangos y niveles para los equipos conectados a la red de Bajo Voltaje de 50 o 60 Hz.

El voltaje nominal de la prueba usa como base el voltaje del equipo de medición, pero si los límites del rango no exceden el 20% del voltaje más bajo se puede establecer un solo voltaje como base para el nivel de prueba caso contrario se tomará los voltajes más bajos y altos del rango descrito (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

Los niveles de voltaje para las pruebas son: 0%, 40%, 70% y 80%. El nivel de prueba del 0% se refiere a una interrupción total del voltaje que en la práctica se considera a un nivel de prueba de entre el 0% al 20% del voltaje nominal (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

En la Tabla 2.5 se detallan los niveles de prueba y duración para las pruebas de caída de voltaje en un equipo (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

Tabla 2.5. Niveles y duración de las pruebas de caídas de voltaje (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

Clase	Duración y nivel de ensayo para huecos de tensión (t_s) (50 Hz/60Hz)				
Clase 1	Caso por caso en función de los requisitos del equipo				
Clase 2	0% durante $\frac{1}{2}$ periodo	0% durante 1 periodo	70% durante 25 ciclos en 50 Hz/ 30 ciclos en 60 Hz		
Clase 3	0% durante $\frac{1}{2}$ periodo	0% durante 1 periodo	40% durante 10 ciclos (50Hz) /12 ciclos (60Hz)	70% durante 25 ciclos (50Hz) /30 ciclos (60Hz)	80% durante 250 ciclos (50Hz) /300 ciclos (60Hz)
Clase X	X	X	X	X	X

La Tabla 2.6 presenta los niveles de prueba y duración para interrupciones breves.

Tabla 2.6. Niveles de prueba y duración para interrupciones breves (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

Clase	Nivel de prueba y duración para interrupciones breves (50Hz / 60 Hz)
Clase 1	Caso por caso según los requisitos del equipo
Clase 2	0% durante 250 ciclos (50 Hz) / 300 ciclos (60 Hz)
Clase 3	0% durante 250 ciclos (50 Hz) / 300 ciclos (60 Hz)
Clase X	X

La clase 1 se relaciona con el uso de equipos muy sensibles a perturbaciones en la red de distribución.

La clase 2 se aplica a puntos de conexión común en sistemas de consumo y en el entorno industrial.

La clase 3 se aplica a entornos industriales en donde las cargas son alimentadas mediante convertidores y varían rápidamente, por ejemplo: máquinas soldadoras y arranque de motores.

La clase X es definida por el comité del producto y no debe ser menos severo que la clase 2.

Las variaciones de voltaje tienen lugar en periodos breves y pueden ocurrir por cambios de carga. La duración sugerida de estos cambios se detalla en la Tabla 2.7, en donde la tasa de cambio de las variaciones del voltaje debe ser constante.

Tabla 2.7. Duración de las variaciones de voltaje (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

Nivel de prueba	Tiempo de disminución de voltaje	Tiempo de voltaje reducido	Tiempo de aumento de voltaje
70%	Abrupto	1 ciclo	25 ciclos (50Hz) / 30 ciclos (60 Hz)
X	X	X	X

Para realizar la prueba se requiere de un generador de caídas de voltaje, interrupciones breves y variaciones de voltaje, que deberá estar provisto de tal forma que se evite la emisión de perturbaciones fuertes (International Electrotechnical Commission (IEC), 2004).

2.6.3. Norma IEC 61000-4-15

Esta norma diseña un medio sencillo para describir el potencial de parpadeo de la luz visible mediante mediciones de voltaje. El proceso de medición simula cómo perciben la luz el ojo y el cerebro, generando una métrica clave conocida como sensación de parpadeo a corto plazo (Pst). Este valor está normalizado a 1,0 para representar el nivel de fluctuaciones de voltaje suficiente para causar un parpadeo notable en el 50 % de un grupo de observación de muestra a corto y largo plazo (International Electrotechnical Commission (IEC), 2010).

La medida de severidad a corto plazo se lo realiza durante de 10 minutos y se calcula a partir de las estadísticas nivel-tiempo mediante los niveles de parpadeo excedidos a lo largo del 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% de la duración del periodo de observación (UNE-EN 61000-4- 15, 1999). Esta medida es útil para perturbaciones provocadas por fuentes individuales de trabajo breve.

La medida de severidad a largo plazo se obtiene a partir de los valores de severidad a corto plazo Ecuación (2.3) con una duración a la cual un observador pueda reaccionar al parpadeo (UNE-EN 61000-4-15, 1999). Esta medida es adecuada para cargas con ciclos de trabajo largos y variables que tienen a producir perturbaciones.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (2.3)$$

2.6.4. Norma IEC 61000-4-30

Esta parte de la norma está relacionada a las Técnicas de ensayo y medida – Métodos de medida de la calidad de suministro, establece métodos de medida para los parámetros de calidad de suministro en redes de distribución y la interpretación de sus resultados (International Electrotechnical Commission (IEC), 2015).

La norma considera los parámetros de la calidad: frecuencia, amplitud de voltaje de suministro, parpadeo (flicker), caídas de voltaje, sobrevoltajes temporales, interrupciones, voltajes transitorios, desequilibrio, armónicos e Inter armónicos de voltaje y corriente, y variaciones de voltaje rápidos (International Electrotechnical Commission (IEC), 2015). La norma define métodos de medida, sin embargo, no especifica su realización.

Los métodos de medición varían de acuerdo con los parámetros a medir y la precisión requerida. De esta manera, la norma establece tres clases: Clase A, Clase S y Clase B. Siendo la Clase A y B los más utilizados para alcanzar medidas y verificar valores de referencia de acuerdo con las normas (International Electrotechnical Commission (IEC), 2015)..

2.7. Normas IEEE

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers), representa la mayor organización profesional técnica a nivel mundial, congregando a más de 420.000 profesionales de más de 160 países, incluyendo ingenieros, científicos y tecnólogos. Su objetivo principal es promover y difundir los progresos científicos en áreas como la ingeniería eléctrica, electrónica, informática y campos afines.

Las normativas establecidas por la IEEE ejercen una influencia significativa en diversas industrias, como la energética y las telecomunicaciones, buscando impulsar el desarrollo de dispositivos y tecnologías eléctricas y electrónicas, así como garantizar la calidad de los productos.

2.7.1. Norma IEEE Std. 519

Establece las directrices para el diseño de sistemas eléctricos que incorporan cargas lineales y no lineales, detallando las distintas formas de onda de voltaje y de corriente que pueden presentarse. Además, se establecen los estándares de calidad de energía que se espera en el punto de acoplamiento común, con especial énfasis en los límites permisibles de armónicos totales e individuales.

En relación a los armónicos de corriente, se requiere calcular la relación entre la corriente máxima de cortocircuito (I_{sc}) y la corriente de carga (I) en la frecuencia fundamental, lo que define la relación de cortocircuito SCR. Utilizando esta relación y la Tabla 2.8, se determina el rango de distorsión armónica para componentes impares de corriente (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2014).

Tabla 2.8. Límites de distorsión armónica de corriente en sistemas de 120 V a 69 kV (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2014).

Distorsión máxima de corriente armónica, en % del armónico fundamental						
Orden de los armónicos individuales (armónicos impares)						
Isc/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 < 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 < 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 < 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Para los componentes armónicos pares, se considera como límite el 25% de los valores indicados en la Tabla 2.8. En cuanto a los límites individuales y totales de voltaje, la norma establece los valores que se muestran en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Límites de distorsión armónica de voltaje (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2014).

Voltaje de barra en el punto de conexión común	Distorsión individual de voltaje (%)	Distorsión total de voltaje THD (%)
Hasta 69 kV	3.0	5.0
De 69 Kv a 137.9 kV	1.5	2.5
Mayor a 138 kV	1.0	1.5

2.7.2. Norma IEEE Std. 1547

Las características del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y del DER determinarán el punto de acoplamiento común. Los niveles de voltaje determinarán el desempeño del SEP o DER, los voltajes están determinados por la configuración y voltaje nominal del SEP de Área en el PCC. Para DER con un PCC ubicado en el nivel de bajo voltaje se determinarán mediante la configuración del devanado de bajo voltaje de los transformadores del Área entre en el sistema de medio y bajo voltaje (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Tabla 2.10. Voltajes aplicables cuando el PCC está ubicado en voltaje medio (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

SEP de área en PCC	Tensiones aplicables
Trifásico, Cuatro hilos	Fase a fase y fase a neutro
Trifásico. Tres hilos, conectado a tierra	Fase a fase y fase a tierra
Trifásico. Tres hilos, sin conexión a tierra	Fase a Fase
Monofásico, Dos hilos	Cable de fase a 2 (el 2 cable puede ser neutro o 2 fases)

Tabla 2.11. Voltajes aplicables cuando el PCC está ubicado en bajo voltaje (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Configuración del devanado de bajo voltaje de los transformadores de área SEP	Tensiones aplicables
Estrella, T o Zig-Zag puestos a tierra	Fase - Fase y Fase - Neutro o Fase - Fase y Fase - Tierra
Estrella, T o Zig-Zag sin conexión a tierra	Fase - Fase o Fase - neutro
Delta	Fase - Fase
Monofásico 120/240V	Fase - neutro: para unidades DER de 120V Fase - Fase: para unidades DER de 240V

El DER debe ser capaz de inyectar o absorber potencia reactiva para niveles de salida de potencia activa mayores o iguales a la capacidad mínima en estado estacionario o el 5% de la potencia activa nominal (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Cuando la Potencia Activa supere el 5% o esté por debajo del 20% de la potencia activa nominal, el DER deberá ser capaz de intercambiar potencia reactiva hasta el valor mínimo indicado en Tabla 2.12, multiplicado por la potencia activa de salida dividida por el 20% de la potencia activa nominal (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Tabla 2.12. Valores Mínimos de inyección y absorción de potencia reactiva por parte del DER (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Categoría	Capacidad de Inyección como % de la potencia aparente nominal (KVA)	Capacidad de Absorción como % de la potencia aparente nominal (KVA)
A	44	25
B	44	44

El DER no deberá inyectar corriente continua superior al 0.5% de la corriente de salida nominal total en el punto de referencia de aplicabilidad (RPA), ni creará cambios rápidos de voltaje ni parpadeos en el punto de acoplamiento común (PCC) (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Cuando el PCC se encuentra en medio voltaje, el DER no provocará cambios escalonados o rampas en el voltaje RMS en el PCC que exceden el 3% del nominal y el 3% por segundo promediado durante un periodo de un segundo (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Cuando el PCC se encuentra en bajo voltaje, el DER no provocará cambios escalonados o rampas en el voltaje RMS que excedan el 5% del nominal y el 5 % por segundo promediado durante un periodo de un segundo (Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2018).

Estos límites RVC se aplicarán a cambios repentinos debido a la activación frecuente de transformadores, conmutación frecuente de capacitores o variaciones bruscas causadas por una mala operación del DER.

2.8. Regulación ARCERNNR 008/23

La Regulación ARCERNNR 008/23 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), denominada: “Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, establece las disposiciones generales para la habilitación, instalación, conexión, operación y mantenimiento de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de consumidores regulados de energía eléctrica, así como también las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de dichos consumidores (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

De acuerdo con la regulación, un SGDA es aquel que aprovecha un recurso energético renovable no convencional disponible dentro del Área de Servicio de la Empresa Distribuidora y que abastece la demanda de uno o varios Consumidores Regulados, pudiendo o no utilizar equipos de almacenamiento energético. Esta regulación limita la potencia nominal de un SGDA a 2MW en caso de haber inyección energética al sistema de distribución (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

2.8.1. Energía neta y facturable

La medición de energía se realiza por medio de medidores bidireccionales, y en caso de que el punto de medición sea en medio voltaje, se utilizarán transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC).

La energía neta en el i -ésimo mes se calcula de la siguiente manera:

$$E_{neta,i} = E_{red,i}^{C,SA} - E_{iny,i} \quad (2.4)$$

donde:

- $E_{neta,i}$ Energía neta en el i -ésimo mes, en $[kWh]$.

- $E_{red,i}^{C,SA}$ Energía tomada de la red de distribución por el consumidor y los servicios auxiliares del SGDA en el i-ésimo mes, en $[kWh]$.
- $E_{iny,i}$ Energía inyectada a la red de distribución por el SGDA en el i-ésimo mes, en $[kWh]$.

En caso de presentarse excedentes de energía se considerará lo siguiente:

- a) Si $E_{net,i} \leq 0$, la Distribuidora facturará al consumidor por concepto de energía consumida, con valor cero; $EF = 0$, además:

$$CEi = |E_{net,i}| \quad (2.5)$$

donde:

CEi Crédito de energía a favor del consumidor en el i-ésimo mes, en kWh.

- b) Si $E_{net,i} > 0$, en este caso $CEi = 0$, por no haber un saldo a favor del Consumidor Regulado en el i-ésimo mes.

A partir del inicio de la operación del SGDA, cada 24 meses el valor acumulado del CEi se reiniciará a cero, sin que la Distribuidora deba otorgar una compensación económica por dicha energía (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

2.9. Regulación ARCERNNR 002/20 (Codificada)

La Regulación No. ARCERNNR 002/20 (Codificada) denominada «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica», tiene como objetivo establecer los indicadores, índices y límites que determinen la calidad del servicio en la distribución y comercialización de energía eléctrica; así como también definir la metodología para medir, registrar y evaluar el cumplimiento de estos criterios por parte de las empresas de distribución y los consumidores.

En esta regulación, la evaluación de la calidad del producto se determina por medio de los indicadores tales como: Nivel de voltaje, Flicker, distorsión armónica de voltaje y desequilibrio de voltaje.

2.9.1. Nivel de voltaje

La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determina con la Ecuación (2.6).

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \quad [\%] \quad (2.6)$$

donde:

ΔV_k : Variación del voltaje suministrado con respecto al voltaje nominal en el punto k.

V_k : Voltaje de suministro en el punto k, correspondiente al promedio de medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N : Voltaje nominal en el punto k.

Los límites del nivel de voltaje se presentan en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13. Límites del índice nivel de voltaje (ARCERNNR, 2020).

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	±5.0%
Medio Voltaje	±6.0%
Bajo Voltaje	±8.0%

Se cumple con el nivel de voltaje si el 95% o más de las mediciones de las variaciones de voltaje, en todas y cada una de las fases, se encuentran dentro del rango detallado en la Tabla 2.13, durante un período de evaluación de al menos siete (7) días continuos (ARCERNNR, 2020).

2.9.2. Perturbación rápida de voltaje (Flicker)

La evaluación se lleva a cabo utilizando el índice de severidad por flicker de corta duración (P_{st}), de acuerdo con la norma IEC 61000-4-151 (Ecuación (2.7)). Este índice mide la severidad de las fluctuaciones periódicas de amplitud de voltaje a corto plazo, con intervalos de medición de 10 minutos.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (2.7)$$

donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0,1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$: Niveles de efecto flicker que se sobrepasa durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del intervalo de medición. Tabla

El límite establecido para el índice de severidad del flicker de corta duración (P_{st}) en el punto de medición correspondiente no debe exceder la unidad. Esto se cumple cuando el 95% o

más de las mediciones realizadas por un periodo de al menos siete (7) días continuos, es inferior al límite especificado.

2.9.3. Distorsión armónica de voltaje

La distorsión armónica individual de voltaje se evalúa de acuerdo con las Ecuaciones: (2.8), (2.9) y (2.10)

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} V_{h,k}^2} \quad (2.8)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \times 100 \quad [\%] \quad (2.9)$$

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_{h,k}^2} \right] \times 100 \quad [\%] \quad (2.10)$$

donde:

$V_{h,k}$: Armónica de voltaje h en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,i}$: Valor eficaz (rms) de la armónica de voltaje h (para $h = 2, 3, \dots, 50$), medido cada 3 segundos ($i = 1, 2, \dots, 200$).

$DV_{h,k}$: Factor de distorsión individual de voltaje de la armónica h (para $h = 2, 3, \dots, 50$) en el intervalo k de 10 minutos.

THD_k : Factor de distorsión armónica total de voltaje.

$V_{h,1}$: Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición.

Los límites máximos del factor de distorsión armónica individual de voltaje y del factor de distorsión armónica total de voltaje se especifican en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14. Límites máximos de armónicos de voltaje (% del voltaje nominal)

Nivel de Voltaje	Factor de distorsión armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

Se cumple con el factor de distorsión armónica individual de voltaje y con el factor de distorsión armónica total de voltaje en un punto de medición, si el 95% o más de las mediciones se encuentran dentro del rango detallado en la Tabla 2.14, durante un período de evaluación de al menos siete (7) días continuos (ARCERNNR, 2020).

2.9.4. Desequilibrio de voltaje

El desequilibrio de voltaje en un punto del sistema de distribución se determina con la siguiente ecuación:

$$\text{Desequilibrio de Voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 \quad [\%] \quad (2.11)$$

donde:

V^- : Componente de secuencia negativa de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V^+ : Componente de secuencia positiva de voltaje, determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

El valor límite para el índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición es de 2% para todos los niveles de voltaje. Este criterio se cumple cuando el 95% o más de las mediciones realizadas por un periodo de al menos siete (7) días continuos, es inferior al límite especificado.

CAPÍTULO 3

3. Estado actual de las redes de la EEA

En este capítulo, se presenta un análisis detallado del estado actual de las redes de distribución de la EEA, específicamente en relación con la integración de los sistemas fotovoltaicos propuestos como caso de estudio. Se utilizaron mediciones obtenidas a través del Fluke 1750 para evaluar diversos parámetros relacionados con la calidad de energía.

3.1. Analizador de calidad de energía Fluke 1750**3.1.1. Introducción**

El Fluke 1750 Power Recorder es un sistema completo y fácil de usar para investigar la calidad de la potencia. Está compuesto por un instrumento registrador de potencia, un asistente digital personal (Personal Digital Assistant, PDA) de mano inalámbrico para el control y la configuración, y una aplicación para PC potente y fácil de utilizar (Power Analyze).

3.1.2. Accesorios del Analizador Fluke 1750

La Tabla 3.1 proporciona detalles sobre los accesorios estándar incluidos con el registrador Fluke 1750.

Tabla 3.1. Accesorios estándar (Fluke Corporation, 2006).

#	Descripción
1	Cable Ethernet, 3 metros, amarillo
2	Pinzas de plástico coloreadas para puntas de prueba (32 pinzas, 8 colores, 4 pinzas de cada color)
3	Modelo TLS430, juego de puntas de prueba que incluye cable y pinzas
4	Tarjeta de memoria de Secure Digital (SD) para la descarga de datos
5	Pinzas del modelo 3140R, 400 A (4, no se incluyen con la versión Básica)
6	Cable de alimentación de CA, 3 metros
7	El PDA con cable USB y accesorios
8	Manuales y software en CD-ROM
9	Guía de funcionamiento básico del 1750
10	Hoja con etiquetas para el panel frontal
11	Conjunto de adaptadores de CA internacionales para el cargador del PDA
12	Adaptadores internacionales para el cable de alimentación del registrador



Figura 3.1: Accesorios del Equipo de Calidad Fluke 1750 (Fluke Corporation, 2006).

3.1.3. Gestión de los datos registrados

Los datos que se obtienen quedan guardados en el registrador, dentro de una memoria flash interna la cual no puede ser accesible físicamente. La transferencia de datos desde el registrador a la tarjeta SD se lo realiza de forma automática al momento de insertar la tarjeta SD. Es recomendable realizar la descarga de datos en un PC usando el cable Ethernet, previamente instalado el software Fluke Power Analyze (Fluke Corporation, 2006).

3.1.4. Diagramas de tipo de potencia

Power View y Power Analyze incluyen diagramas de potencia, los cuales pueden ser visualizados al momento de configurar el equipo. Dichos diagramas facilitan las conexiones que se deben realizar en las puntas de prueba (Fluke Corporation, 2006). Las configuraciones que se utilizaron para analizar los casos de estudio propuestos se presentan en la Figura 3.2 y Figura 3.3.

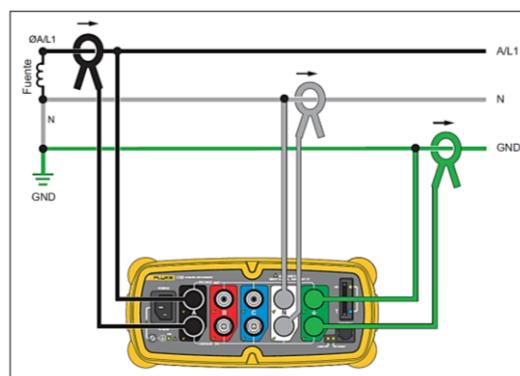


Figura 3.2: Monofásico a 3 hilos (Fluke Corporation, 2006).

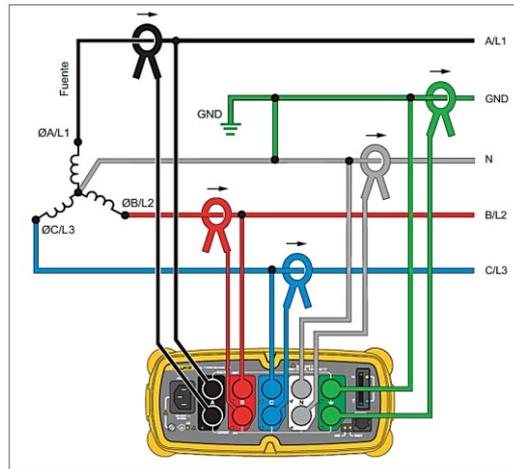


Figura 3.3: Estrella trifásica con neutro (Fluke Corporation, 2006).

3.1.5. Uso de Fluke Power Analyze

El software Fluke Power Analyze permite conectarse con un registrador de calidad de energía mediante una PC. Con ello, todas las características disponibles en el PDA aparecerán en el PC, pudiendo configurar y visualizar los datos en vivo del registrador, descargarlos y analizarlos mediante una serie de opciones de visualización, así como también generar informes (Fluke Corporation, 2006).

La pantalla principal del software Power Analyze se muestra en la Figura 3.4, en ella se detalla la información sobre la calidad de energía y como variará de acuerdo al modo y la vista que estén activos en ese momento. Además, hay una variedad de controles de visualización disponibles en el lado derecho, así como botones en la barra de herramientas, que permiten ajustar la forma en que se presentan los datos (Fluke Corporation, 2006).

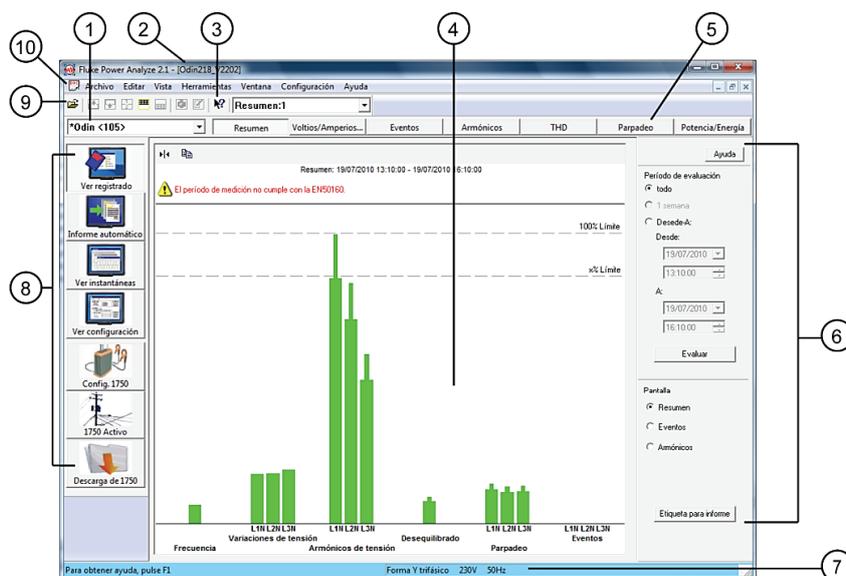


Figura 3.4: Pantalla de Power Analyze (Fluke Corporation, 2006).

En la Tabla 3.2 se describe las zonas y controles de la pantalla principal de Power Analyze.

Tabla 3.2. Zonas y controles de la pantalla de Power Analyze (Fluke Corporation, 2006)

Número	Descripción
1	Registrador conectado. Cuando está conectado a un Power Recorder 1750, este campo muestra el nombre. Una lista desplegable muestra otros registradores a los que se puede conectar.
2	Nombre del archivo de datos. Cuando revisa datos registrados, el nombre del archivo ".odn" aparece en la barra de título de la ventana.
3	Botones de ayuda. Hay disponibles varios tipos de ayuda en línea para Fluke Power Analyze. En esta pantalla de muestran dos de ellos. Para conocer los detalles sobre cómo acceder a la ayuda, consulte "Resolución de dudas durante el trabajo", que aparece anteriormente en este manual.
4	Zona de datos principal. La parte central de la pantalla muestra los datos de calidad de la potencia para el modo y la vista activos. Puede realizar ajustes posteriores en los datos mostrados utilizando los controles y barras de herramientas de visualización.
5	Barra de herramientas de visualización. Le proporciona un acceso rápido a las distintas presentaciones de calidad de la potencia de datos para el modo activo (datos registrados, instantáneas o datos en vivo del 1750). El botón activo en la opción de visualización de la barra de herramientas indica la vista actual.
6	Controles de visualización. Los controles de visualización especifican los datos que se van a mostrar y cómo deben aparecer.
7	Barra de estado. Muestra la configuración de la potencia, la tensión nominal y la frecuencia de los datos que está visualizando. Cuando se visualizan datos en vivo, también muestra el nombre del registrador.
8	Barra lateral de modo de Power Analyze. Los botones de modo activan diferentes conjuntos de visualizaciones y pantallas de Power Analyze. El botón activo indica el modo que se está viendo en ese momento. En el ejemplo de la figura, está activo Ver registrados. Para obtener más información, consulte "Descripción de los modos de Power Analyze" más adelante en este manual.
9	Barra de herramientas principal. Las acciones que se usan con frecuencia aparecen como botones en la barra de herramientas.
10	Barra de menús. Los menús proporcionan acceso a los comandos de Power Analyze. Los elementos de menú que se usan con más frecuencia están también disponibles en la barra de herramientas principal y en las barras de herramientas de visualización.

3.2. Estado actual de las redes de distribución de la EEA

En esta sección se analiza y evalúa el impacto de la integración de sistemas de generación distribuida sobre la calidad de energía en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

Para ello se expondrá el estado de las redes de baja y media tensión con el uso del analizador de calidad de energía de propiedad de la empresa antes y después de la incorporación del SGDA de los casos de estudio propuestos.

3.2.1. Metodología usada para la evaluación de las redes

La metodología empleada comprende la realización de mediciones en campo utilizando los equipos Fluke de propiedad de la EEA, tanto en el punto de conexión del Sistema Fotovoltaico (SFV) del cliente residencial en el cantón Déleg como en el caso del cliente comercial “Banco del Austro” ubicado en la ciudad de Azogues. Las mediciones se llevaron a cabo durante un período mínimo de 7 días continuos, con un intervalo de tiempo de 10 minutos, según lo especificado en la regulación ARCERNNR 002/20.

El dispositivo registrador permitió extraer datos de parámetros relacionados con la calidad de energía en los puntos de medición, para posteriormente analizar los mismos y evaluarlos de acuerdo con las normativas y regulaciones vigentes.

3.2.2. Caso de Estudio 1. Cliente residencial

El cliente residencial se encuentra ubicado en el sector rural de Cristo Rey, parroquia Solano, cantón Déleg, provincia de Cañar (coordenadas UTM Zona 17S en X=730298.19 y Y=9689828.91; Latitud -2.804432° , Longitud -78.928483°), el cual se encuentra servido eléctricamente por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. a través del alimentador A0224 con un tramo de bajo voltaje aéreo con un subtipo de acometida monofásico a un voltaje de 240V con una configuración 1F3C, el número de medidor asignado al cliente es 2020200440.



Figura 3.5: Ubicación del SFV Residencial. Fuente: Google Earth.

La potencia instalada del sistema fotovoltaico es de 3.5 kWp, sin sistemas de almacenamiento de energía y con conexión a la red de bajo voltaje.

La instalación del equipo Fluke 1746 se realizó en el medidor como se indica en la Figura 3.6. La configuración del registrador se realizó por medio de un PDA en donde se seleccionó una conexión monofásica con tres conductores.



Figura 3.6: Instalación del Fluke 1746 en el Medidor del cliente Residencial.

El periodo de tiempo utilizado para la medición abarcó desde el 11/04/2024 hasta el 19/04/2024, obteniendo 1147 mediciones. Se optó por un periodo superior a los 7 días establecidos por la regulación ARCERNR 002/20, con el propósito de obtener un registro más completo. Esta decisión se fundamentó en la situación de crisis energética que atraviesa el país, caracterizada por cortes intermitentes en el suministro eléctrico. Para los fines de este estudio, se omitieron los datos registrados durante estos cortes de energía, descartando 91 mediciones, lo que resultó en un total de 1056 mediciones a analizar.

- Niveles de Voltaje

La Figura 3.7 presenta la variación en los niveles de voltaje a lo largo del período de medición, mostrando las curvas correspondientes a las dos líneas del sistema monofásico: Vrms_AN_avg y Vrms_BN_avg, respectivamente.

La regulación ARCERNR 002/20 establece un rango aceptable para los niveles de voltaje en baja tensión que corresponde a $\pm 8\%$ (110.4 V – 129.6 V). Para una mejor visualización, estos límites se han trazado en la gráfica mediante líneas horizontales de color rojo.

Se puede notar que, en el caso de la línea A (Vrms_AN_avg), los valores de voltaje se mantienen dentro de los límites aceptables. No así en la línea B (Vrms_BN_avg), donde los valores de voltaje presentan ciertas caídas por debajo de 110 V.

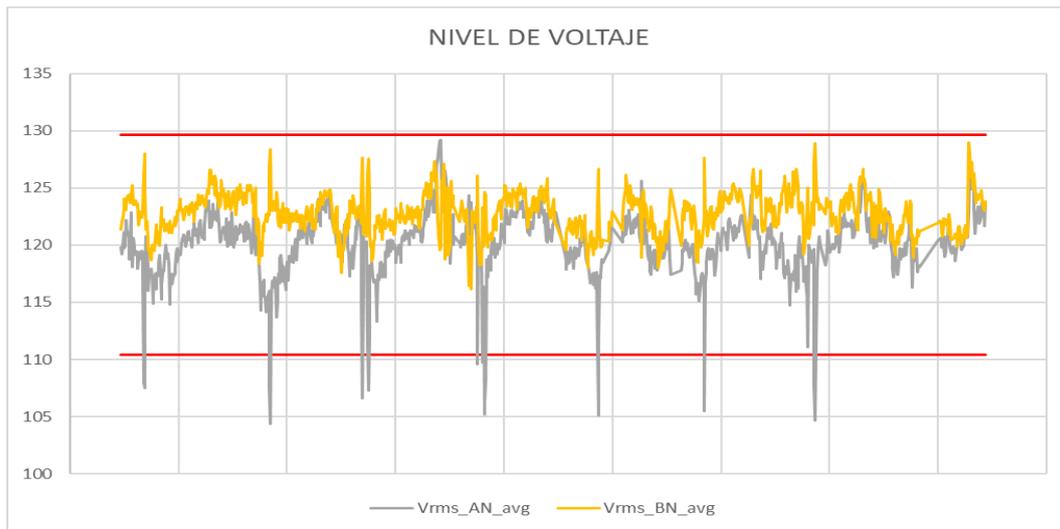


Figura 3.7: Niveles de voltaje en el periodo de medición. Fuente: Propia.

La regulación estipula que el nivel de voltaje es adecuado si el 95% o más de las mediciones de las variaciones de voltaje se encuentran dentro del rango especificado en todas las fases. En este sentido, de las 1056 mediciones consideradas, 1042 se encuentran dentro del rango especificado, lo que representa el 98.67% del total. Por lo tanto, se concluye que la red con la incorporación del SGDA cumple con la regulación en cuanto a nivel de voltaje.

Para observar el impacto de la incorporación del SGDA en el nivel de voltaje, se han considerado dos periodos de tiempo. El primero, comprendido entre las 18:00 PM y 06:00 AM, no incluye la generación de energía del SGDA, mientras que el segundo periodo, entre 06:00 AM y las 18:00 PM, sí considera la producción del SGDA. Las gráficas obtenidas de cada periodo se presentan en las Figura 3.8 y Figura 3.9.

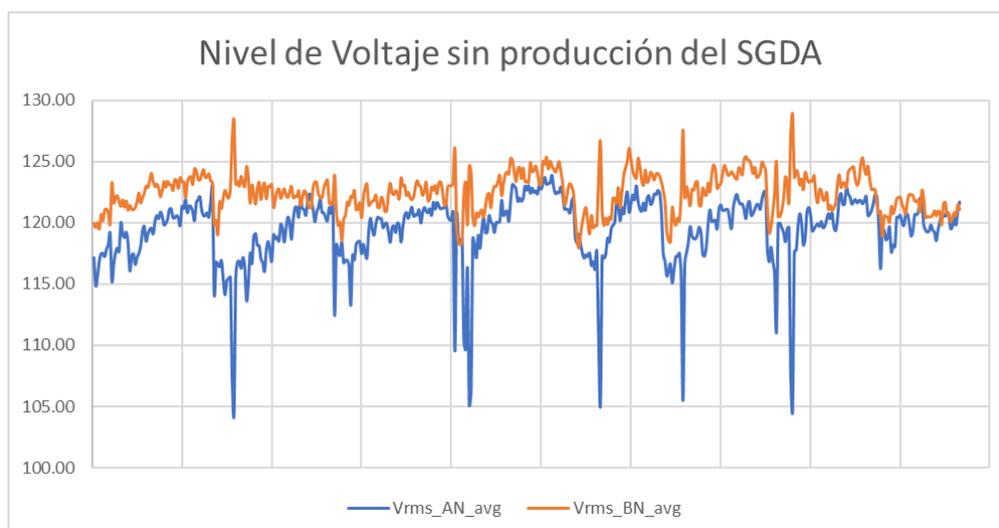


Figura 3.8: Niveles de voltaje en horas de no producción de energía. Fuente: Propia.

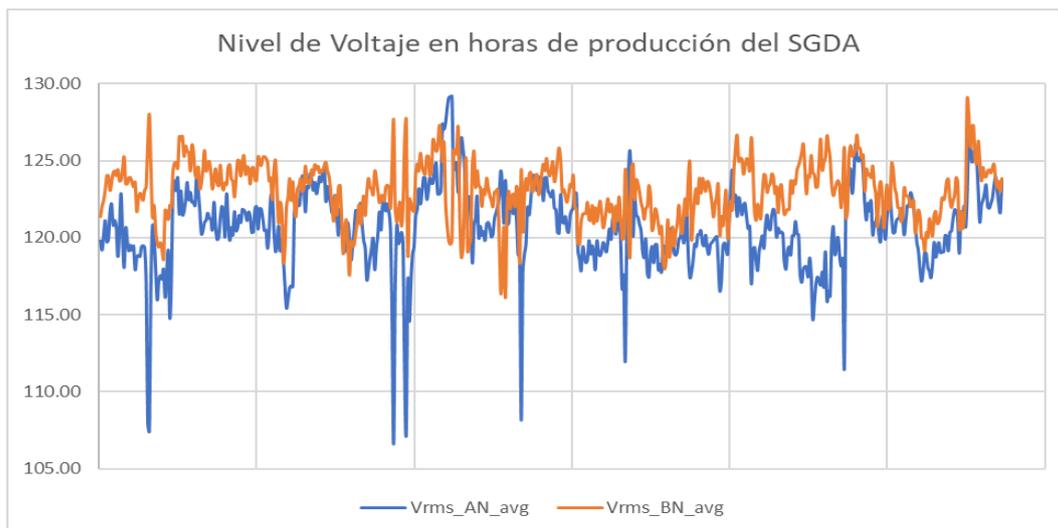


Figura 3.9: Niveles de voltaje en horas de producción de energía. Fuente: Propia.

La Tabla 3.3 presenta un resumen con los valores de voltaje máximos, mínimos y medios para cada periodo de tiempo analizado. En la Línea A, se observa un incremento del 4.24% en el valor máximo, del 2.16% en el valor mínimo y del 0.98% para el valor medio.

En cuanto a la Línea B, el valor máximo de voltaje aumenta 0.09%, mientras que el valor mínimo registra un decremento de 1.58%. Por otra parte, el valor promedio muestra una ligera mejora de 0.43%.

En términos generales, los resultados evidencian un aumento general en los niveles de voltaje durante las horas de producción del SGDA.

Tabla 3.3. Comparación entre niveles de voltaje con y sin producción del SGDA. Fuente: Propia.

Valores de Voltaje	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V máx (V)	123.92	128.88	129.17	128.99	4.24%	0.09%
V mín (V)	104.38	117.98	106.63	116.12	2.16%	-1.58%
V prom (V)	119.47	122.51	120.64	123.04	0.98%	0.43%

- Perturbación rápida de voltaje (Flicker)

La Figura 3.10 muestra la variación del flicker de corta duración (Pst) en las dos líneas de la red, expresado en porcentaje. El límite de aceptación para el flicker está indicado con una línea horizontal roja en el valor de 1. Tanto la línea A como la línea B presentan una gran variabilidad, a menudo excediendo el rango establecido y alcanzando en algunas ocasiones valores que oscilan entre 6 y 7%.

Del total de 1056 mediciones consideradas, 528 se encuentran dentro del rango especificado, lo que representa el 50% del total. Por lo tanto, se concluye que la incorporación del SGDA no cumple con la regulación en cuanto a perturbación rápida de voltaje.

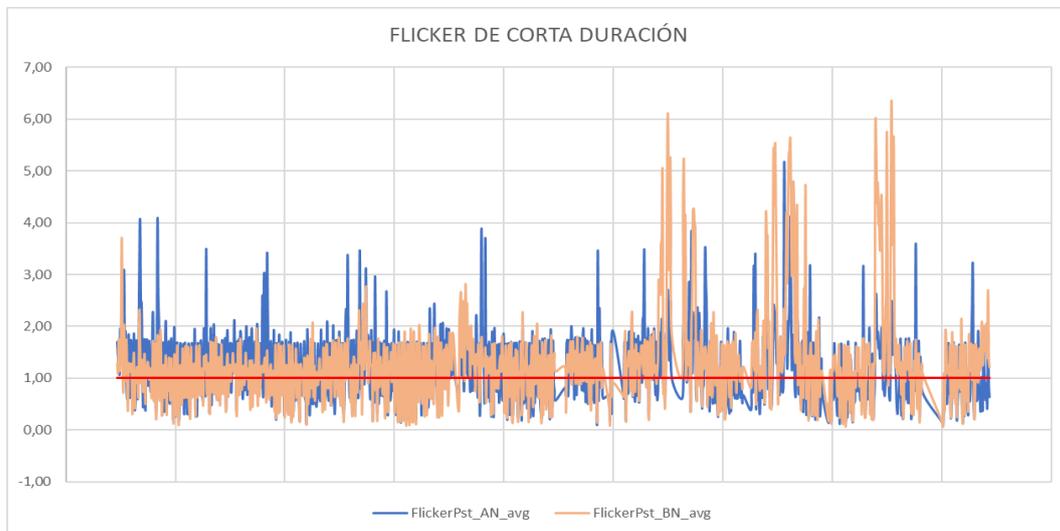


Figura 3.10: Flicker de Corta Duración. Fuente: Propia.

Para evaluar el efecto de la incorporación del SGDA en cuanto a flicker, se han considerado los periodos de no producción y producción de energía. La Figura 3.11 y Figura 3.12 presentan las gráficas correspondientes para cada uno de estos periodos.

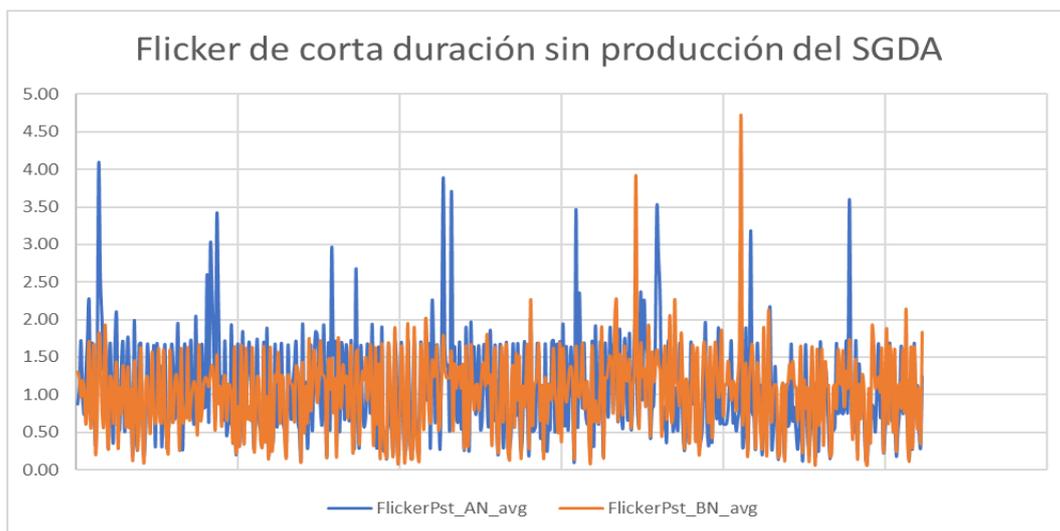


Figura 3.11: Flicker en horas de no producción de energía. Fuente: Propia.

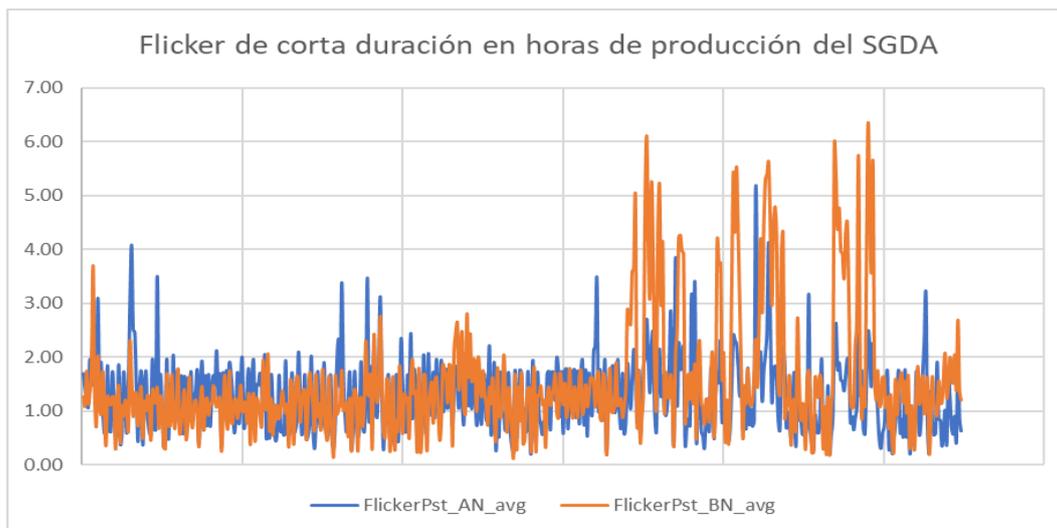


Figura 3.12: Flicker en horas de producción de energía. Fuente: Propia.

La Tabla 3.4 presenta un resumen con los valores de flicker máximos, mínimos y medios para cada periodo de tiempo analizado. En la Línea A, se registra un aumento en el valor máximo de 25.74%, 133.33% en el valor mínimo y 20.95% en el valor medio.

En cuanto a la Línea B, el valor máximo de flicker aumenta un 34.32%, el valor mínimo crece 128.57%, mientras que el valor medio también se incrementa un 47.62%.

En términos generales, si bien el flicker de corta duración no cumple con la regulación en ninguno de los dos periodos de tiempo analizados, se puede notar un aumento considerable en las horas de producción del SGDA. Este incremento no se le puede atribuir únicamente al inversor debido a que se desconoce la naturaleza de las cargas conectadas a este transformador, que pueden estar contribuyendo este problema.

Tabla 3.4. Comparación entre niveles de flicker con y sin producción del SGDA. Fuente: Propia.

Valores de Flicker	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
Pst máx (%)	4.08	4.72	5.13	6.34	25.74%	34.32%
Pst mín (%)	0.09	0.07	0.21	0.16	133.33%	128.57%
Pst prom (%)	1.05	1.05	1.27	1.55	20.95%	47.62%

- Distorsión armónica de voltaje

En la Figura 3.13 se presenta la gráfica del Factor de Distorsión Armónica Total de Voltaje (THD por sus siglas en inglés), en porcentaje, obtenida a partir de las mediciones realizadas. La línea roja horizontal en el valor de 8 representa el límite máximo permisible de distorsión armónica según la regulación ARCERNR 002/20. Los valores del THD fluctúan entre

aproximadamente 2.5% y 7%, con varios picos que se acercan, pero no superan el límite permisible del 8%.

Las fluctuaciones observadas no alcanzan niveles críticos, lo que sugiere una operación estable de la red en términos de distorsión armónica de voltaje. Esto indica también que la incorporación del sistema fotovoltaico cumple con los requisitos de calidad de energía establecidos por la regulación.

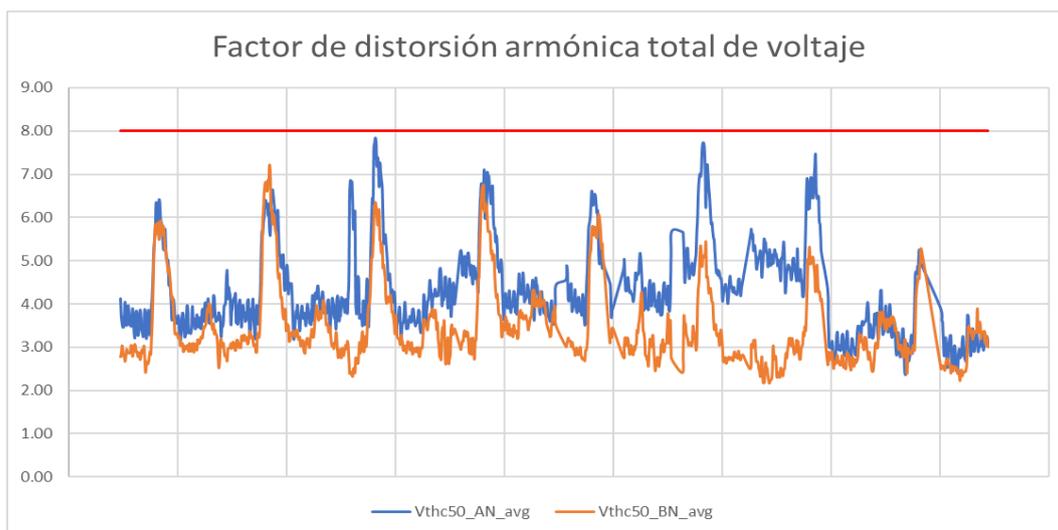


Figura 3.13: Factor de distorsión armónica total de voltaje. Fuente: Propia.

En el Anexo A y Anexo B se han incluido los primeros 15 armónicos de cada línea ya que son los más representativos, evidenciando que el tercer armónico es el más relevante, excediendo el límite del 5% establecido por la regulación en dos ocasiones, como se exhibe en las Figura 3.14 y Figura 3.15. No obstante, al considerar que el 95% o más de las mediciones de las variaciones de DV se encuentran dentro del rango permisible, se puede concluir que el sistema fotovoltaico no afecta el desempeño de la red en términos de armónicos individuales.

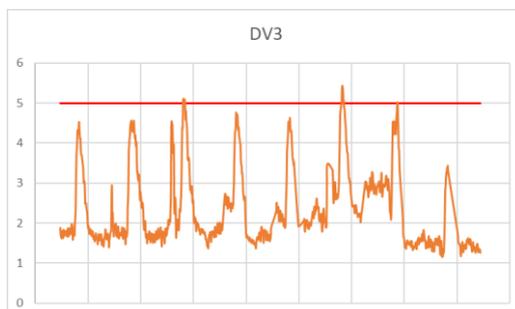


Figura 3.14: Distorsión individual voltaje 3er armónico Línea A. Fuente: Propia.

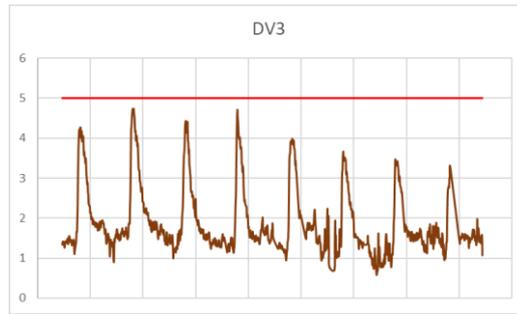


Figura 3.15: Distorsión individual voltaje 3er armónico Línea B. Fuente: Propia.

Para evaluar el efecto de la incorporación del SGDA en cuanto a THD, se han considerado los periodos de no producción y producción de energía. Las Figura 3.16 y Figura 3.17 muestran las gráficas obtenidas para cada periodo de tiempo, respectivamente.

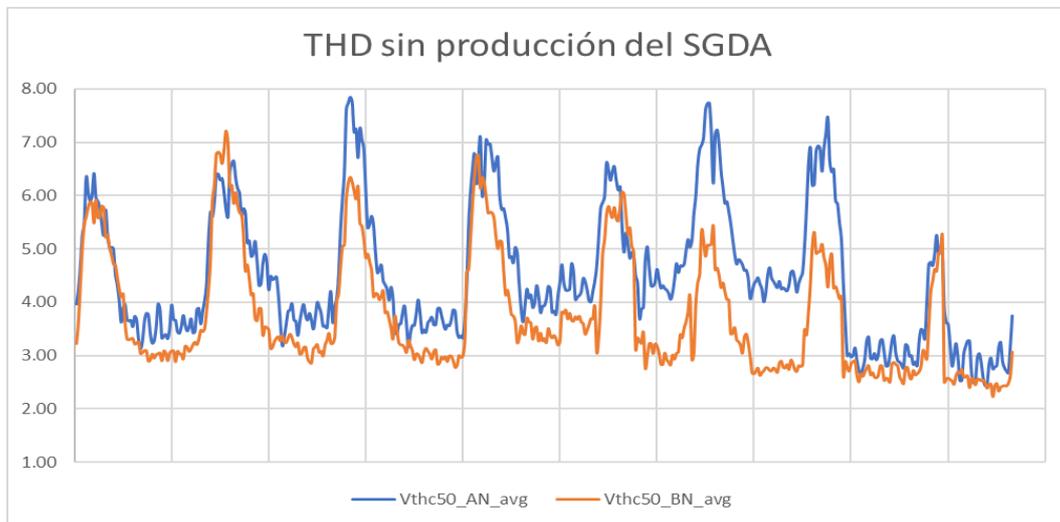


Figura 3.16: THD en horas de no producción de energía. Fuente: Propia.

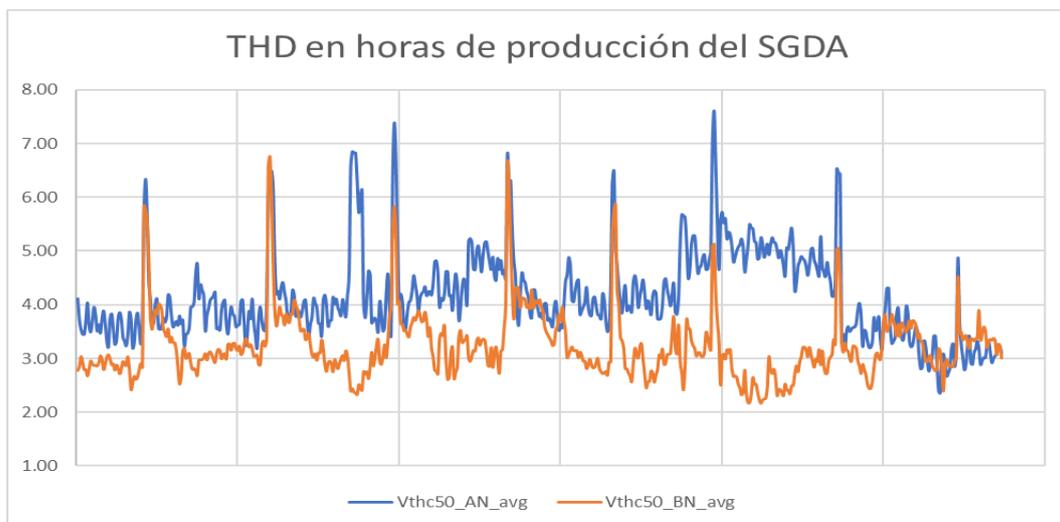


Figura 3.17: THD en horas de producción de energía. Fuente: Propia.

Se puede evidenciar que el THD en horas de no producción de energía, permiten contrastar a las líneas A y B con cierta uniformidad, por otra parte, una vez que empieza la producción de energía, se evidencia picos en determinadas horas del día, para ello la Tabla 3.5 presenta un resumen con los valores de THD máximos, mínimos y medios para cada periodo de tiempo sujeto al análisis. Existe un decremento en el valor medio tanto para la Línea A, como para la Línea B alcanzando valores de 7.32% y 13.64%, respectivamente.

En conclusión, si bien el THD no supera los límites establecidos por la regulación en ninguno de los periodos de tiempo analizados, se puede observar un pequeño decremento en horas donde el sistema fotovoltaico produce energía.

Tabla 3.5. Comparación entre niveles de THD con y sin producción del SGDA. Fuente: Propia.

Valores de THD	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
THD máx (%)	7.84	7.21	7.61	6.76	-2.93%	-6.24%
THD mín (%)	2.44	2.23	2.37	2.17	-2.87%	-2.69%
THD prom (%)	4.51	3.74	4.18	3.23	-7.32%	-13.64%

- Distorsión armónica de corriente

La Figura 3.18 muestra los valores en porcentaje del factor de Distorsión Armónica Total de Corriente (TDD por sus siglas en inglés) en las dos líneas de la red y el neutro, representados por las curvas *lthc50_A_avg*, *lthc50_B_avg* y *lthc50_N_avg*, respectivamente. Según la norma IEEE Std. 519, el límite permisible para la distorsión armónica total de corriente, para el menor de los casos, se establece en un valor de 5%, considerando la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente nominal

Los valores de distorsión armónica total de corriente en la línea A se mantienen en el valor de 1.0, con algunas fluctuaciones que alcanzan picos cercanos a 1.4. En cuanto a la línea B, los valores muestran una mayor variabilidad, generalmente fluctuando entre 0.6 y 1.0, con algunos picos aislados. Mientras que, en el Neutro, los valores de TDD también muestran variabilidad, oscilando mayormente entre 0.4 y 1.0.

En conclusión, de acuerdo con los valores observados en la gráfica, tanto las líneas A y B, como el neutro, presentan valores de distorsión armónica total de corriente que se encuentran dentro del límite establecido. Por lo tanto, el sistema cumple con la normativa para la distorsión armónica total de corriente.

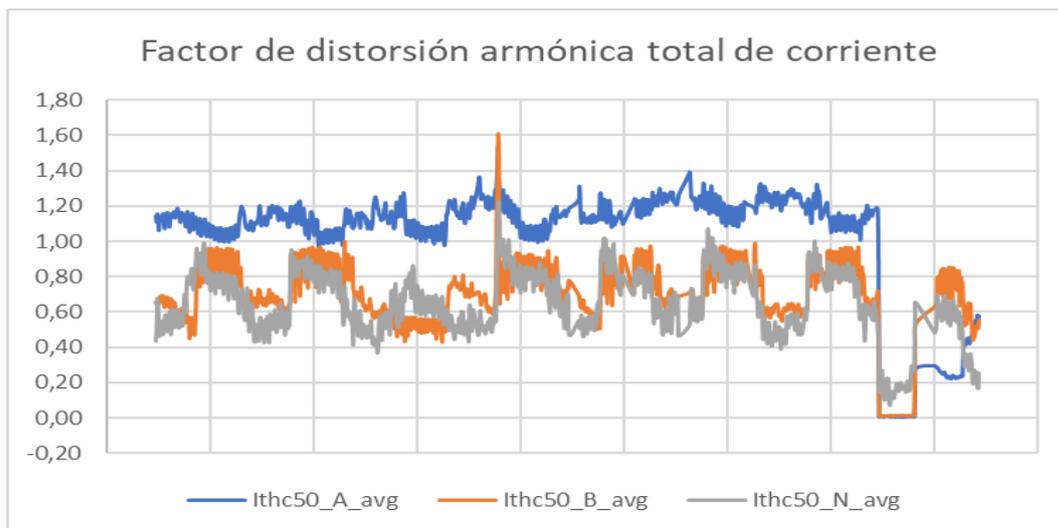


Figura 3.18: Factor de distorsión armónica total de corriente. Fuente: Propia.

Para evaluar el efecto de la incorporación del SGDA en cuanto a TDD, se han considerado los periodos de no producción y producción de energía. Las Figura 3.19 y Figura 3.20 muestran las gráficas obtenidas para cada periodo de tiempo, respectivamente.

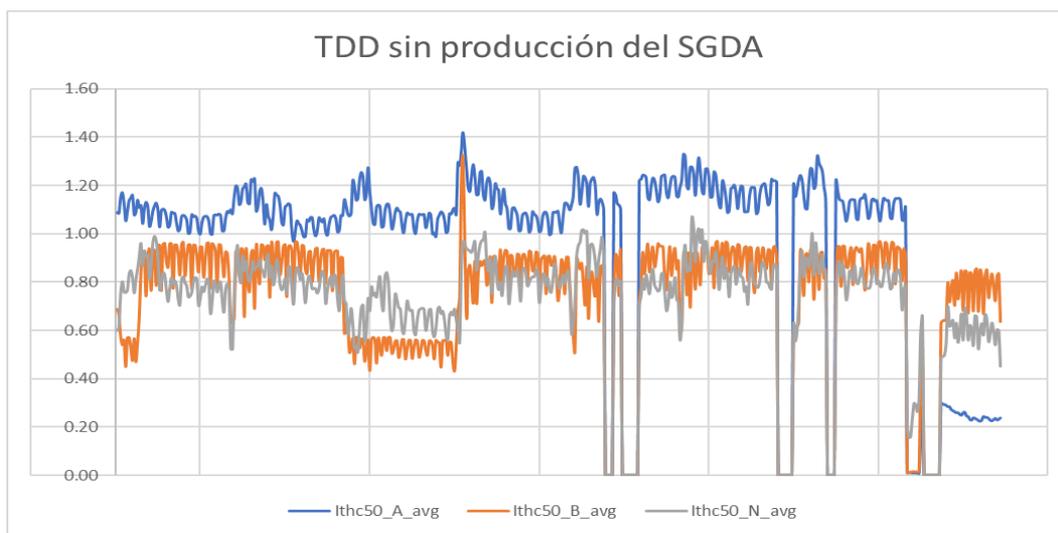


Figura 3.19: TDD en horas de no producción de energía. Fuente: Propia.

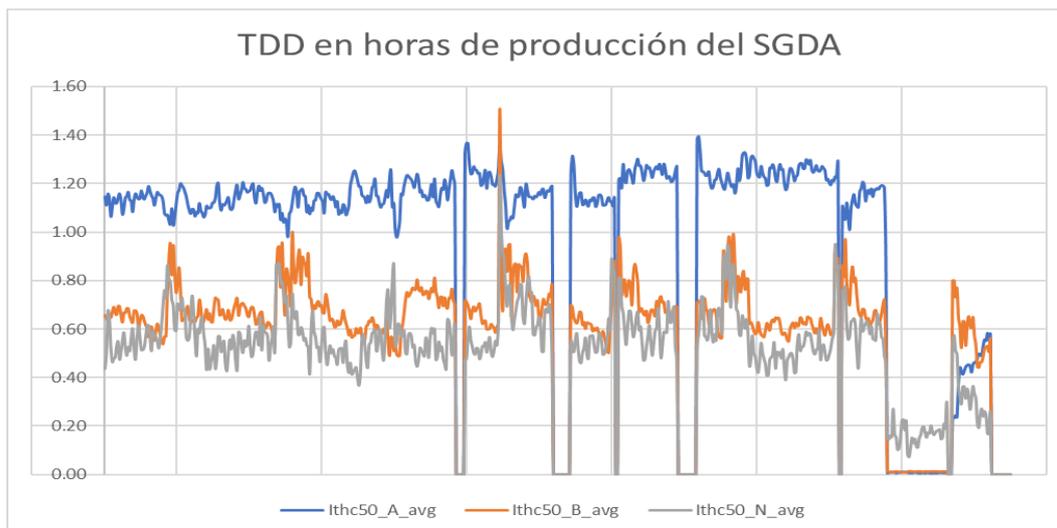


Figura 3.20: TDD en horas de producción de energía. Fuente: Propia.

Durante el periodo de no producción de energía la distorsión armónica total de corriente presenta un traslape de la Línea B y el Neutro en determinadas horas, en cambio cuando inicia la producción del SGDA cada fase se comporta de distinta manera con cifras características, para ello la Tabla 3.6 presenta un resumen con los valores de TDD máximos, mínimos y medios para cada periodo de tiempo analizado. En cuanto al valor máximo, se observa un decremento de 2.11% para la línea A, mientras que para la línea B se registra un incremento de 14.50%. El valor medio, por el contrario, presenta un incremento en la línea A de 1.04% y un decremento de 20.57% en la línea B. El valor mínimo no presenta modificaciones, manteniéndose en un valor de cero.

En conclusión, el TDD no supera los límites establecidos por la norma IEEE Std. 519 en ninguno de los periodos de tiempo analizados. Además, los resultados muestran que los niveles de armónicos totales de corriente se mantienen relativamente constantes, con pequeños decrementos en horas donde el sistema fotovoltaico produce energía.

Tabla 3.6. Comparación entre niveles de TDD con y sin producción del SGDA. Fuente: Propia.

Valores de TDD	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
TDD máx (%)	1.42	1.31	1.39	1.5	-2.11%	14.50%
TDD mín (%)	0	0	0	0	0.00%	0.00%
TDD prom (%)	0.96	0.73	0.97	0.58	1.04%	-20.55%

- Desequilibrio de voltaje

La red bajo estudio es una red monofásica a tres hilos, en la cual se mide el voltaje entre cada extremo del transformador monofásico y la toma central. En este tipo de configuración, las mediciones de desequilibrio de voltaje, que son relevantes para evaluar la distribución y la simetría de voltajes en sistemas trifásicos, no son aplicables.

3.2.3. Caso de Estudio 2. Cliente Comercial

El predio de la Agencia del Banco del Austro se encuentra ubicado en las calles Veinte y Cuatro de mayo, Junto a Quito Motors, perteneciente al cantón Azogues, provincia de Cañar (coordenadas UTM Zona 17M en X=739344.49 y Y=9696060.08; Latitud -2.747757° , Longitud -78.847105°).

Dicho inmueble se sirve de una acometida de media tensión a 22 kV, perteneciente al alimentador A0124 de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues. Esta edificación cuenta con un transformador privado de 100 kVA de 22,8kV a 220V junto con un tablero de distribución principal, los cuales se encuentran en el subsuelo del edificio, en un cuarto de acceso restringido.

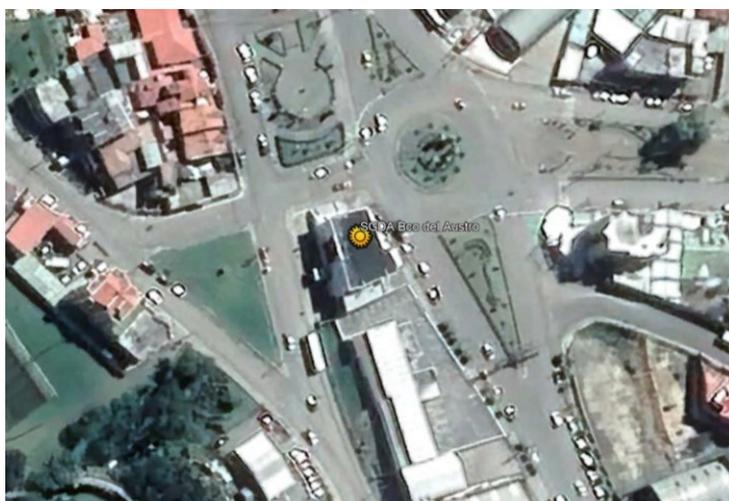


Figura 3.21: Ubicación del SFV Comercial. Fuente: Google Earth.

El SGDA está diseñado para una potencia de 10 kWp, sin sistemas de almacenamiento y conexión al lado de bajo voltaje del transformador.

Para analizar el impacto de la incorporación del SGDA sobre la calidad de energía en este caso de estudio, se utilizan los datos obtenidos de la medición antes y después de la integración del sistema fotovoltaico. Se utilizó el dispositivo registrador Fluke 1750, éste se instaló en el secundario del transformador P2394, como se indica en la Figura 3.22.

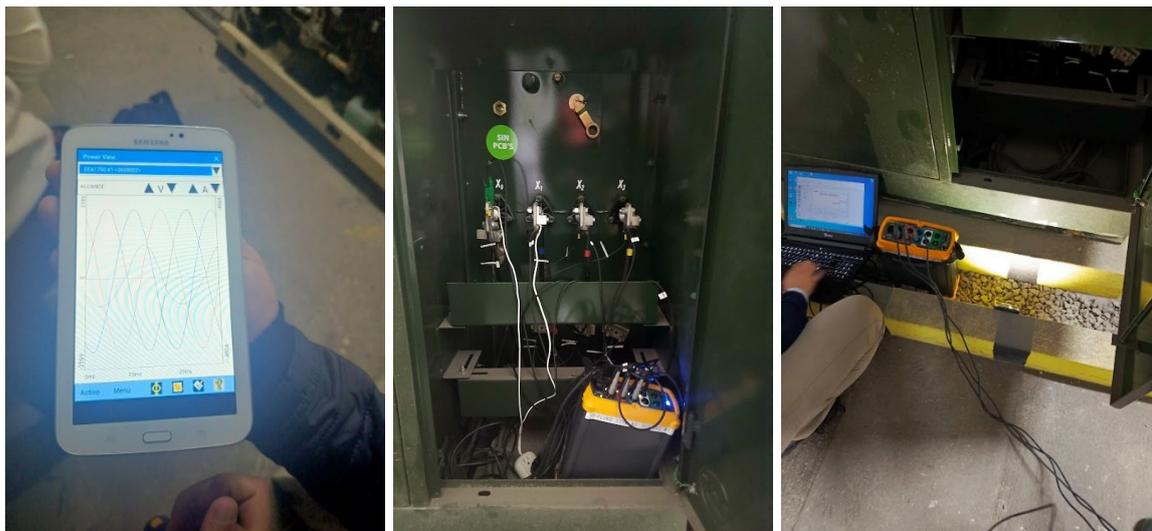


Figura 3.22: Instalación del equipo Fluke en el transformador. Fuente: Propia.

La regulación ARCERNR 002/20 establece un periodo de 7 días para la toma de mediciones, lo que conllevó a iniciar este registro desde el 29/02/2024 hasta el 07/03/2024, para el caso sin SGDA, mientras que la medición con la integración del SGDA se realizó entre el 18/03/2024 hasta el 25/03/2024, obteniendo 1008 mediciones en cada periodo.

La configuración del registrador se realizó por medio de un PDA en donde se seleccionó una conexión 3F+N en estrella. El procesamiento de datos, por su parte, se llevó a cabo con la asistencia del software Fluke Power Analyze, permitiendo obtener las gráficas que representan los diferentes parámetros medidos. A continuación, se presenta un análisis detallado de cada gráfica, seguido de una evaluación de acuerdo con los criterios establecidos por la regulación.

- Niveles de Voltaje

Para este caso de estudio, al ser un sistema trifásico con valores de 220 V entre líneas y 127 V entre fase y neutro, los límites de $\pm 8\%$ corresponden a valores de 116.84 V y 137.16 V.

En la Figura 3.23 y Figura 3.24 se presentan los niveles de voltaje por fase sin y con la integración del SGDA, respectivamente, en cada uno de los periodos de tiempo especificados. De acuerdo con los datos obtenidos, se observa que los niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites permisibles para los dos periodos de análisis. Por lo tanto, se concluye que la red antes y después de la inserción de generación distribuida cumple con la regulación en cuanto a niveles de voltaje.

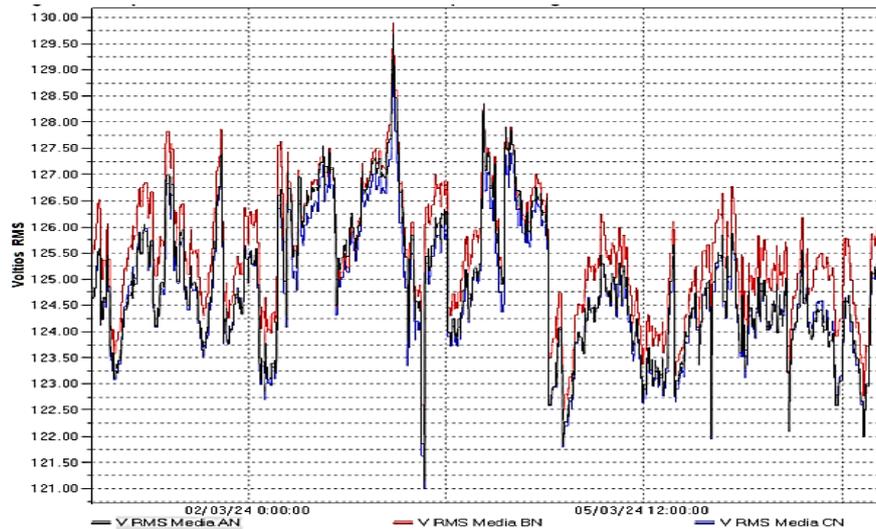


Figura 3.23: Niveles de Voltaje sin SGDA. Fuente: Propia.

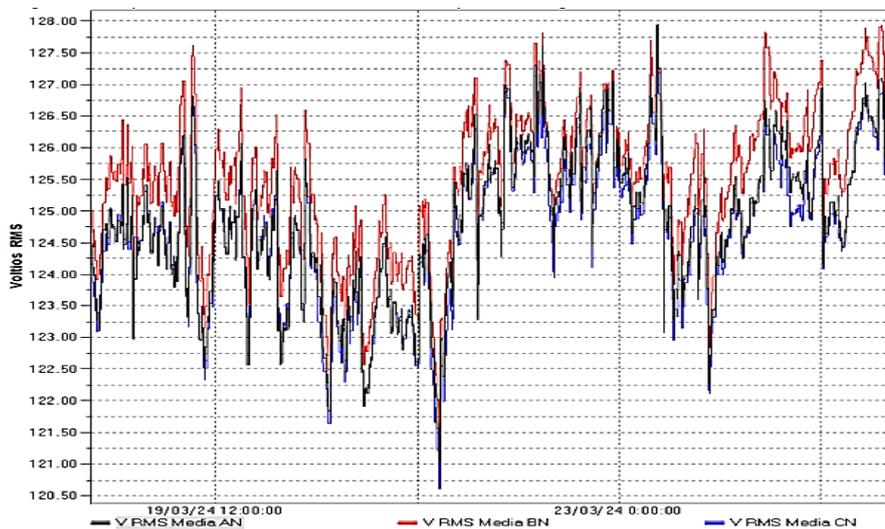


Figura 3.24: Niveles de Voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

Los valores máximos, mínimos y medios de voltajes línea-neutro para las diferentes fases obtenidos durante el proceso de medición antes y después de la incorporación del SGDA se presentan en la Tabla 3.7. En la fase A-N, existe un decremento del valor máximo de voltaje de 1.33%, de igual forma que el valor mínimo muestra una disminución 0.09%, por el contrario, el promedio de voltaje presenta un incremento del 0.08%.

En cuanto a la fase B-N, el valor máximo disminuye 1.52% al igual que el valor mínimo un 0.52% mientras que el promedio de voltaje aumenta un 0.13%.

Por último, la Línea C, presenta una disminución de 1.21% en su valor máximo junto con el valor mínimo de 0.32%, siendo el promedio de voltaje el que eleve su valor un 0.04%.

Por lo tanto, en términos generales, al considerar el aumento en el nivel de voltaje promedio para las 3 fases se puede concluir que el SGDA mejora ligeramente el perfil de tensión.

Tabla 3.7. Comparación entre niveles de voltaje con y sin producción del SGDA. Fuente: Propia.

Valores de Voltaje	SIN SGDA			CON SGDA			Incremento/Decremento		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
V máx (V)	129.68	129.91	129.10	127.95	127.94	127.54	-1.33%	-1.52%	-1.21%
V mín (V)	121.16	122.02	120.99	121.05	121.38	120.60	-0.09%	-0.52%	-0.32%
V prom (V)	124.716	125.310	124.627	124.81	125.473	124.680	0.08%	0.13%	0.04%

El comportamiento de los niveles de voltaje de cada fase antes y después de la integración del SGDA presentan similitud relacionadas con fluctuaciones considerables acompañadas de picos y caídas pronunciadas en determinadas horas, se puede afirmar que en ambas eventualidades se muestra estabilidad basado en que no exceden los límites establecidos como se muestran en la Figura 3.25 para la fase A, en la Figura 3.26 para la fase B y en la Figura 3.27 para la fase C.

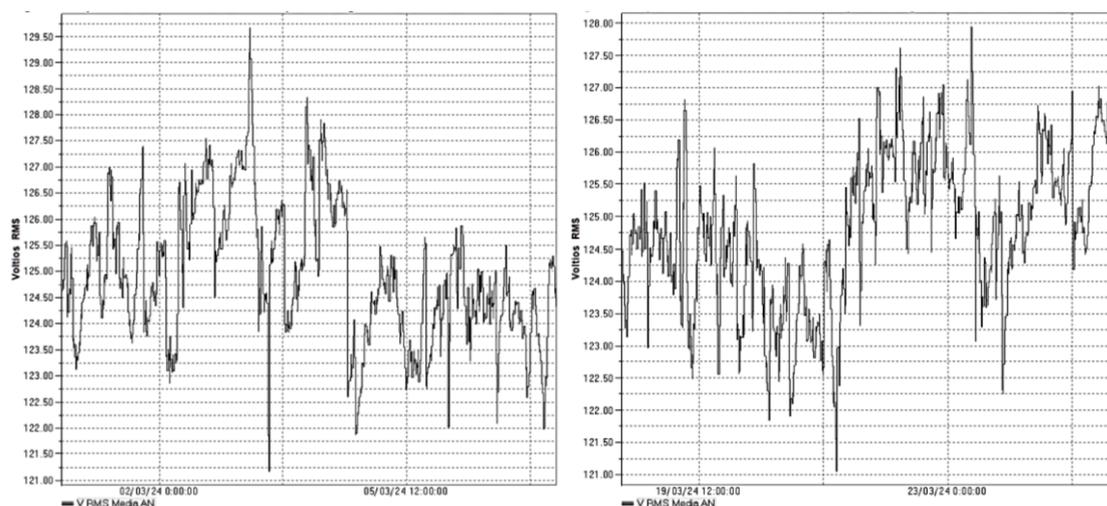


Figura 3.25: Niveles de Voltaje FASE A sin y con SGDA. Fuente: Propia.

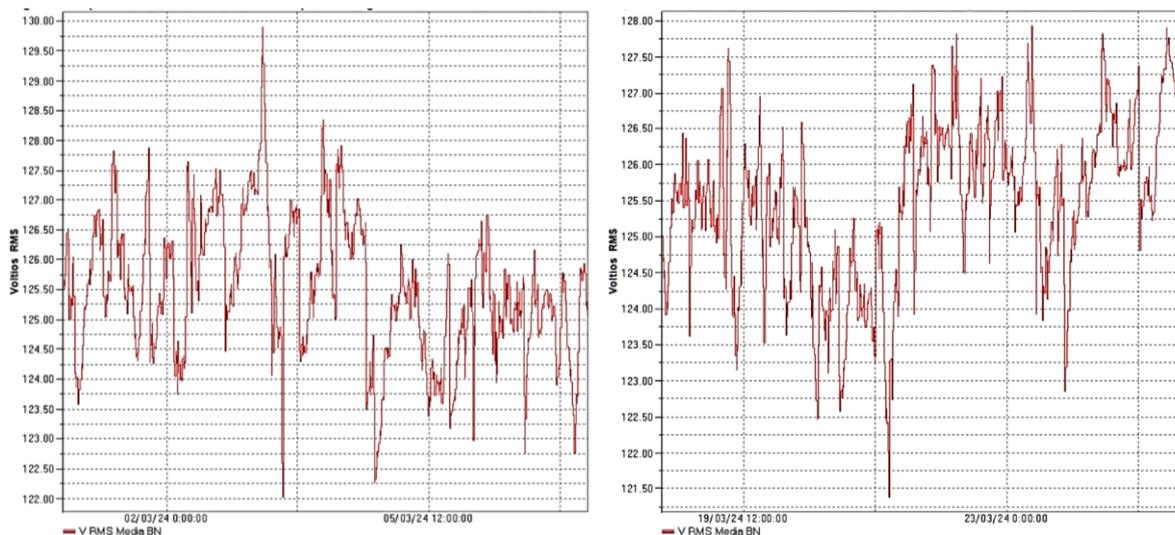


Figura 3.26: Niveles de Voltaje FASE B sin y con SGDA. Fuente: Propia.

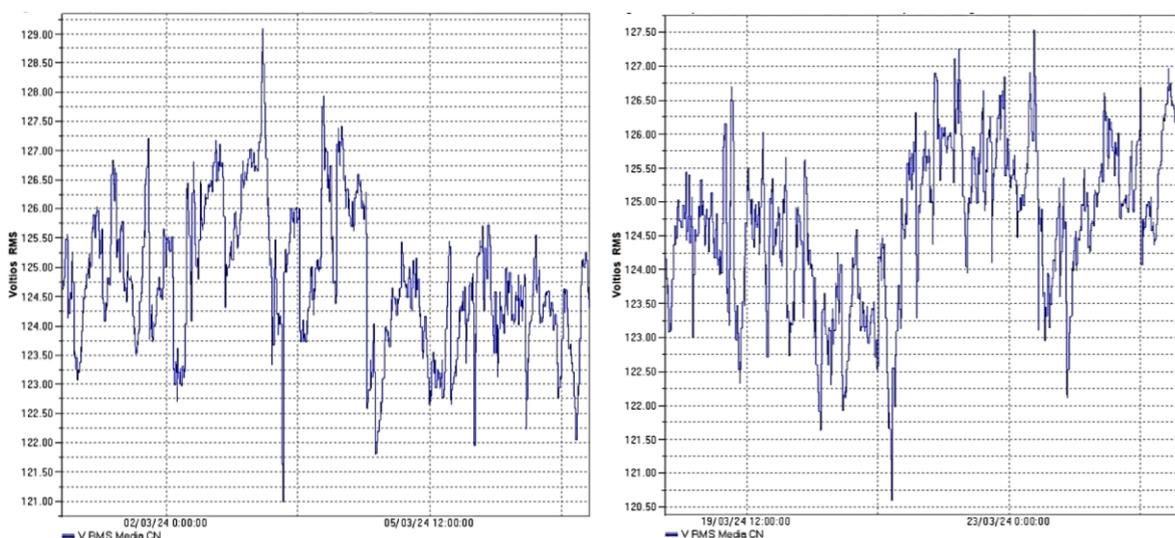


Figura 3.27: Niveles de Voltaje FASE C sin y con SGDA. Fuente: Propia.

- Frecuencia

Para realizar el análisis de este parámetro de la calidad de energía se utilizan los límites establecidos en la norma IEEE Std. 929-2000, la cual considera un límite inferior de 59.3 Hz y un límite superior de 60.5 Hz.

Para el caso en el cual el cliente comercial no dispone del SGDA, el equipo de calidad ha devuelto valores que se hallan dentro del rango establecido, de modo que se cumple con este atributo que debe estar presente en la red eléctrica.

El comportamiento de la frecuencia a lo largo del periodo de medición se puede observar en la Figura 3.28, donde las frecuencias máxima y mínima representadas por el color naranja

muestran variaciones con picos mínimos y máximos con ciertas desviaciones, por otra parte la frecuencia media, el cual es el dato de más relevancia en este análisis identificado con el color verde mantiene una estabilidad durante todo el registro de datos, con este propósito la Tabla 3.8 exhibe los valores mínimos y máximos de las Frecuencias Media, Mínima y Máxima.



Figura 3.28: Variación de frecuencia sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 3.8. Valores de frecuencia sin SGDA. Fuente: Propia.

Frecuencia (Hz)		
	Máx	Mín
Frec Media	60.04	59.97
Frec Min	59.99	59.87
Frec Máx	60.08	60.03

Un análisis similar se realiza cuando se ha incorporado el SGDA, donde la frecuencias mínima y máxima identificadas por el color rojo, persisten con picos y fluctuaciones más significativas, pero dentro de los límites establecidos, en cuanto a la frecuencia media, ésta se mantiene continua en todo el periodo de medición sin presentar inconveniente alguno como se muestra en la Figura 3.29, con esta observación se presentan los valores mínimos y máximos de las Frecuencias Media, Mínima y Máxima en la Tabla 3.9.



Figura 3.29: Variación de frecuencia con SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 3.9. Valores de frecuencia con SGDA. Fuente: Propia.

Frecuencia (Hz)		
	Máx	Mín
Frec Media	60.04	59.93
Frec Min	60.00	59.90
Frec Máx	60.16	59.96

Satisfactoriamente este parámetro no tiene un impacto negativo en la incorporación del SGDA del cliente comercial, se encuentra dentro de los límites y no presenta eventualidades que podrían causar posibles alertas.

- Perturbación rápida de voltaje (Flicker)

La regulación establece que el índice de severidad del flicker correspondiente a una corta duración (P_{st}), en el punto donde se realizó las mediciones, no debe exceder la unidad, es decir cuando el 95% o más de las mediciones realizadas en el periodo establecido es inferior al límite especificado.

La variación del flicker previo a la integración del SGDA se muestra en la Figura 3.30, la cual presentan ciertos valores fuera del rango permitido en determinados lapsos de cada fase, es decir de un total de 1008 datos registrados por fase, los valores que superan la unidad se encuentran en un 0.198% de la fase B-N y un 0.099% de la fase C-N, con respecto a la fase

A-N todos sus valores se encuentran por debajo de uno, sin embargo, si se considera todo el registro de datos tomados durante los 7 días, se garantiza que se está cumpliendo con la regulación en cuanto al parpadeo de corta duración cuando el cliente comercial no dispone de GD.

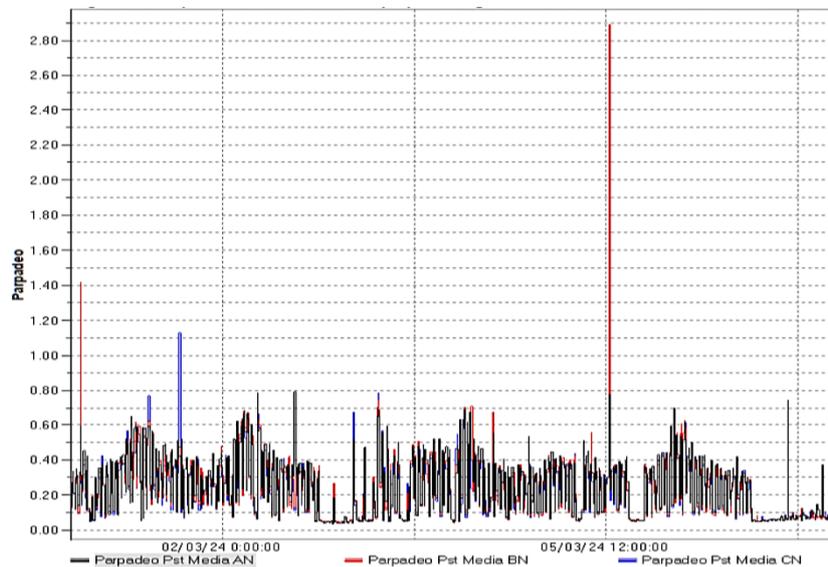


Figura 3.30: Perturbación rápida de voltaje sin SGDA. Fuente: Propia.

Por otro lado, la Figura 3.31 presenta la perturbación rápida de voltaje durante la producción del SGDA, de los 1008 datos registrados por fase, los valores que superan el 1% representan un 0.0396% de la fase A-N, 0.496% de la fase B-N y un 0.595% de la fase C-N, teniendo en cuenta todo el registro de datos, se garantiza que se cumple con la regulación en cuanto al parpadeo de corta duración una vez que el SGDA entre en operación.

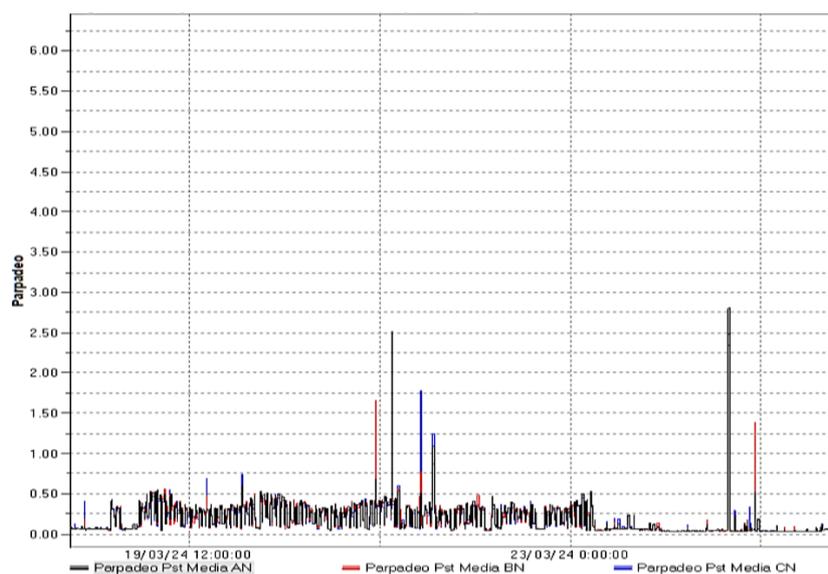


Figura 3.31: Perturbación rápida de voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

Los valores máximos, mínimos y medios correspondientes a los índices de severidad de corto plazo que se obtuvieron en el registro de medición antes y después de la puesta en servicio del SGDA se muestran en la Tabla 3.10.

Tanto la línea A, B y C registran un aumento en el valor máximo de 255.70%, 116.96% y 119.47%, respectivamente. En relación al valor mínimo, todas las fases experimentan una disminución, siendo esta de 3.33% para línea A y 10% tanto para la línea B y C. El valor medio del flicker se reduce significativamente en un 49.73% en la línea A, un 24.80% en la línea B y un 25.83% en la línea C

En base a los incrementos o decrementos que presentan las diferentes líneas, si bien en ciertos lapsos unos valores son más representativos que otros, se puede afirmar que el efecto que produce el SGDA en lo que respecta a perturbaciones de voltaje satisface la regulación.

Tabla 3.10. Índices de severidad de corto plazo. Fuente: Propia.

Valores de Flicker	SIN SGDA			CON SGDA			Incremento/Decremento		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Pst máx (%)	0.79	2.89	1.13	2.81	6.27	2.48	255.70%	116.96%	119.47%
Pst mín (%)	0.03	0.03	0.03	0.029	0.027	0.027	-3.33%	-10.00%	-10.00%
Pst prom (%)	0.37	0.25	0.24	0.186	0.188	0.178	-49.73%	-24.80%	-25.83%

Para una mejor visualización de la variación del Flicker en los periodos de análisis, en las Figura 3.32, Figura 3.33 y Figura 3.34 se presentan un contraste previo y posterior a la integración del SGDA correspondientes a las fases A, B y C. Es importante recalcar que en las gráficas se puede divisar ciertos valores que superan los límites establecidos sin embargo estos son puntuales y no afectan de forma directa a todo el registro de datos de este parámetro.

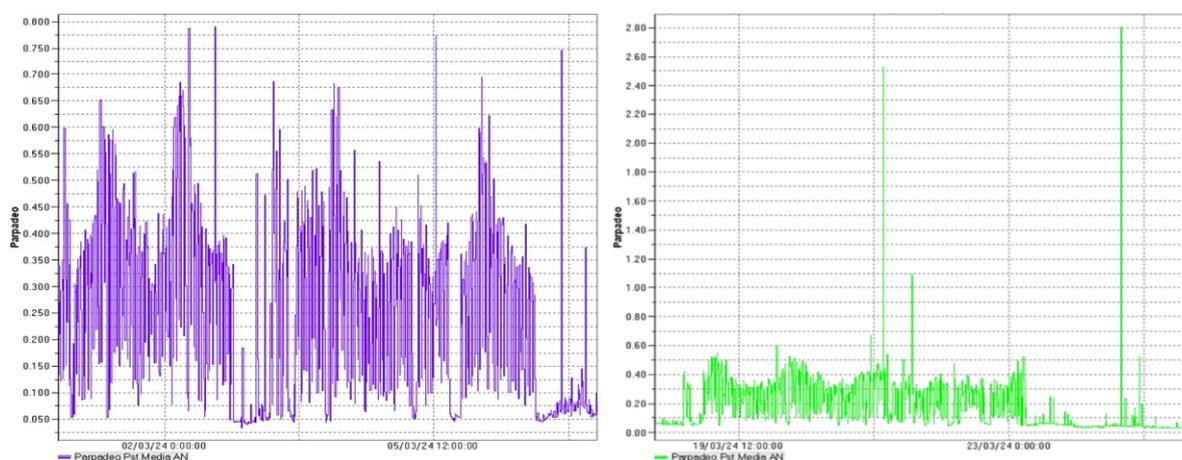


Figura 3.32: Parpadeo de la Línea A sin y con SGDA. Fuente: Propia.

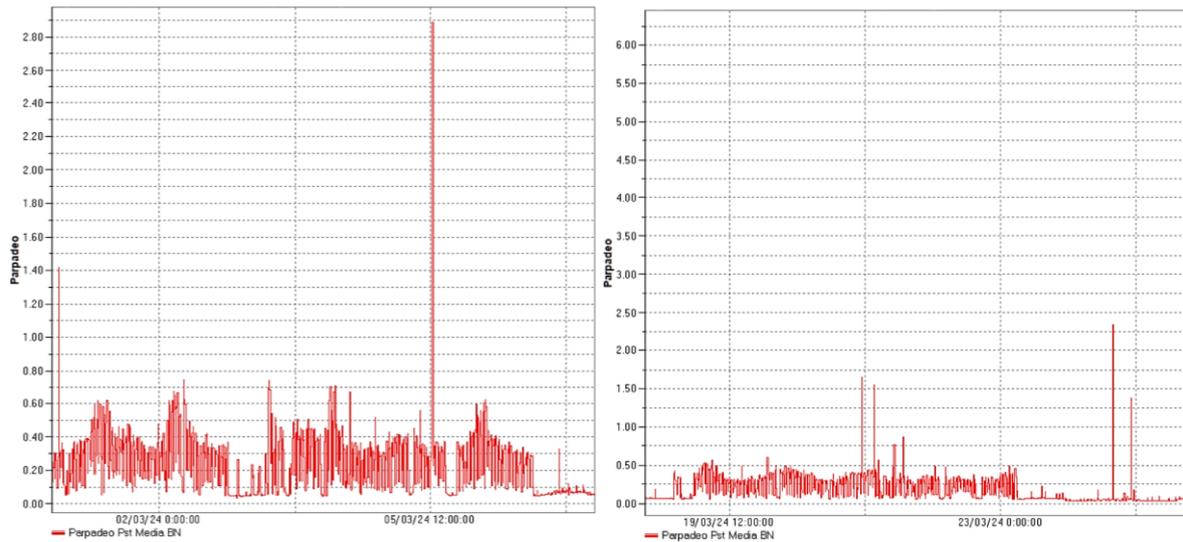


Figura 3.33: Parpadeo de la Línea B sin y con SGDA. Fuente: Propia.

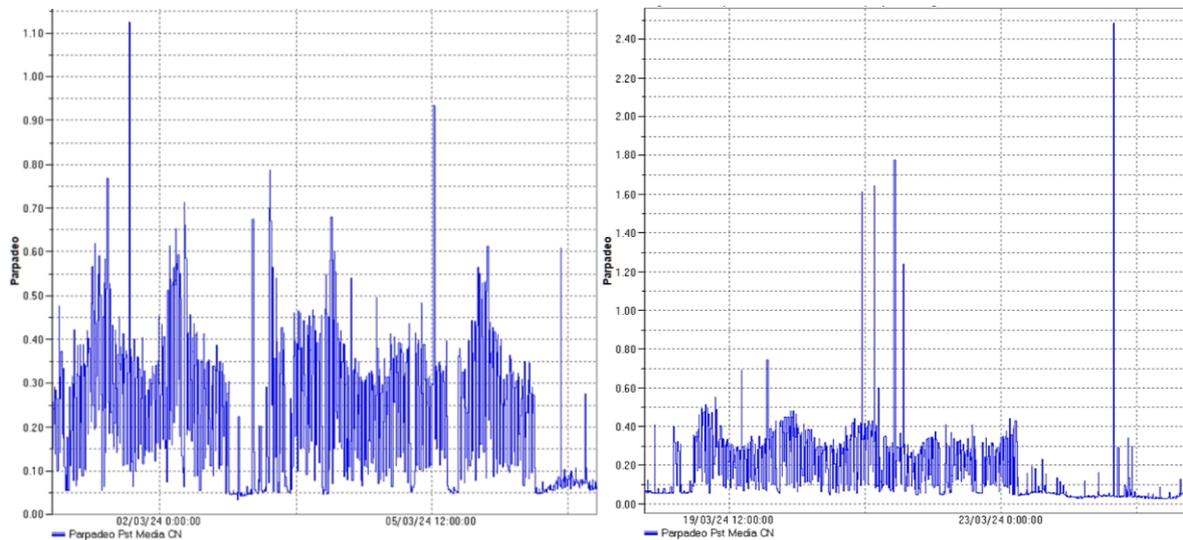


Figura 3.34: Parpadeo de la Línea C sin y con SGDA. Fuente: Propia.

- Distorsión Armónica de Voltaje

La Regulación ARCERNR 002/20 con respecto al factor de distorsión armónica de voltaje dicta que se debe cumplir el 95% o más de mediciones dentro del 5% para una distorsión individual y 8% para una distorsión total con respecto a bajo voltaje.

El comportamiento del THD a lo largo del periodo de medición se puede ver en la Figura 3.35, cuyos valores varían entre el 0.6% y 2.40% antes de la GD, en tanto que la puesta en servicio del SGDA exhibe un intervalo de 0.5% y 2.30% con varios picos que no superan el límite permisible del 8%.

Por lo tanto, existe una operación estable de la red en términos de distorsión armónica cumpliendo con los requisitos de calidad de energía establecidos en la regulación.

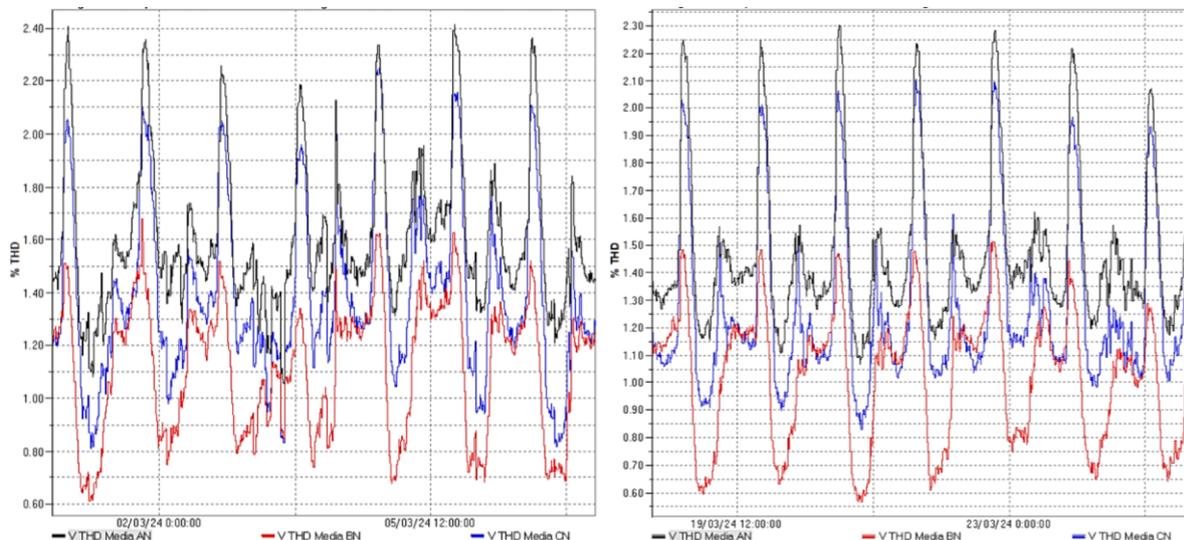


Figura 3.35: Distorsión armónica total de voltaje sin y con SGDA. Fuente: Propia.

Los datos más representativos que se obtuvieron de este parámetro para cada fase antes y después de GD se presentan en la Tabla 3.11. Los valores de THD máximos, mínimos y medios para cada periodo de tiempo sujeto a este análisis demuestran un decremento para todas las líneas A, B y C correspondientes a 8.70%, 7.21% y 8.63%, respectivamente. Por lo tanto, el impacto del SGDA en la red es positivo en lo que concierne al factor de distorsión armónica.

Tabla 3.11. Factor de distorsión armónico THD %. Fuente: Propia.

Valores de THD	SIN SGDA			CON SGDA			Incremento/Decremento		
	Línea A	Línea B	Línea C	Línea A	Línea B	Línea C	Línea A	Línea B	Línea C
THD máx (%)	2.42	1.68	2.25	2.30	1.52	2.11	-4.96%	-9.52%	-6.22%
THD mín (%)	1.06	0.61	0.81	1.07	0.57	0.83	0.94%	-6.56%	2.47%
THD prom (%)	1.61	1.11	1.39	1.47	1.03	1.27	-8.70%	-7.21%	-8.63%

El THD de las fases A, B y C previo y posterior a la incorporación del SGDA se modelan en las Figura 3.36, Figura 3.37 y Figura 3.38, en donde se puede confirmar que, en todos los casos, este parámetro se encuentra dentro de los límites establecidos.

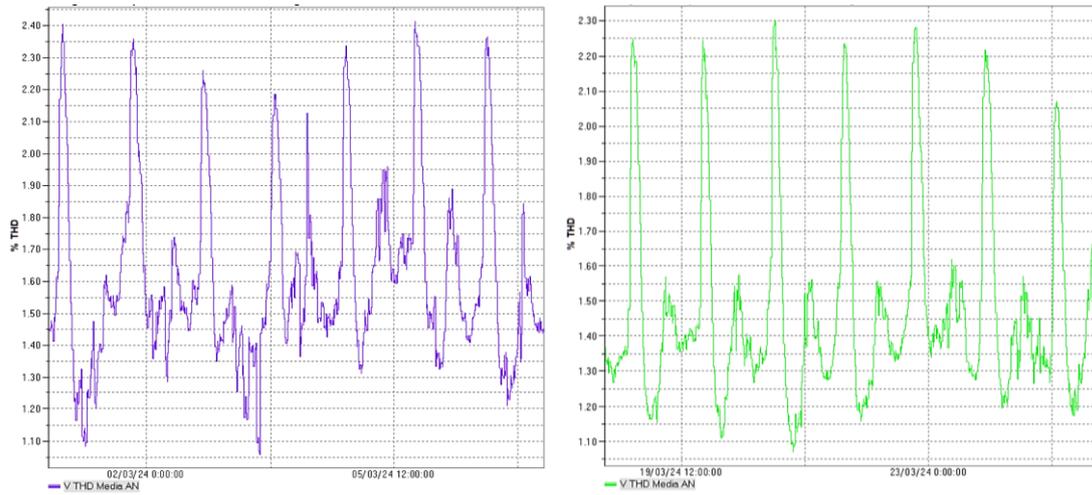


Figura 3.36: Distorsión de Voltaje Línea A antes y después de SGDA. Fuente: Propia.

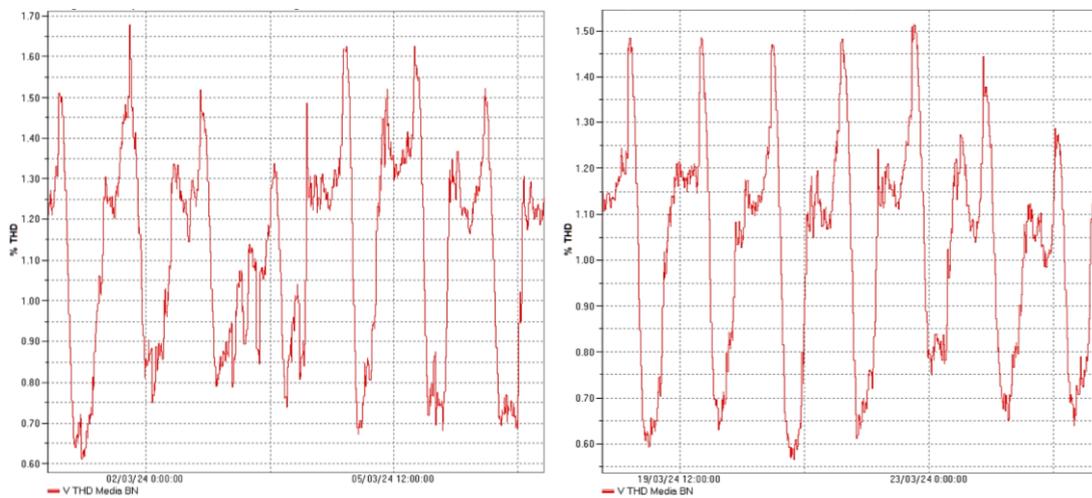


Figura 3.37: Distorsión de Voltaje Línea B antes y después de SGDA. Fuente: Propia.

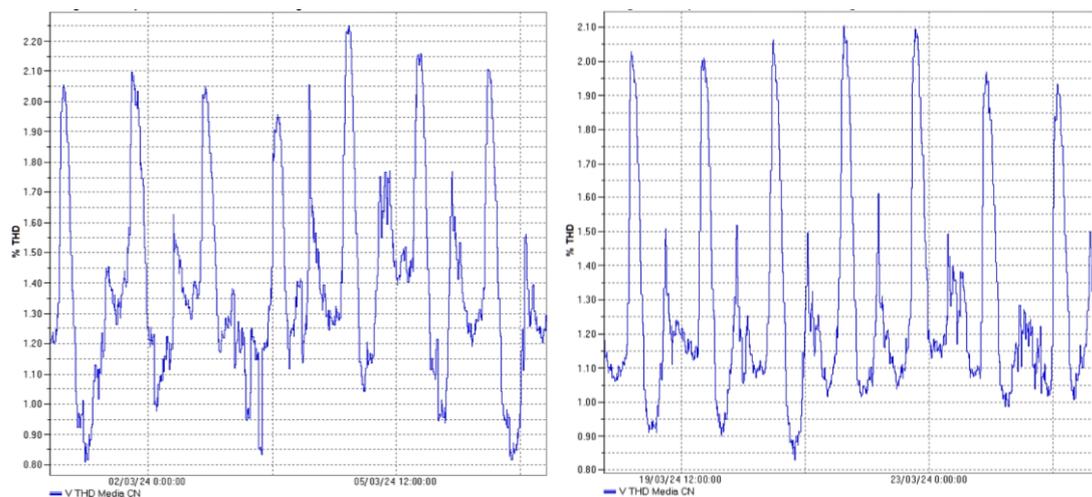


Figura 3.38: Distorsión de Voltaje Línea C antes y después de SGDA.

- Factores de Distorsión Individuales de Voltaje

Los factores de distorsión armónica individuales antes y después de la integración del SGDA se presenta en la sección de Anexo C.

En la Tabla 3.12 se resume los valores medios y máximos de los primeros 15 armónicos individuales de voltaje en el periodo antes de la incorporación del sistema fotovoltaico, y una vez incorporado el mismo. El tercer armónico es el más representativo y se ilustra en la Figura 3.39, en el que se puede notar un comportamiento similar en los dos periodos de tiempo, alcanzando su valor máximo en 2.04 %, con la incorporación del SGDA.

Considerando lo estipulado en la regulación, se concluye que todos los armónicos de voltaje se encuentran dentro del rango permisible.

Tabla 3.12. Comparación entre de armónicos de voltaje. Fuente: Propia.

Componente	Factor de distorsión armónica individual de voltaje %											
	ANTES DEL SGDA						DESPUÉS DEL SGDA					
	AN		BN		CN		AN		BN		CN	
	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx
2	0.01	0.05	0.03	0.06	0.02	0.04	0.02	0.03	0.03	0.04	0.01	0.02
3	0.95	0.99	0.47	0.52	0.81	0.86	0.94	1	0.86	0.91	0.82	0.87
4	0.01	0.04	0.04	0.06	0.02	0.03	0.01	0.02	0.03	0.04	0.02	0.02
5	0.92	0.99	0.5	0.58	0.78	0.86	1.04	1.13	0.63	0.73	0.95	1.04
6	0.02	0.02	0.03	0.04	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.02	0.02
7	0.09	0.13	0.11	0.15	0.14	0.2	0.18	0.27	0.2	0.32	0.14	0.2
8	0.02	0.02	0.01	0.02	0	0.01	0.02	0.03	0.02	0.03	0.01	0.02
9	0.3	0.32	0.37	0.38	0.37	0.4	0.41	0.45	0.45	0.5	0.32	0.35
10	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.01	0.02
11	0.14	0.15	0.12	0.14	0.18	0.21	0.24	0.28	0.29	0.32	0.21	0.23
12	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02	0.03	0.01	0.02
13	0.04	0.05	0.06	0.07	0.05	0.07	0.06	0.08	0.07	0.09	0.08	0.1
14	0.02	0.03	0.02	0.03	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.03	0.01	0.02
15	0.03	0.04	0.04	0.04	0.08	0.09	0.08	0.11	0.08	0.1	0.07	0.09

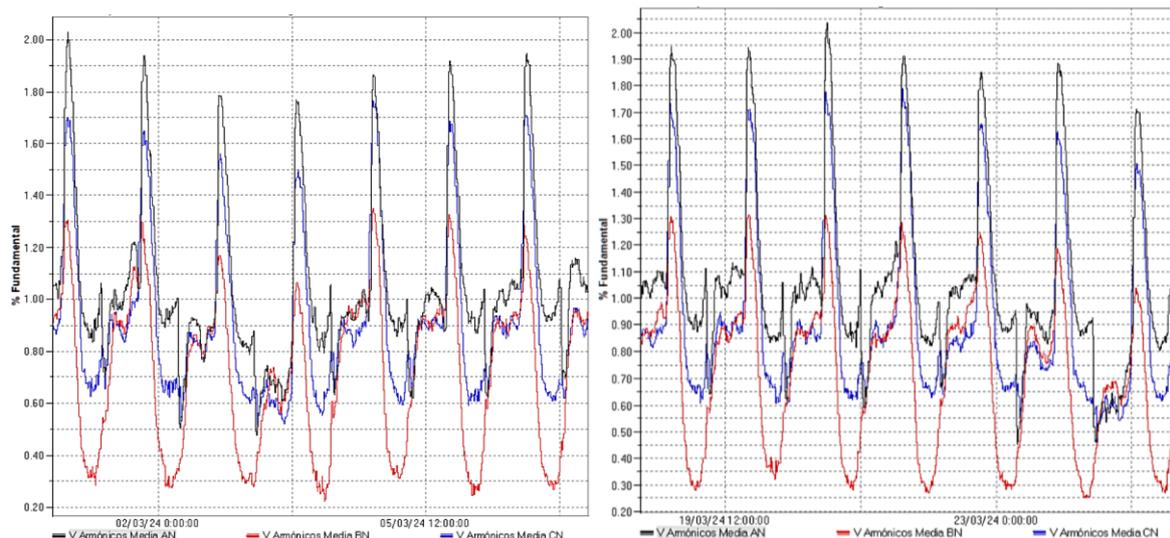


Figura 3.39: Distorsión individual voltaje 3er armónico sin y con SGDA. Fuente: Propia.

Los valores de la Tabla 3.13, contienen los valores máximos junto con la fecha cuando estos ocurrieron de la distorsión individual de voltaje del 3er armónico antes y después del SGDA, siendo el valor más representativo en la fase A, pero sin exceder el límite establecido.

Tabla 3.13. Distorsión individual de voltaje del 3er armónico antes y después de SGDA. Fuente: Propia.

ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	2.03 %	29/02/2024	AN	2.04 %	20/03/2024
BN	1.35 %	04/03/2024	BN	1.32 %	19/03/2024
CN	1.77 %	04/03/2024	CN	1.79 %	21/03/2024

- Distorsión Armónica de Corriente

La distorsión máxima de corriente armónica se lo realiza basado en la norma IEEE Std. 519-2014, ya que este parámetro no se encuentra estipulado en la regulación ARCERNR 002/20.

Se requiere hallar la relación entre la corriente de cortocircuito I_{sc} y la corriente de carga I_L en el punto de medición. Para ello se considera que la conexión del SGDA ocupa conductores de cobre (2 x 6 AWG) con una longitud aproximada de 5 metros, por lo que la resistencia total de conductor será de:

$$R_{conductor} = 1.609 \frac{\Omega}{km} \quad (3.1)$$

$$R_{conductor} = 0.001609 \frac{\Omega}{m} \quad (3.2)$$

$$R_{conductor} = 0.001609 \frac{\Omega}{m} \cdot 5m \quad (3.3)$$

$$R_{conductor} = 0.008045 \Omega \quad (3.4)$$

Con la resistencia del conductor obtenida, se calcula la corriente de cortocircuito I_{sc}

$$I_{sc} = \frac{127}{0.008045} \quad (3.5)$$

$$I_{sc} = 15786.2 A \quad (3.6)$$

Debido a que el software Power Fluke Analyze proporciona únicamente el %THDi, se requiere calcular el %TDD, lo que significa que se necesita conocer la corriente máxima de demanda antes y después del SGDA (revisar Anexo D y Anexo E), el cual se presenta en la Tabla 3.14, dando como resultado la relación de corrientes a partir de la Ecuación (3.7).

Tabla 3.14. Valores de corriente de demanda máxima sin y con SGDA. Fuente: Propia.

IdemandaMÁX	Sin SGDA	Con SGDA
Fase A	15.31 A	36.19
Fase B	15.05 A	36.83
Fase C	18.23 A	19.18

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} \quad (3.7)$$

SIN SGDA

$$SCR = \frac{15786.2 A}{18.23 A}$$

$$SCR = 865.95$$

CON SGDA

$$SCR = \frac{15786.2 A}{36.83 A}$$

$$SCR = 428.6$$

El valor obtenido de SCR se encuentra entre los intervalos de 100 y 1000, por lo que norma IEEE Std. 519-2014 estipula que el TDD debe ser menor al 15 %. Se procede a calcular el %TDD, mostrando los resultados en la Tabla 3.15, los valores máximos para el periodo previo al SGDA, registrando una disminución de 66.85%, 73.08% y 8.74% para las líneas A, B y C, respectivamente. Es importante resaltar que tanto la línea A y B presentan un decremento de la distorsión armónica de corriente total más significativa que la línea C,

Por lo tanto, el TDD se encuentra dentro del rango establecido por la norma antes y después de la incorporación del SGDA, lo que implica que una vez puesto en servicio el Sistema

Fotovoltaico este no presenta gran relevancia en lo que concierne a la distorsión armónica total de corriente.

Tabla 3.15. Comparación entre niveles de TDD con y sin SGDA. Fuente: Propia.

Valores de TDD	SIN SGDA			CON SGDA			Incremento/Decremento		
	Línea A	Línea B	Línea C	Línea A	Línea B	Línea C	Línea A	Línea B	Línea C
TDD máx (%)	7.515	8.624	9.901	2.491	2.322	9.036	-66.85%	-73.08%	-8.74%

La Figura 3.40 muestra el comportamiento del factor de distorsión armónica total de corriente (THD) sin y con SGDA.

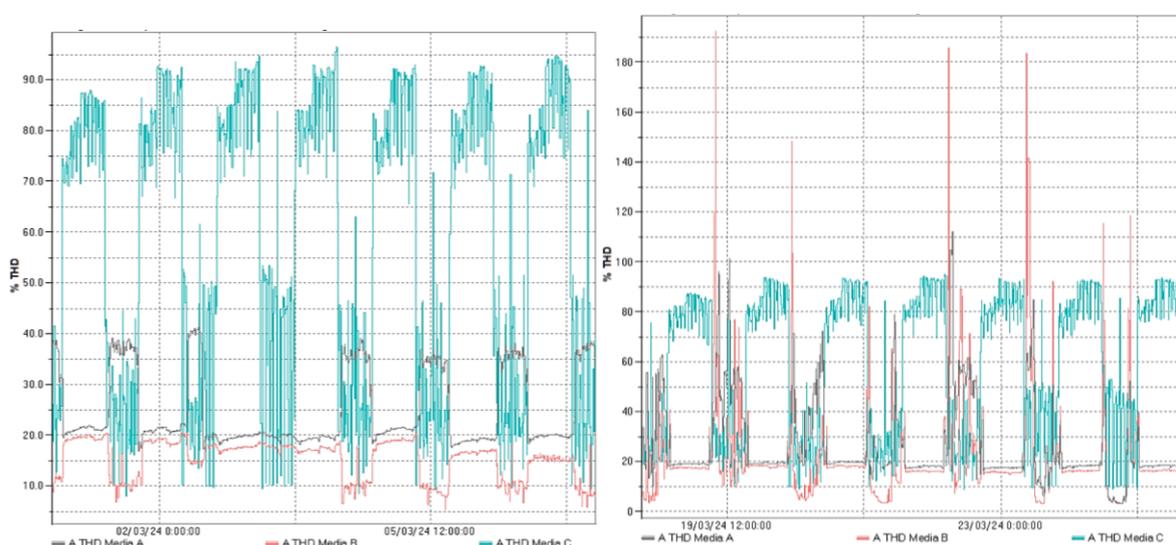


Figura 3.40: THD sin y con SGDA. Fuente: Propia.

- Factores de Distorsión Individuales de Corriente

Según la normativa, los armónicos impares menores al orden 11 deben ser inferiores al 12% mientras que para el intervalo entre $11 \leq h \leq 17$, deben ser inferiores al 5,5%, en cambio para los componentes armónicos pares los límites corresponden al 25% de los límites mencionados anteriormente.

Los valores medios y máximos de las componentes individuales de la distorsión armónica de corriente antes y después de la integración del SGDA se presenta en la Tabla 3.16. De acuerdo con los datos presentados se notan violaciones a los límites en las tres fases, antes y después de la incorporación del SGDA, sobre todo en el tercer armónico de la fase C, donde alcanza un valor máximo de 129.97%. Se puede evidenciar también que todos los

componentes armónicos máximos de corriente se incrementan luego de la inserción del SGDA.

Tabla 3.16. Comparación entre de armónicos de corriente. Fuente: Propia.

Componente	Factor de distorsión armónica individual de corriente %											
	ANTES DEL SGDA						DESPUÉS DEL SGDA					
	AN		BN		CN		AN		BN		CN	
	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx	Media	Máx
2	7.3	8.1	8.4	9.2	0.1	2.5	4.3	62.4	4.5	38.1	1.6	61.6
3	16.0	16.8	12.1	12.9	71.3	78.4	21.0	48.9	5.8	64.0	68.1	130.0
4	2.6	2.9	3.0	3.2	0.2	1.4	1.5	14.1	1.5	12.0	0.7	27.2
5	2.6	3.3	4.2	5.0	42.8	47.1	8.5	25.9	3.7	28.1	38.1	72.0
6	1.5	1.7	1.8	2.0	0.2	0.7	0.6	7.6	0.6	6.5	0.3	24.3
7	3.1	4.1	3.4	3.7	17.6	19.8	3.7	16.8	2.7	17.0	13.8	26.5
8	1.9	2.1	2.0	2.4	0.2	0.4	0.8	7.3	0.8	4.7	0.3	17.4
9	3.2	3.9	1.5	1.8	8.7	11.0	4.3	11.8	1.9	9.4	5.7	15.4
10	1.5	1.7	1.7	1.9	0.2	0.4	0.9	4.7	1.0	4.6	0.2	14.3
11	2.2	2.7	1.5	1.9	10.2	11.9	2.1	6.8	1.5	6.0	7.6	13.9
12	1.3	1.7	1.5	1.9	0.2	0.4	0.7	5.0	0.8	5.7	0.1	10.6
13	1.3	1.9	1.5	1.9	6.3	7.5	1.8	7.1	1.4	5.5	4.4	9.9
14	2.3	2.7	2.7	3.1	0.1	0.2	0.9	4.1	1.0	3.7	0.1	10.0
15	1.7	2.1	1.5	1.9	3.9	4.8	2.0	5.5	1.4	4.5	3.8	9.1

De acuerdo con (Wang et al., 2019), los armónicos de corriente producidos por el inversor se deben a la no linealidad causada por la modulación PWM. Además, un estudio realizado sobre un parque solar fotovoltaico en (Kurokawa & Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003), indica que el TDD de la corriente de salida del inversor es alta a niveles bajos de potencia de salida.

Por lo tanto, si bien el factor total de distorsión armónica de corriente se encuentra dentro de los límites establecidos por la regulación, los armónicos individuales se encuentran fuera del rango lo cual puede significar un riesgo para la calidad de la energía y el funcionamiento de los equipos conectados al sistema.

- Desequilibrio de Voltaje

En relación con el valor límite para el índice de desequilibrio de voltaje en un punto de medición la regulación estipula una tolerancia del 2% para todos los niveles de voltaje. Este criterio se cumple cuando el 95% o más de las mediciones realizadas por un periodo de al menos siete (7) días continuos, es inferior al límite especificado.

La Tabla 3.17 presenta los valores máximos, medios y mínimos relacionados al desequilibrio de voltaje previo y posterior a la operación del SGDA tomados por el equipo de calidad de energía durante el periodo de medición.

Tabla 3.17. Desbalances de voltaje. Fuente: Propia.

% V Desequilibrio					
SIN SGDA			CON SGDA		
Min	Medio	Max	Min	Medio	Max
0.29	0.53	0.80	0.36	0.57	0.81

La Figura 3.41 representa el desequilibrio de voltaje del cliente comercial antes de la incorporación del SGDA, se puede apreciar que se obtiene un valor mínimo del 0.29% y de un máximo del 0.80%, manteniéndose dentro de los términos establecidos por la regulación, si bien existen ciertas perturbaciones, éstas no significan inconvenientes en lo que respecta al desequilibrio que puedan afectar a la red.

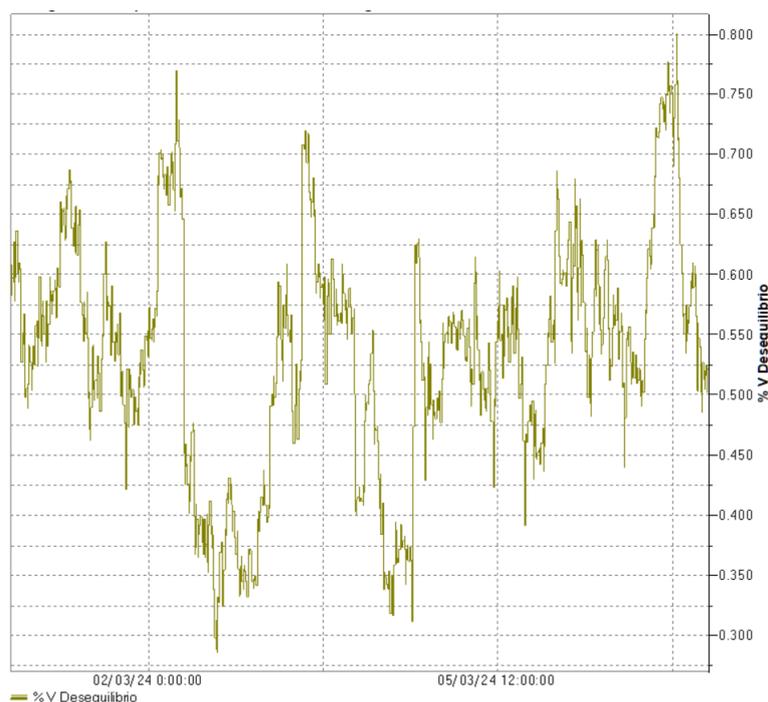


Figura 3.41: Desequilibrio de voltaje antes de SGDA. Fuente: Propia.

El desequilibrio de voltaje presente en la incorporación del SGDA del cliente comercial se muestra en la Figura 3.42, dando un valor mínimo del 0.36% y un máximo del 0.81%, manteniéndose dentro de los términos establecidos por la regulación.

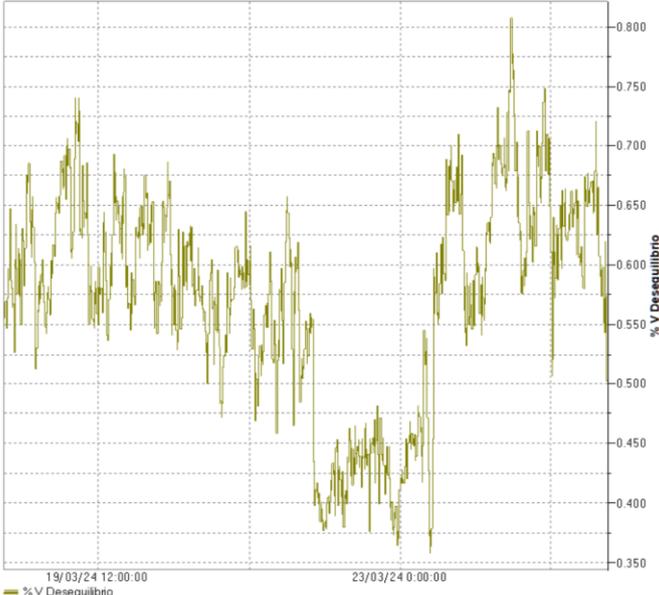


Figura 3.42: Desequilibrio de voltaje después de SGDA. Fuente: Propia.

CAPÍTULO 4

4. Simulación de los casos de estudio

4.1. OpensDSS para simulación de redes de distribución

OpenDSS es un software de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica, es de código abierto y distribuido por Electric Power Research, como una plataforma de colaboración para el desarrollo de proyectos de investigación de redes inteligentes (Electric Power Research Institute (EPRI), 2024).

Algunos usos del programa son:

- Análisis y planificación de sistemas de distribución
- Simulación de la interconexión de recursos distribuidos
- Análisis armónico
- Flujos de potencia
- Estudios de cortocircuitos
- Estudios dinámicos

El software presenta una interfaz gráfica sencilla y el modelamiento se lleva a cabo mediante líneas de código que deben ser compiladas. Además, permite modelar las redes de distribución con gran precisión y realizar los cálculos durante un período de tiempo arbitrario utilizando un tamaño de paso de tiempo variable (Martinez-Velasco & Guerra, 2016).

4.2. Creación de los casos de estudio en OpenDSS

4.2.1. Cliente residencial (Solano-Deleg)

La simulación del caso de estudio del cliente residencial contempla la modelación de la red de bajo voltaje proveniente del transformador 1021. El diagrama unifilar completo se presenta en el Anexo G. El PCC se da en el usuario 31, como se indica en la Figura 4.1.

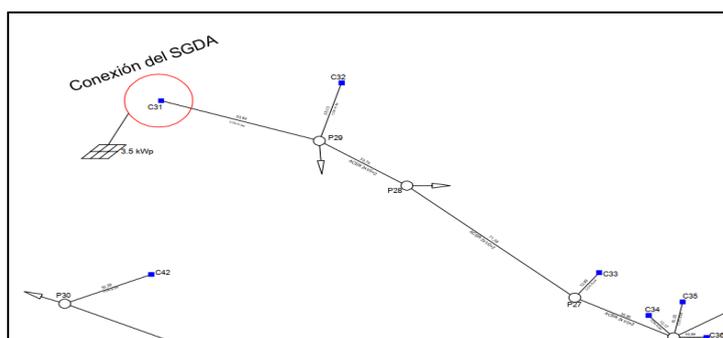


Figura 4.1: Punto de conexión del SFV en la red de baja tensión. Fuente: Propia.

- Definición del circuito

Para empezar, se define un nuevo circuito en OpenDSS, denominado "SIMULACION SOLANO". Se configura el valor de voltaje monofásico del alimentador, el número de fases y se asigna una barra como referencia de la fuente con la siguiente línea de código:

```
New Circuit.SIMULACION SOLANO basekv=12.7 pu=1.0 phases=1 bus1=sourcebus
```

Es necesario obtener un equivalente de la red de distribución aguas arriba para tener resultados acorde a la realidad. Esto se realiza mediante la aplicación de un cortocircuito monofásico a tierra en el lado de media tensión del transformador 1021 con uso del software CYME, como se indica en la Figura 4.2.

LLL	LLG	LL	LG	LG min
0	0	0	739	739
	8,6616	14,8554	8,6616	14,8554

Figura 4.2: Cortocircuito Monofásico a Tierra. Fuente: Propia.

Los resultados indican una corriente de cortocircuito monofásica de 739 A. Las resistencias y reactancias, tanto para la secuencia cero como para la positiva, son de 8.6616 Ω y 14.8554 Ω , respectivamente.

La potencia aparente de cortocircuito en este caso se calcula como:

$$S_{1\phi} = I_{cc} \times V_{f-n}$$

Donde V_{f-n} corresponde a la tensión de fase en el lado de alta tensión (12.7 kV).

De esta manera, la potencia de cortocircuito resultante es: $S_{1\phi} = 739 * 12.7 = 9.385 MVA$

Estos datos se insertan en OpenDSS por medio del siguiente pseudocódigo:

```
New Vsource.MySource bus1=sourcebus phases=1 pu=1.0 basekv=12.7 angle=0 frequency=60
~ MVAAsc1=9.385 // Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
~ r0=8.6616 // Reactancia de secuencia cero en ohmios
~ x0=14.8554 // Resistencia de secuencia cero en ohmios
~ r1=8.6616 // Reactancia de secuencia positiva en ohmios
~ x1=14.8554 // Resistencia de secuencia positiva en ohmios
```

- Definición del Transformador Monofásico

El transformador monofásico de 10kVA, con relación de transformación 22/0.24 kV, se modela por medio de un transformador de tres devanados, con valores nominales de 12.7kV en el primario, mientras el secundario y terciario con 120V. Esto se realiza con el fin de simular de mejor manera cada una de las líneas de la red monofásica a tres conductores (Cárdenas Cobos & Jaramillo León, 2017). El valor de reactancia y resistencia se fija de acuerdo con pruebas realizadas a un transformador de similares características.

```
// Definir el transformador monofásico con toma central y tres devanados
new Transformer.Trafo phases=1 windings=3 Xhl=1.5
~ wdg=1 bus=sourcebus kv=12.7 kVA=10 %r=0.5
~ wdg=2 bus=lvbus_A kv=0.120 kVA=10 %r=0.5
~ wdg=3 bus=lvbus_B kv=0.120 kVA=10 %r=0.5
```

- Definición de Conductores

La siguiente etapa consiste en definir las características de los conductores de la red de bajo voltaje mediante el comando 'New Linecode'. Es necesario asignar el nombre correspondiente, seguido del número de fases, la unidad de longitud, frecuencia, la resistencia y reactancia por unidad de longitud de acuerdo al calibre y tipo de conductor.

Por ejemplo, en la siguiente línea de código se muestra la definición de una red compuesta por conductores ACSR 1/0:

```
New Linecode.ACSR1/0_2 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=0.654 x1=0.430
```

El proceso es similar para los diferentes tipos de conductores. Los valores de reactancia y resistencia para cada conductor se encuentran en el Anexo N.

- Definición de Barras y Líneas

Para simular de mejor manera la red, se considera cada poste y punto de conexión de las cargas como barras. Por ejemplo, la línea que conecta la barra de bajo voltaje del transformador con el poste P1, a una distancia de 0.07531 km, con conductor ACSR 4 para las líneas y el neutro, se define mediante:

New Line.T_P1 bus1=lvbus bus2=P1 length=0.07531 linecode=ACSR4_4

Y, de la misma manera la carga C5 que se conecta al poste P1.

New Line.A5 bus1=P1 bus2=user5 length=0.02423 linecode=MUL2X6

- Definición de las Cargas

El siguiente paso consiste en definir las cargas, que representan los usuarios conectados a la red. Para ello se parte en primer lugar de la asignación de un perfil de carga para cada usuario. El perfil de carga se obtuvo a partir de datos de medición los cuales fueron realizados sobre el transformador 969, ubicado en el sector de Dubliay del cantón Deleg (-2.77031, -78.93187 Grados). Estos datos se normalizaron de acuerdo con el nivel de estratificación de clientes correspondiente, el cual corresponde a un estrato tipo D20, con potencia promedio de 65.94 kVA (/90) como se indica en la Figura 4.3. De esta manera se obtuvo el perfil de carga de la Figura 4.4 para un día normal y el de la Figura 4.5 para un fin de semana.

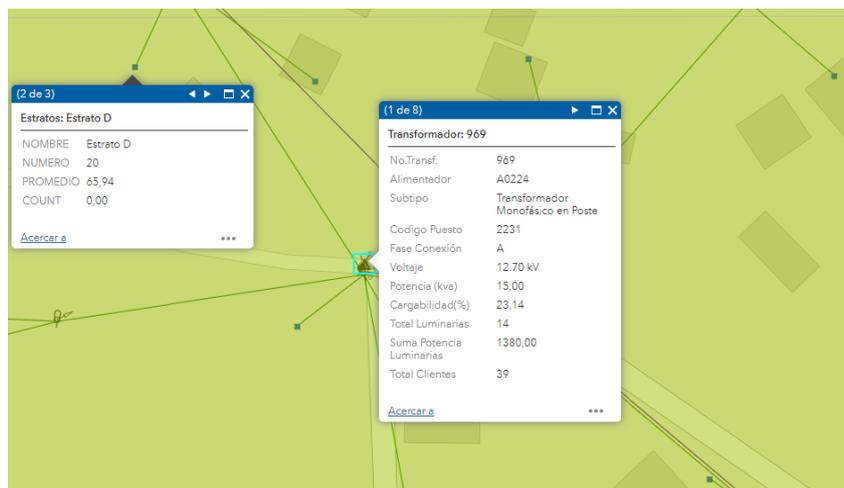


Figura 4.3: Estratos del Transformador 969. Fuente: Propia.

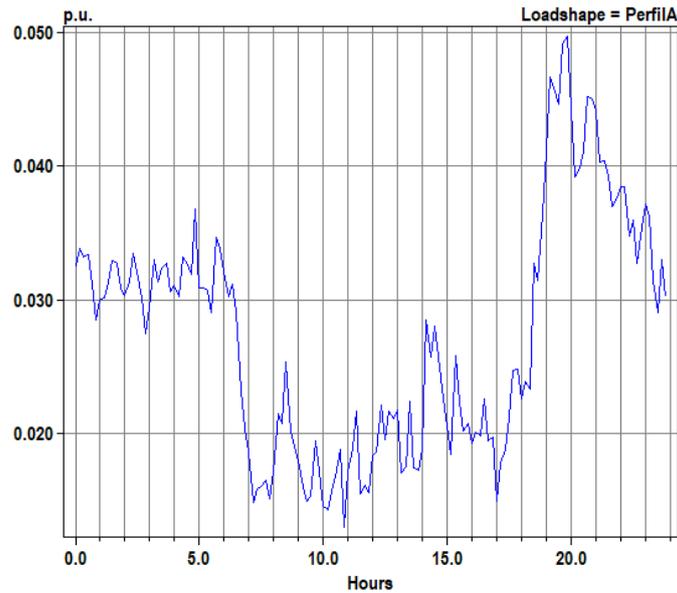


Figura 4.4: Perfil de carga día ordinario. Fuente: Propia.

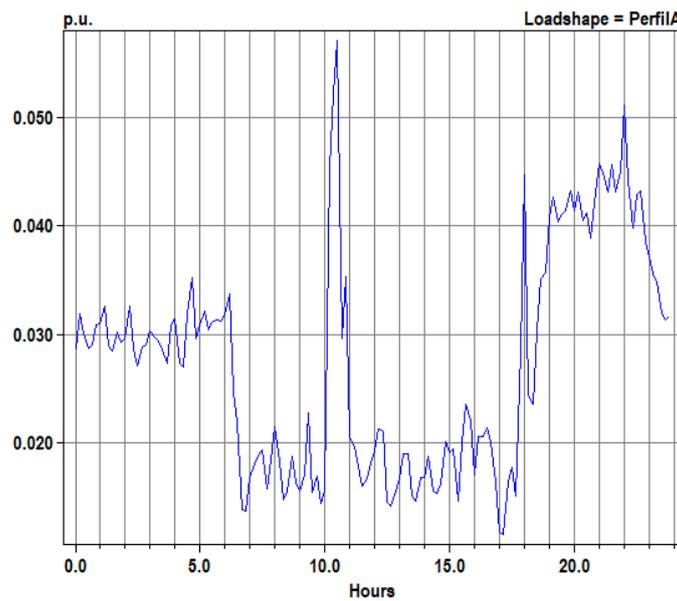


Figura 4.5: Perfil de carga para un fin de semana. Fuente: Propia.

Los perfiles de carga se importan desde un archivo .csv a OpenDSS mediante los siguientes comandos:

```
New Loadshape.PerfilA npts=144 interval=0.1667 mult=(file=curvaP1.csv) // Día normal
New Loadshape.PerfilB npts=144 interval=0.1667 mult=(file=curvaP2.csv) // Fin de semana
```

El número de puntos corresponde a las 144 mediciones realizadas durante las 24 horas del día con un intervalo de 10 minutos (0.1667 h).

Las cargas del sistema se especifican de la siguiente manera:

```
New Load.User1 phases=1 bus1=user5 kv=0.220 kw=12.366 pf=0.9 daily=PerfilA
```

De esta manera se puede especificar a que barra se encuentra conectada, el voltaje, la potencia instalada de acuerdo con los estratos correspondientes al Anexo H y el respectivo perfil de carga. Cabe indicar que para cargas que se alimentan de la red monofásica a tres hilos se asigna el código descrito anteriormente, mientras que para aquellas que se alimentan de una fase y un neutro (120V), se utiliza el siguiente código:

```
New Load.User1 phases=1 bus1=user1.1.0 kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=PerfilA
```

- Definición del Sistema Fotovoltaico

Se define el sistema fotovoltaico monofásico de 3.5kW, conectado en el bus 'user31'. Para definir de mejor manera este sistema, se han establecido dos SFV de 1.75kW conectados a cada una de las líneas, respectivamente, especificando las curvas de potencia versus temperatura del panel, así como las curvas de eficiencia versus potencia del inversor. Las gráficas correspondientes a la hoja de datos de estos elementos se muestran en el Anexo J. Además, para una mejor caracterización del SGDA en el punto de conexión, se obtuvo datos de irradiancia y temperatura de la página renewables.ninja utilizada ampliamente para la evaluación de emplazamientos con fuentes de energía renovable, incluyendo generación distribuida (Baumgartner et al., 2019).

- Ejecución y Monitoreo de la Simulación

Para obtener información sobre las diferentes variables del sistema en un punto específico se utilizan monitores:

```
New Monitor.PV1Monitor element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

Es importante ajustar el valor de 'mode' de acuerdo con los diferentes parámetros que se pretende monitorear.

La simulación se ejecuta con uso de los comandos 'calcv', 'solve'. Mientras que los modos de solución se especifican de la siguiente manera:

```
solve mode=daily stepsize=10m number=144
```

Para el caso de una simulación diaria con un intervalo de 10 minutos.

Otros modos de simulación contemplan el análisis armónico:

```
solve mode=harmonics harmonics=[1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31]
```

Para observar las gráficas o exportar los resultados se utilizan los códigos:

```
Export monitors
Plot monitor object=PV1Monitor channel=1
```

El pseudocódigo completo implementado en OpenDSS para este caso de estudio se presenta en el Anexo L.

4.2.2. Cliente comercial “Banco del Austro” Azogues.

Para la simulación del caso de estudio del cliente comercial “Banco del Austro”, se considera el diagrama unifilar de la Figura 4.6.

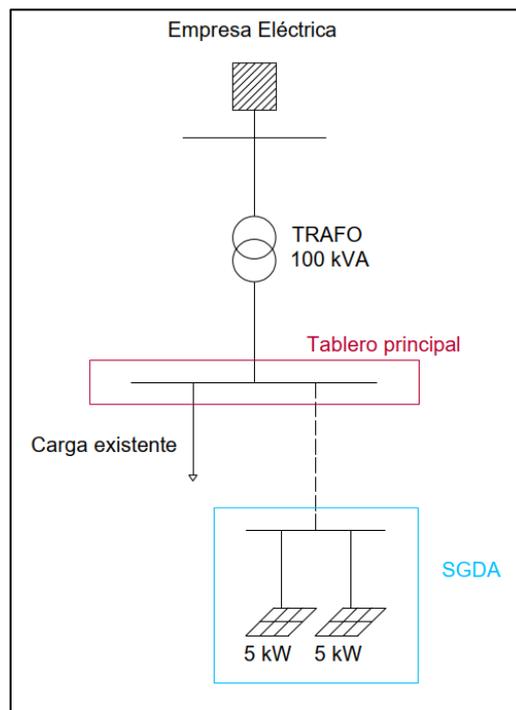


Figura 4.6: Diagrama Unifilar Cliente Comercial. Fuente: Propia.

- Definición del circuito

Se define un nuevo circuito en OpenDSS, denominado "SIMULACION_B_AUSTRO". Se configura el valor de voltaje trifásico del alimentador, el número de fases y se asigna un bus como referencia de la fuente con la siguiente línea de código:

New Circuit.SIMULACION_B_AUSTRO basekv=22 pu=1.0 phases=3 bus1=sourcebus.1.2.3

Es necesario obtener un equivalente de la red de distribución aguas arriba para tener resultados acorde a la realidad. Esto se realiza mediante la aplicación de un cortocircuito trifásico y monofásico a tierra en el lado de media tensión del transformador P2394 con uso del software CYME, como se indica en la Figura 4.7.

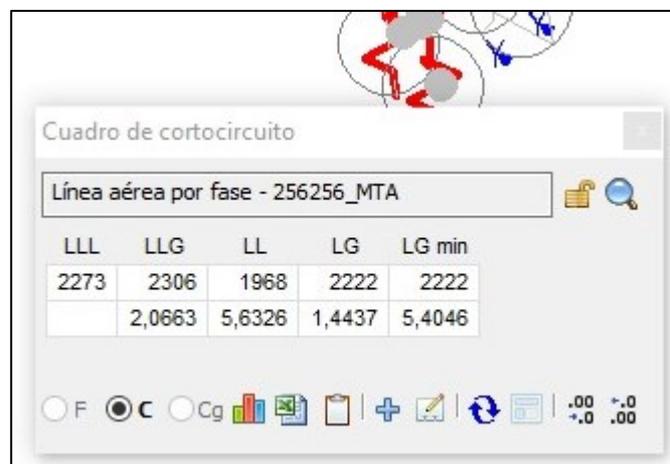


Figura 4.7: Cortocircuito Trifásico y Monofásico. Fuente: Propia.

Los resultados indican una corriente de cortocircuito monofásica de 2222 A y una corriente trifásica de 2273 A. Las resistencias y reactancias para las diferentes secuencias son las siguientes:

Secuencia Cero:

$$R_0 = 2.0663 \Omega$$

$$X_0 = 5.6326 \Omega$$

Secuencia Positiva:

$$R_1 = 1.4437 \Omega$$

$$X_1 = 5.4046 \Omega$$

La potencia aparente de cortocircuito trifásica es:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times V_{f-f}$$

Donde V_{f-f} corresponde a la tensión de línea en el lado de media tensión (22 kV).

De esta manera se obtiene: $S_{3\phi} = \sqrt{3} \times 2273 \times 22 = 86.612 \text{ MVA}$

Por otra parte, la potencia aparente de cortocircuito monofásica es: $S_{1\phi} = 2222 \times 12.7 = 28.219 \text{ MVA}$

Estos datos se insertan en OpenDSS por medio del siguiente pseudocódigo:

```
New Vsource.MySource bus1=sourcebus phases=3 pu=1.0 basekv=22 angle=0 frequency=60
~ MVA3=86.612 // Potencia de cortocircuito trifásico en MVA
~ MVA1=28.219 // Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
~ r0=2.0663 // Reactancia de secuencia cero en ohmios
~ x0=5.6326 // Resistencia de secuencia cero en ohmios
~ r1=1.4437 // Reactancia de secuencia positiva en ohmios
~ x1=5.4046 // Resistencia de secuencia positiva en ohmios
```

- Definición del Transformador Trifásico

El transformador trifásico de 100kVA, con una relación de transformación 22/0.22 kV, reactancia de 3.5 %, se define de la siguiente manera:

```
New Transformer.Xfmr phases=3 windings=2 Xhl=3.5
~ wdg=1 bus=sourcebus.1.2.3 conn=delta kv=22 kva=100
~ wdg=2 bus=secondary.1.2.3.0 conn=wye kv=0.22 kva=100
```

La numeración '1.2.3.0' indica una red trifásica con cuatro conductores (3F4C) en el lado de baja tensión, representando las fasea A, B, C y el neutro, respectivamente.

- Definición de las Cargas

Para definir las cargas, se asigna un perfil de carga monofásico a cada una de las fases. Este perfil se obtiene a partir de las mediciones realizadas entre las fechas 29/02/2024 - 12/03/2024, antes de la incorporación del sistema fotovoltaico, como se puede observar en la Figura 4.8.

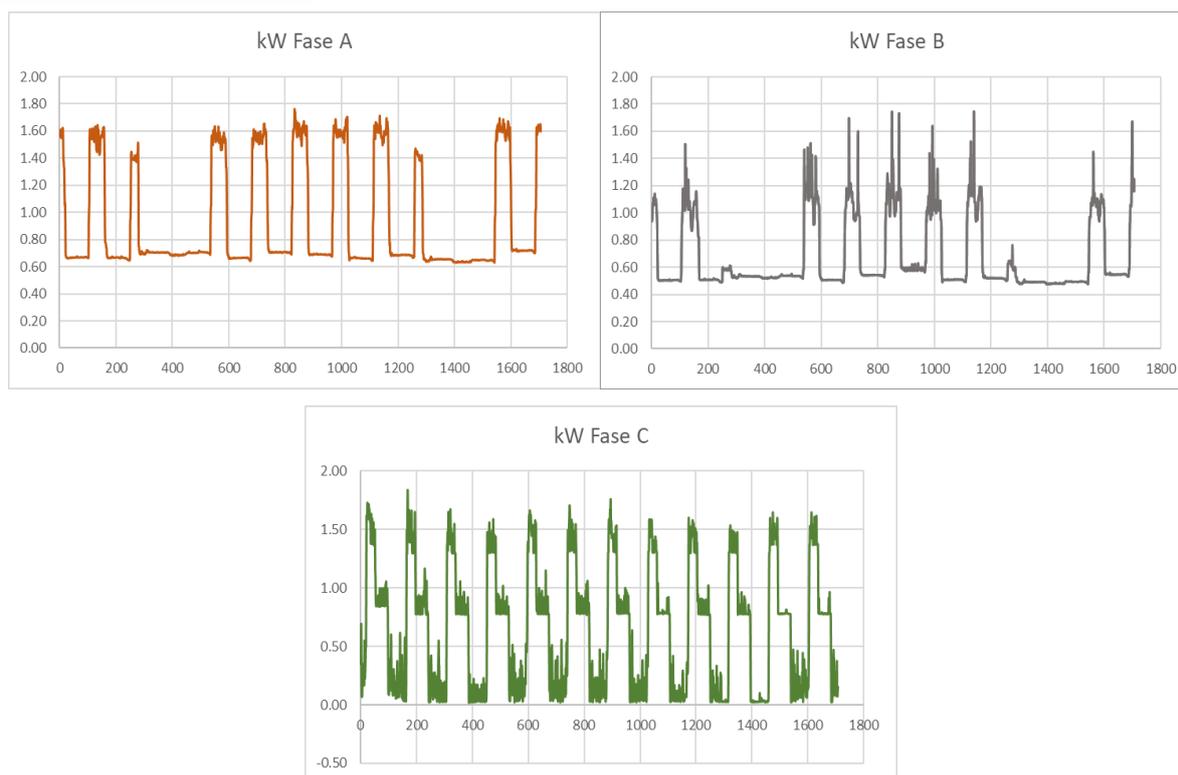


Figura 4.8: Perfiles de carga por fase. Fuente: Propia.

Las cargas por fase muestran un comportamiento similar de forma semanal, por lo que la caracterización de cada una se realizó en el período comprendido entre el 04/03/2024 a las 00:00:00 y el 10/03/2024 a las 23:50:00, con un total de 1008 registros de datos.

Los perfiles de carga se importan desde un archivo .csv a OpenDSS mediante los siguientes comandos:

```
New Loadshape.LoadshapeA npts=1008 interval=0.1667 mult=(file=FaseA.csv)
New Loadshape.LoadshapeB npts=1008 interval=0.1667 mult=(file=FaseB.csv)
New Loadshape.LoadshapeC npts=1008 interval=0.1667 mult=(file=FaseC.csv)
```

Las cargas del sistema, para cada una de las fases se especifican mediante:

```
New Load.A phases=1 bus1=secondary.1.0 kV=0.127 kW=1 pf=0.93 daily=LoadshapeA
New Load.B phases=1 bus1=secondary.2.0 kV=0.127 kW=1 pf=0.89 daily=LoadshapeB
New Load.C phases=1 bus1=secondary.3.0 kV=0.127 kW=1 pf=0.57 daily=LoadshapeC
```

En este código se detalla la fase la cual se conecta la carga, el voltaje fase-neutro, la potencia promedio (1 debido a que se toman los datos reales de medición), factor de potencia obtenido de la medición y el respectivo perfil de carga.

- Definición del Sistema Fotovoltaico

Se define el sistema fotovoltaico de 10kWp conformado por dos inversores monofásicos, los cuales se conectan a las fases A y B del lado de baja tensión del transformador, además especifica las curvas de potencia versus temperatura del panel, así como las curvas de eficiencia versus potencia del inversor. Las gráficas correspondientes a la hoja de datos de estos elementos se muestran en el Anexo I y Anexo J. Además, se obtuvo datos de irradiancia y temperatura de la página renewables.ninja. en el punto de conexión para una mejor caracterización del SGDA. El pseudocódigo para este procedimiento se indica a continuación:

```
// Definir el sistema fotovoltaico de 10 kW
New PVSystem.PV1 phases=2 bus1=secondary.1.2 kV=0.220 kVA=10 irrads=1 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
New Monitor.PV1Monitor element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

// Curvas de eficiencia y potencia vs temperatura para el sistema fotovoltaico
New XYCurve.MyPvsT npts=4 Xarray=[65, 45, 25, 5] Yarray=[0.8, 0.865, 0.92, 1.012]
New XYCurve.MyEff npts=8 Xarray=[0.05, 0.1, 0.2, 0.25, 0.30, 0.50, 0.75, 1] Yarray=[0.928, 0.957, 0.967, 0.968, 0.97,
0.968, 0.967, 0.961]

// Curvas de irradiancia y temperatura para 24 horas
New Loadshape.MyIrrad npts=144 interval=0.1667 mult=(file=irradiancia.csv)
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[9.561, 9.183, 8.808, 8.526, 8.482, 8.623, 9.694, 12.265, 14.289,
16.238, 17.684, 18.744, 19.424, 19.764, 19.501, 18.666, 17.428, 15.734, 13.613, 12.694, 12.196, 11.728, 11.333,
11.024]

// Asignar las curvas de eficiencia y temperatura al sistema fotovoltaico
Edit PVSystem.PV1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

- Ejecución y Monitoreo de la Simulación

Para obtener información sobre las diferentes variables del sistema en un punto específico se utilizan monitores:

```
New Monitor.PV1Monitor element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

Es importante ajustar el valor de 'mode' de acuerdo con los diferentes parámetros que se pretende monitorear.

La simulación se ejecuta con uso de los comandos 'calcv', 'solve'. Mientras que los modos de solución se especifican de la siguiente manera, para una simulación diaria con un intervalo de 10 minutos.

```
solve mode=daily stepsize=10m number=144
```

Otros modos de simulación contemplan el análisis armónico:

```
solve mode=harmonics harmonics=[1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31]
```

Para observar las gráficas o exportar los resultados se utilizan los códigos:

```
Export monitors  
Plot monitor object=PV1Monitor channel=1
```

El pseudocódigo completo implementado en OpenDSS para este caso de estudio se presenta en el Anexo M.

4.3. Simulación y análisis de resultados

La simulación de cada uno de los casos de estudios se realiza considerando diferentes escenarios de interés por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., con el fin de obtener resultados que permitan evaluar el impacto de la incorporación de generación distribuida en las redes de distribución sujetas a análisis.

4.3.1. Caso Cliente Residencial

El análisis del caso de estudio correspondiente al cliente residencial se realiza por medio de simulaciones en tres escenarios específicos: el primero en ausencia del SGDA, el segundo con la incorporación del SGDA en el nodo C31, el tercero con la inserción de un SGDA y sistemas de almacenamiento de energía en el punto con mayor caída de voltaje. Todo ello para el perfil de carga correspondiente a un día ordinario (lunes-viernes), como para un fin de semana.

- Análisis sin la incorporación del SGDA

Usando el perfil de carga de un día ordinario

La Figura 4.9 muestra el perfil de voltaje inicial de la red antes de la incorporación de generación distribuida. Los valores oscilan entre 116 y 119 V para la línea A, mientras que para la línea B los valores fluctúan entre 113 y 116 V. De acuerdo con la regulación ARCERNR 002/20, estos valores se encuentran dentro de los límites máximos permisibles.

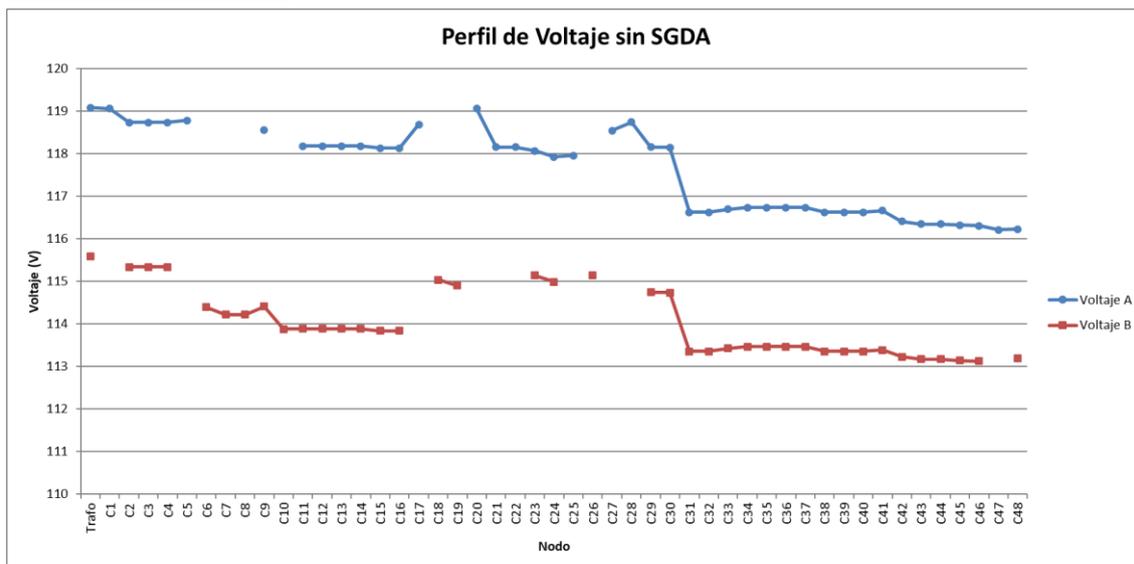


Figura 4.9: Perfil de Voltaje sin SGDA. Fuente: Propia.

En la Tabla 4.1 se resumen los valores máximos, mínimos y medios de voltaje en las cargas del sistema. El valor mínimo se registra en la línea B con 113.127 V. Mientras que el valor máximo sucede en la línea A con 119.086 V. Además, los valores promedio de voltaje son 117.61 y 114.02. para las líneas A y B, respectivamente.

Tabla 4.1. Valores de voltaje en cargas. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B
MAX	119.086	115.585
MIN	116.215	113.127
PROM	117.616	114.028

Los valores de potencia vistos desde lado de baja del transformador se ilustran en la Figura 4.10 y Figura 4.11, tanto para las potencias por línea como para la potencia total. Cabe indicar la convención de signos que maneja OpenDSS en cuanto a flujos de potencia: cuando el flujo de potencia va desde el transformador a la carga, se representa con un signo negativo, mientras que el flujo en sentido contrario es positivo. Al no estar incorporado el SGDA, la corriente fluye únicamente desde el transformador hacia la carga.

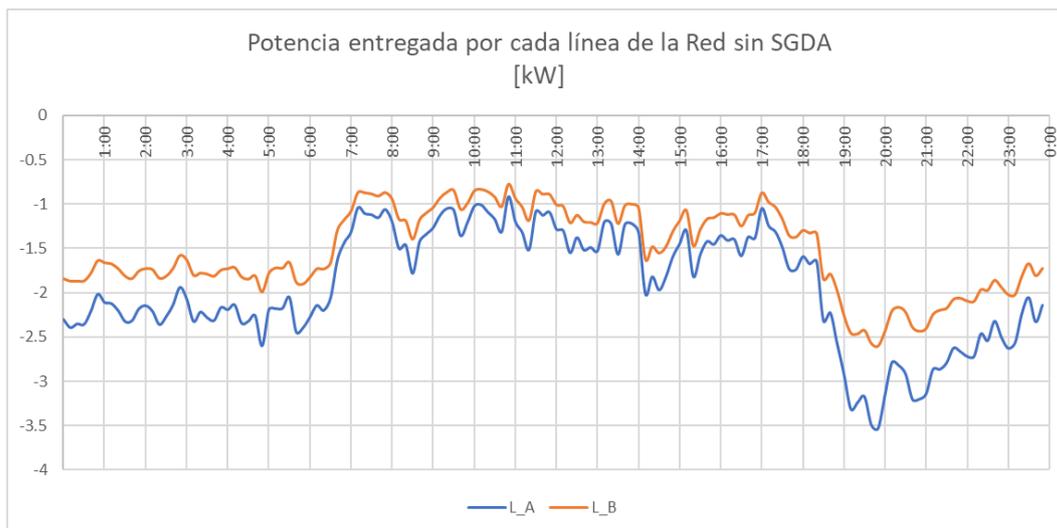


Figura 4.10: Potencia por línea entregada por el transformador en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

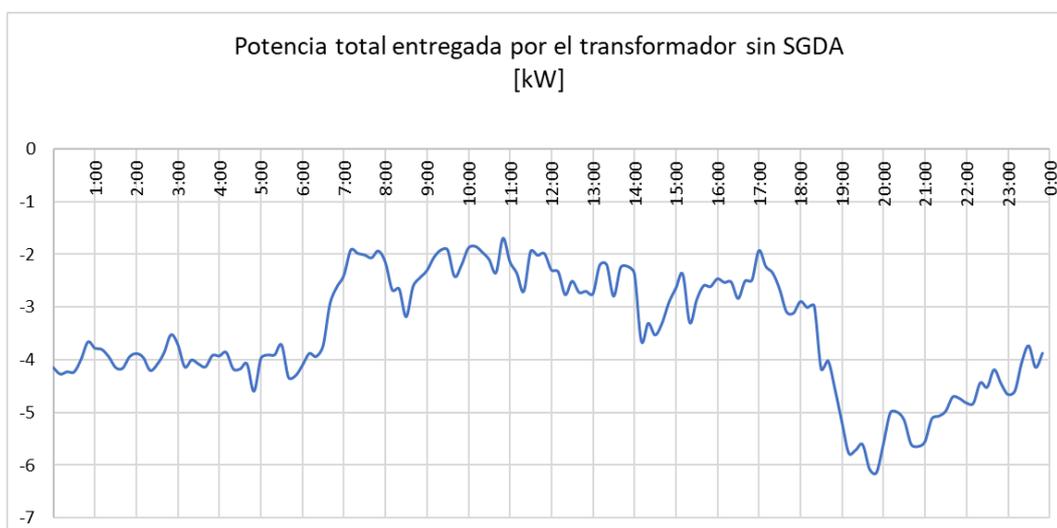


Figura 4.11: Potencia total entregada por el transformador en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

En la Tabla 4.2, se presentan los valores máximos, mínimos y promedios de demanda, tanto por línea como la total. Los resultados indican una demanda máxima de la red de 6.129 kW, la cual sucede a las 7:50 PM.

Tabla 4.2. Potencia demandada por fase y trifásica. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B	TOTAL
Pmáx (kW)	3.531	2.597	6.129
Pmín (kW)	0.919	0.770	1.689
Pprom (kW)	1.932	1.520	3.453

- Niveles de voltaje

El voltaje en el lado de baja del transformador se presenta en la Figura 4.12 los valores para la fase A tienden a ser constantes en el tiempo, con variaciones entre 118 y 120 V. No así en la línea B, donde los valores fluctúan entre 113 y 118 V. No obstante, estos niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites de la regulación.

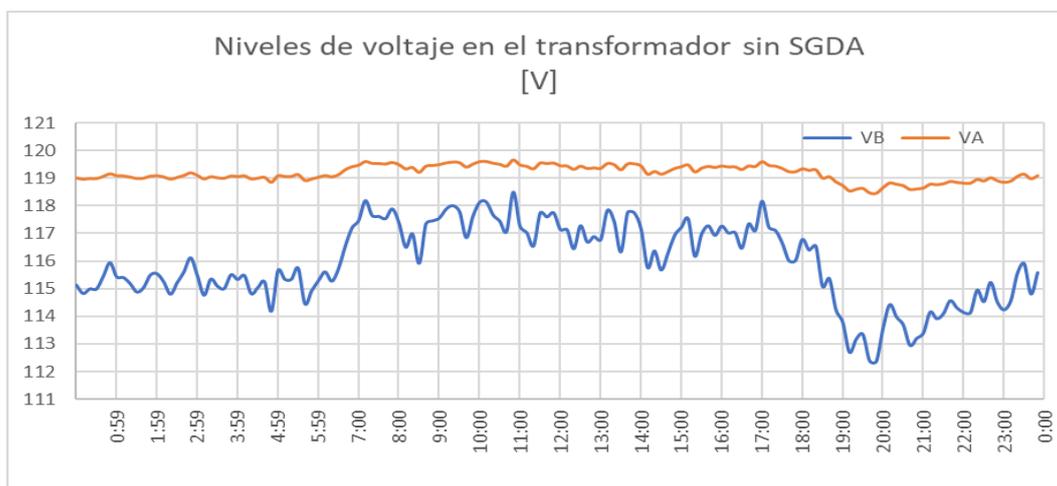


Figura 4.12: Niveles de voltaje en el transformador sin SGDA. Fuente: Propia.

El análisis para este escenario se centra en la carga C31, que corresponde al punto donde se incorporará el SGDA. Una vez realizada la simulación, en la Figura 4.13 se observa la curva de voltaje a lo largo del día. Los valores se encuentran en el rango entre 108 y 119 V, produciéndose el menor valor en las horas pico de demanda entre las 19 y 20 horas. No obstante, el resto de tiempo del análisis permanece dentro de los límites establecidos en la regulación. Además, el valor promedio de voltaje para la línea A es 116.949 V, mientras que para la línea B es 113.950 V.

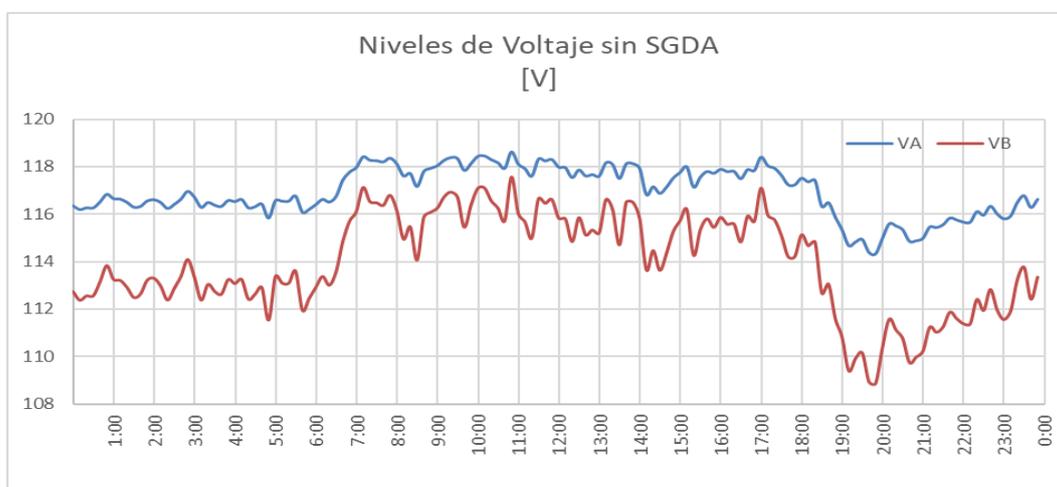


Figura 4.13: Niveles de voltaje por línea en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.3. Valores de voltaje por línea sin SGDA. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	118.61	117.571
V_{mín} (V)	114.35	108.876
V_{prom} (V)	116.9497	113.9507

- **Flicker**

La variación del flicker de corta duración a lo largo del periodo de análisis se ilustra en la Figura 4.14, se puede notar valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.209% en la línea B a las 17:00 horas aproximadamente.

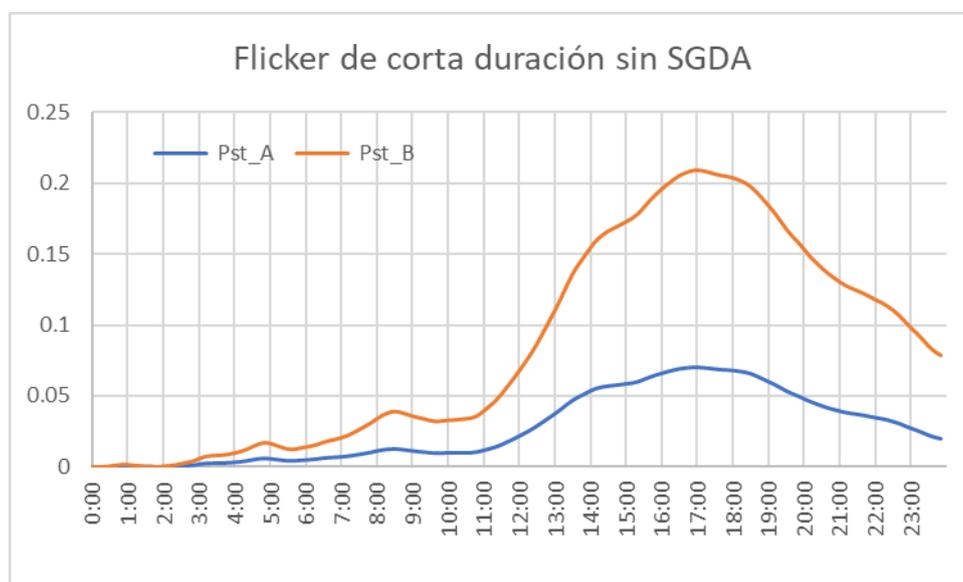


Figura 4.14: Variación del flicker de corta duración sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.4. Valores máximos, mínimos y medios de flicker. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B
Pst máx (%)	0.069	0.209
Pst mín (%)	0	0
Pst prom (%)	0.027	0.084

- **Armónicos de Voltaje**

Los armónicos individuales de voltaje se ilustran en la Figura 4.15. Se puede notar que el valor más alto es el quinto armónico de la fase C. La Tabla 4.5 presenta el promedio del factor de distorsión armónica total de voltaje por fase para el análisis realizado.

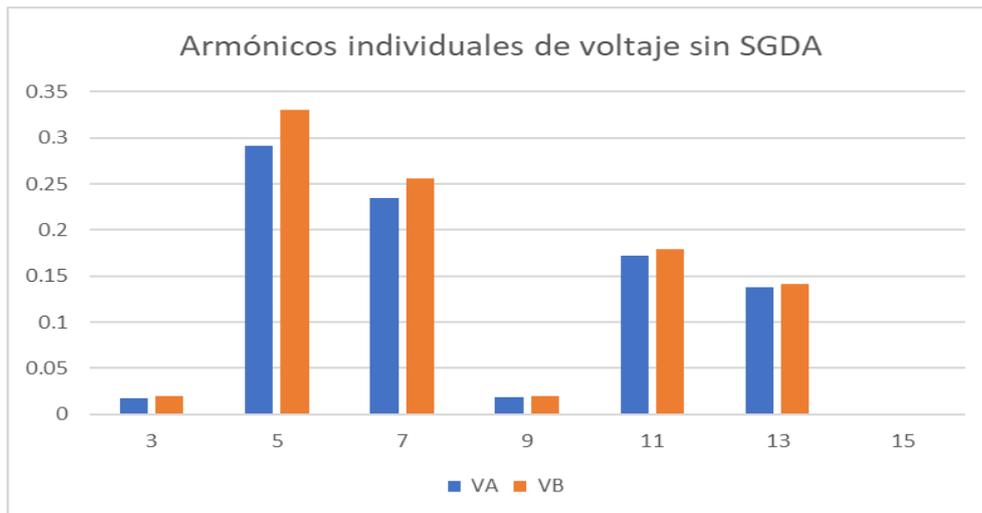


Figura 4.15: Armónicos individuales de voltaje en ausencia de GD. Fuente: Propia.

Tabla 4.5. Valores de THD de voltaje por fase. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B
THD (%)	0.373	0.421

Por lo tanto, los armónicos individuales de voltaje, como el factor total de distorsión armónica cumplen con los requerimientos de la regulación vigente.

- Armónicos de Corriente

Los armónicos individuales de corriente se presentan en la Figura 4.16. Se puede notar que el valor más alto es el quinto armónico de la fase C. La Tabla 4.6 presenta el promedio del factor de distorsión armónica total de corriente por fase para el análisis realizado.

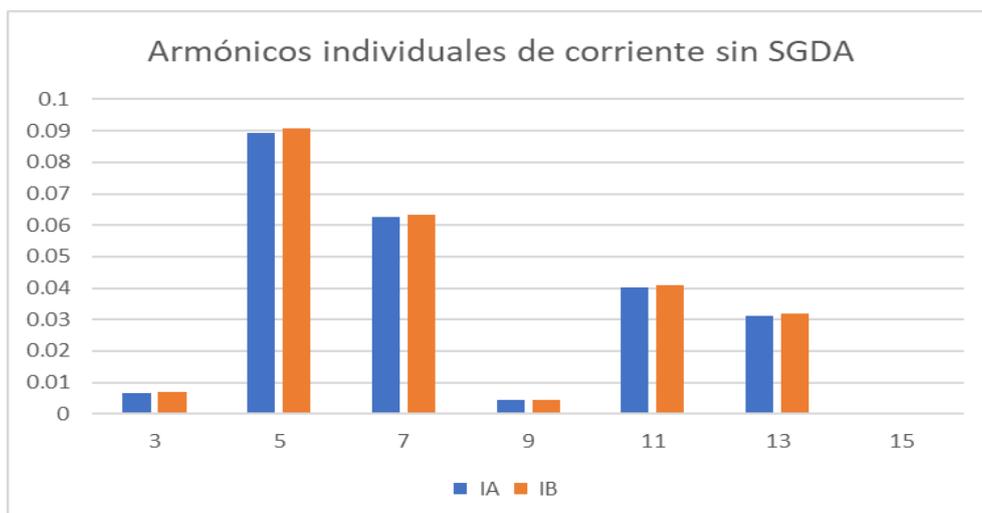


Figura 4.16: Armónicos individuales de corriente en ausencia de GD. Fuente: Propia.

Tabla 4.6. Valores de TDD de corriente por fase. Fuente: Propia.

	A	B	C
TDD (%)	16.910	16.385	16.910

De acuerdo con la normativa vigente se puede observar que en cuanto a armónicos se cumple con los requerimientos establecidos, no así en TDD, ya que se supera el límite del 12% establecido.

Usando el perfil de carga de un fin de semana

Al usar el perfil de carga para un fin de semana, se obtiene la Figura 4.17, donde se visualizan los voltajes para cada una de las cargas. Los valores fluctúan entre 112.7 y 119V, similar al caso de un día ordinario, por lo que en este caso también se cumple con la regulación.

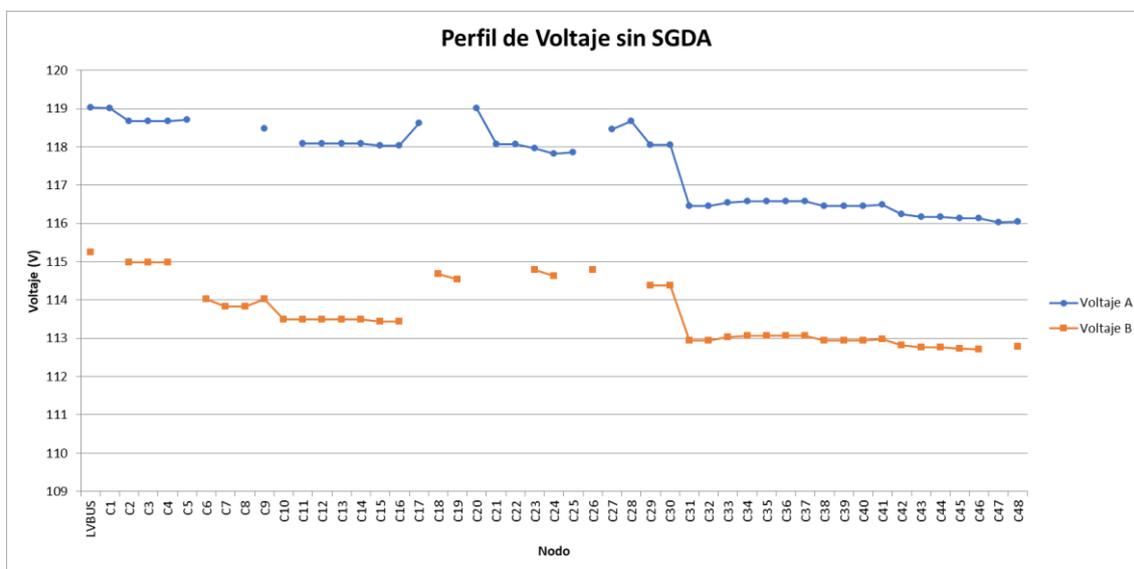


Figura 4.17: Perfil de voltaje sin SGDA. Fuente: Propia. Fuente: Propia.

Los valores de potencia vistos por el transformador se ilustran en la Figura 4.18 y Figura 4.19, tanto para las potencias por línea como para la potencia total. Se puede notar, a diferencia de un día ordinario, la demanda máxima sucede aproximadamente a las 10:30 AM, mientras que en la noche sucede otro pico a las 22:00 horas.

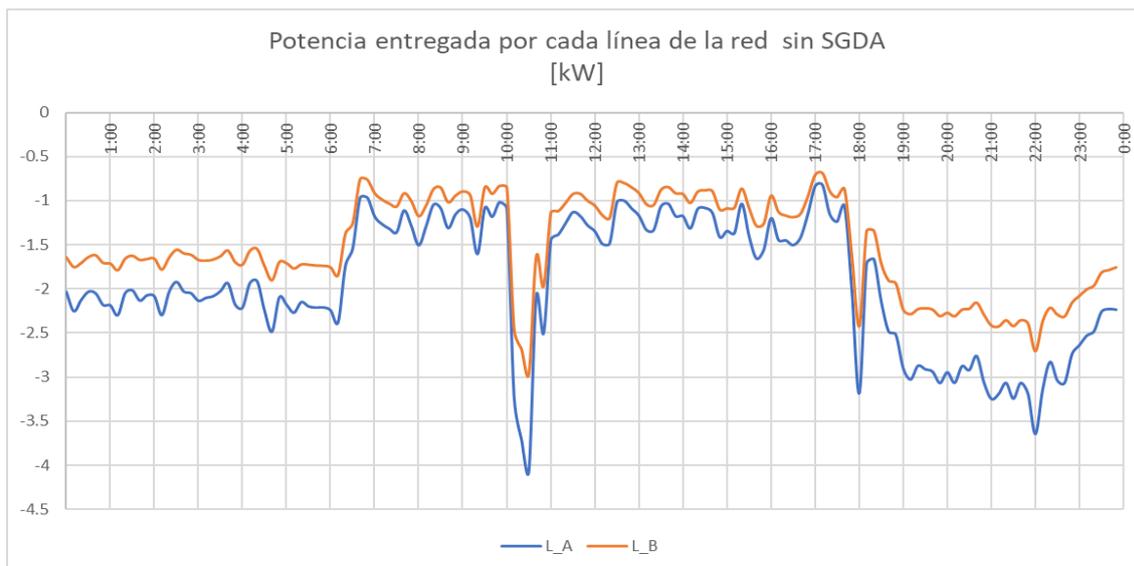


Figura 4.18: Potencia por línea entregada por el transformador en ausencia del SGDA para un fin de semana. Fuente: Propia.

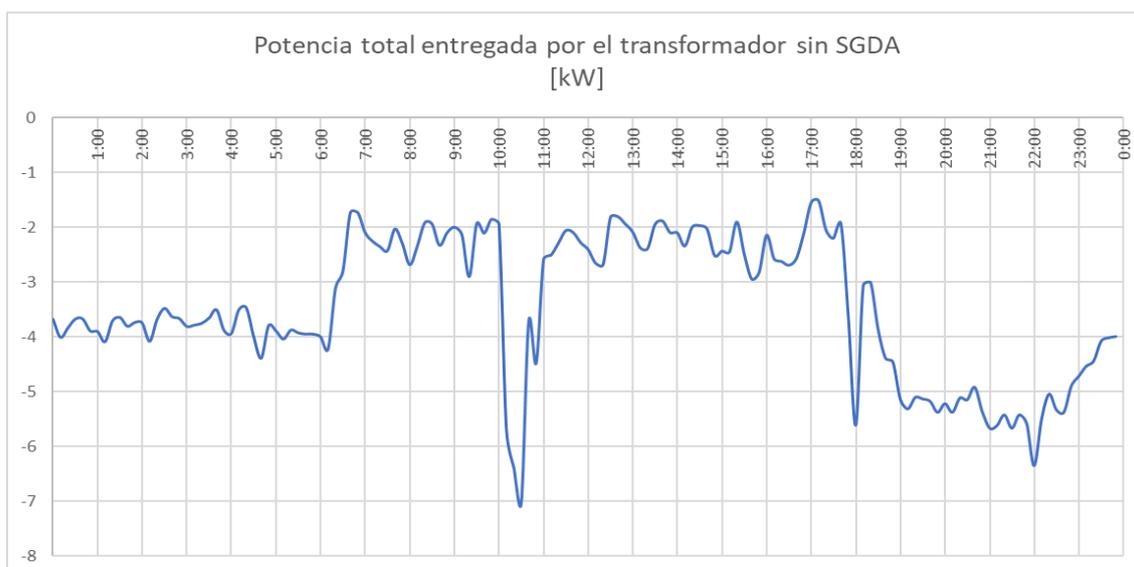


Figura 4.19: Potencia total entregada por el transformador en ausencia del SGDA para un fin de semana. Fuente: Propia.

En la Tabla 4.7, se presentan los valores máximos, mínimos y promedios de demanda, tanto por línea como la total. Los resultados indican una demanda máxima de la red de 7.028 kW

Tabla 4.7. Potencia demandada por fase y trifásica. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B	TOTAL
Pmáx (kW)	4.065	2.963	7.028
Pmín (kW)	0.822	0.687	1.509
Pprom (kW)	1.938	1.516	3.453

En cuanto a los niveles de voltaje, se observa mayores caídas de tensión en la hora pico, alcanzando el valor de 107.436 V. En comparación con los valores obtenidos anteriormente, existe un decremento máximo del 1.32%. Esto se puede evidenciar en la Figura 4.20 y Tabla 4.8.

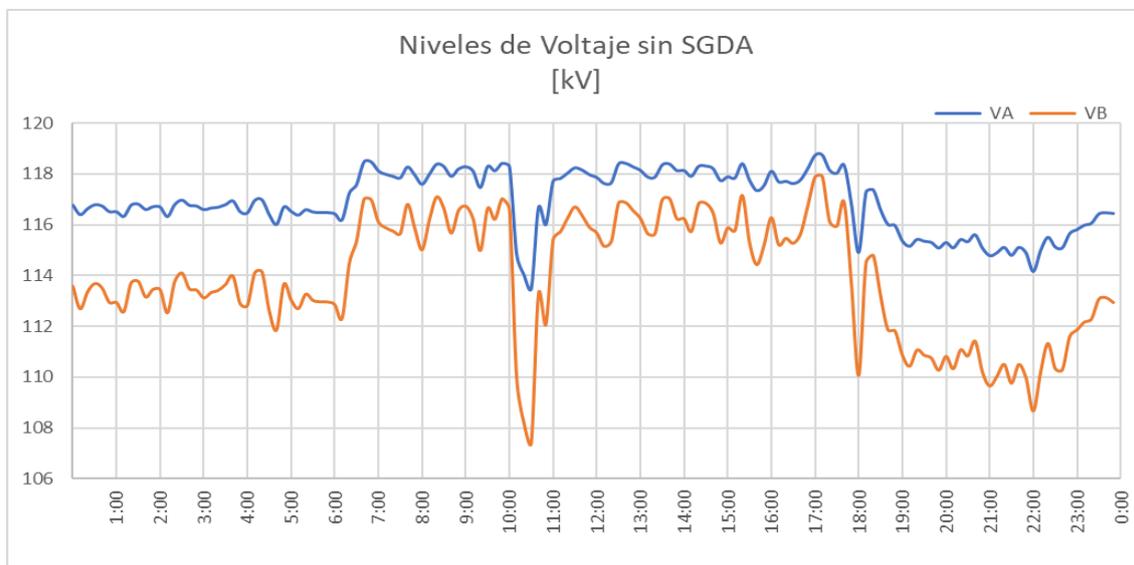


Figura 4.20: Niveles de voltaje sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.8. Valores de voltaje en un día entre semana y fin de semana. Fuente: Propia.

	Día entre semana		Fin de semana		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	118.61	117.571	118.761	117.894	0.13%	0.27%
V_{mín} (V)	114.35	108.876	113.512	107.436	-0.73%	-1.32%
V_{prom} (V)	116.9497	113.9507	116.938	113.922	-0.01%	-0.03%

Un parámetro que presenta gran variación durante un día de fin de semana, debido a las variaciones bruscas de carga a lo largo del día, es el flicker de corta duración. La Figura 4.21 muestra la gráfica del comportamiento del flicker durante el periodo de análisis. Se puede notar un incremento significativo con relación al caso anterior, alcanzando valores de 385%, esto se puede corroborar con los datos de la Tabla 4.9.

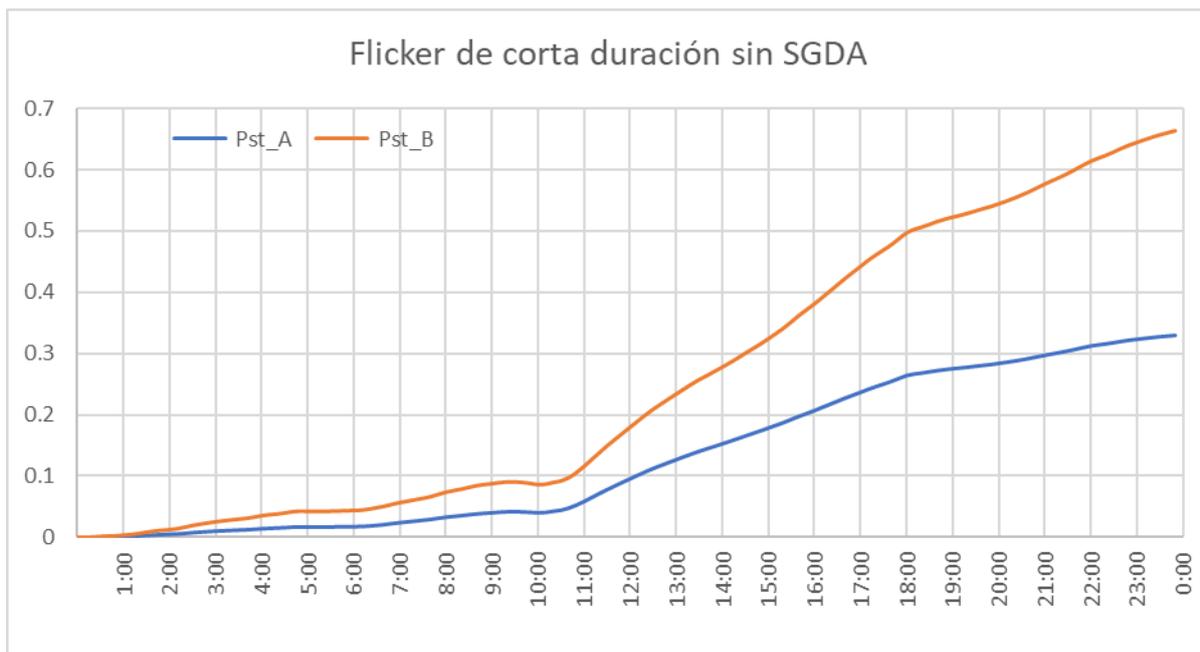


Figura 4.21: Flicker de corta duración sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.9. Flicker en un día entre semana y fin de semana. Fuente: Propia.

	Día entre semana		Fin de semana		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
Pst máx (%)	0.069	0.209	0.328692	0.663246	376.37%	217.34%
Pst mín (%)	0	0	0	0	0.00%	0.00%
Pst prom (%)	0.027	0.084	0.13096071	0.25391151	385.04%	202.28%

Por otra parte, como se puede notar en la Figura 4.22 y Figura 4.23, los armónicos individuales de voltaje, así como los de corriente no presentan mayores variaciones. Como se muestra en la Tabla 4.10, el THD presenta incrementos de 4.7%, mientras que se halla un decremento de 12.996% en cuanto a TDD, para la línea A.

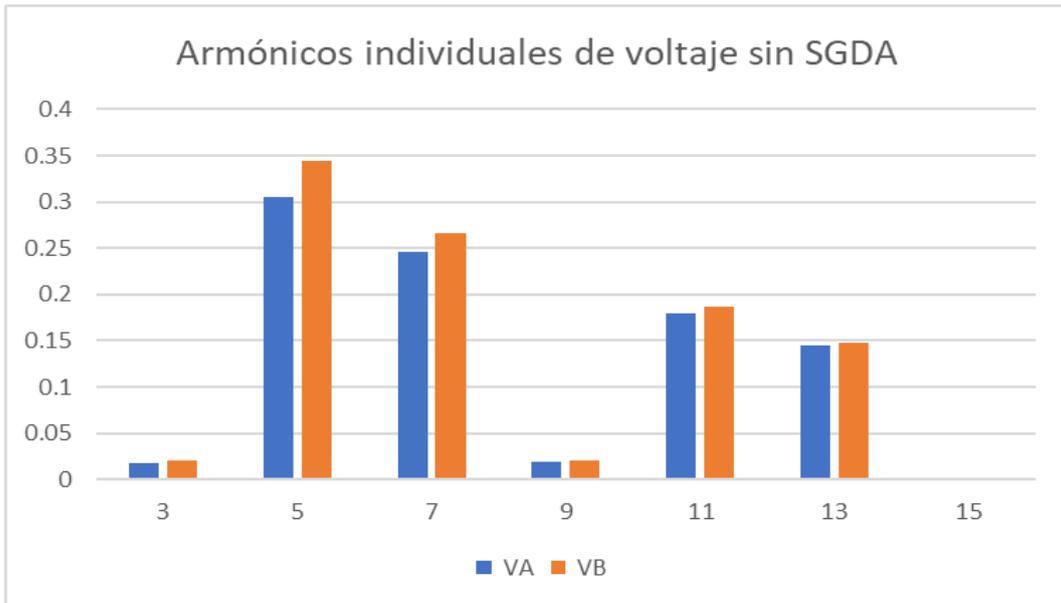


Figura 4.22: Armónicos individuales de voltaje sin SGDA. Fuente: Propia.

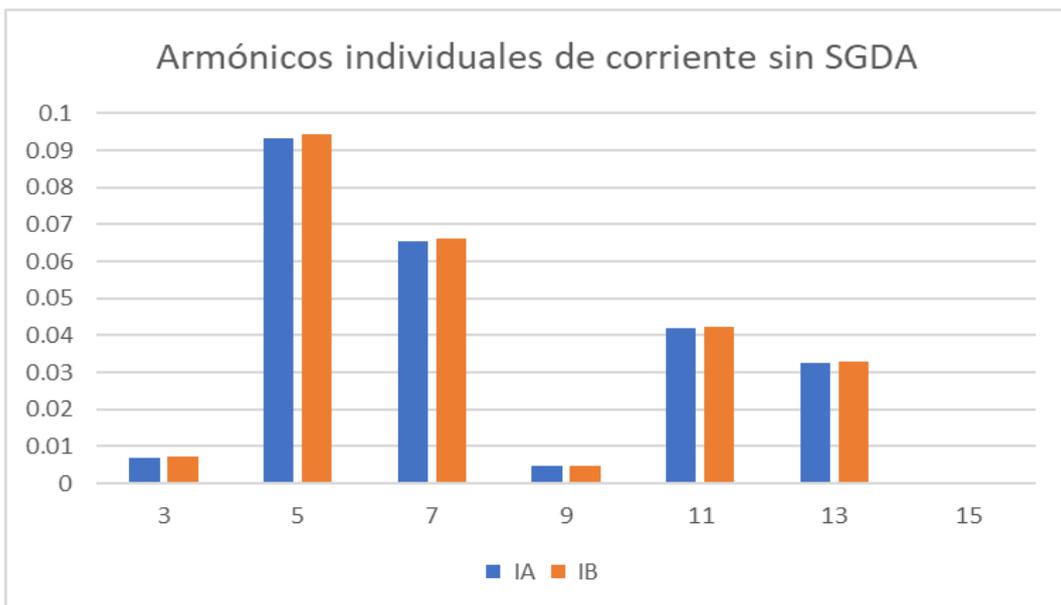


Figura 4.23: Armónicos individuales de corriente sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.10. THD y TDD en un día entre semana y fin de semana. Fuente: Propia.

	Día entre semana		Fin de semana		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
THD %	0.373	0.421	0.391	0.440	4.83%	4.51%
TDD %	16.910	16.385	14.713	15.817	-12.99%	-3.47%

- **Análisis con la incorporación del SGDA**

Para la inserción de un sistema fotovoltaico, se estableció la curva de irradiancia como se muestra en la Figura 4.24, la cual se representa en horas vs p.u, teniendo como base 1000 W/m². Los valores se obtuvieron a partir de datos descargados de la página web renewables.ninja.

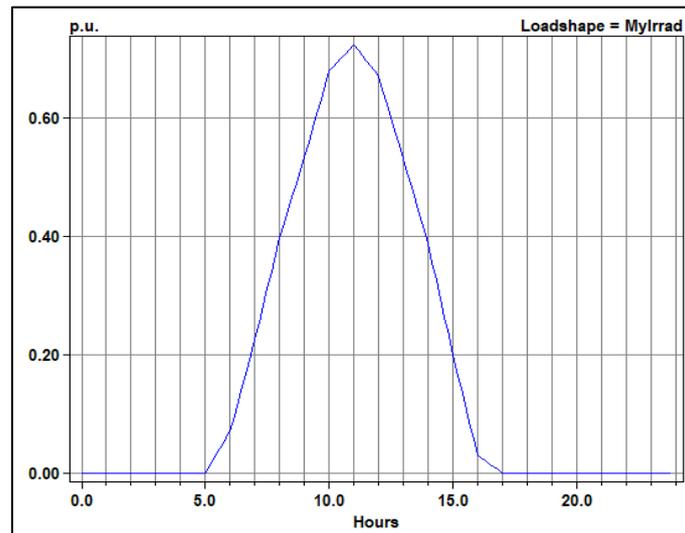


Figura 4.24: Curva de irradiancia en por unidad. Fuente: Propia.

Al ejecutar la simulación, se obtiene la curva de potencia de la Figura 4.25, que representa la potencia entregada por el sistema fotovoltaico durante un día en la línea A. Una curva similar se obtiene para la línea B. Cabe recordar nuevamente la convención de signos, que para este caso corresponde al signo negativo para la energía producida y signo positivo para la energía consumida por las cargas.

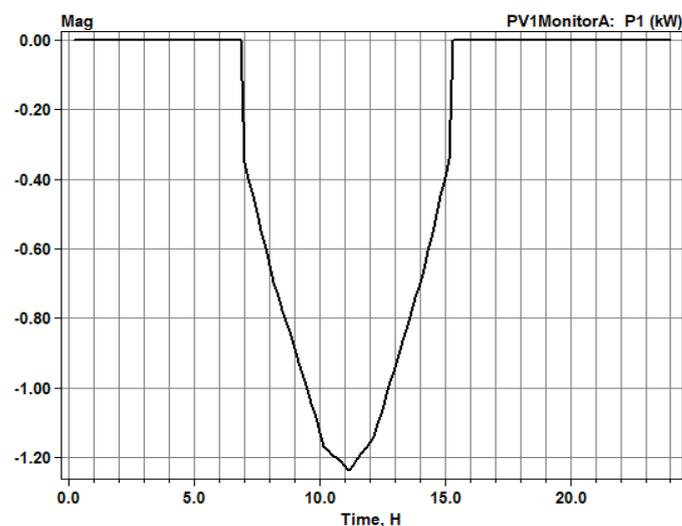


Figura 4.25: Generación del SGDA por línea. Fuente: Propia.

La Figura 4.26 muestra el perfil de voltaje de la red a lo largo del día. Los valores se encuentran en el rango entre 113 y 119 V según los datos de la Tabla 4.11, cumpliendo con los requisitos que establece la regulación.

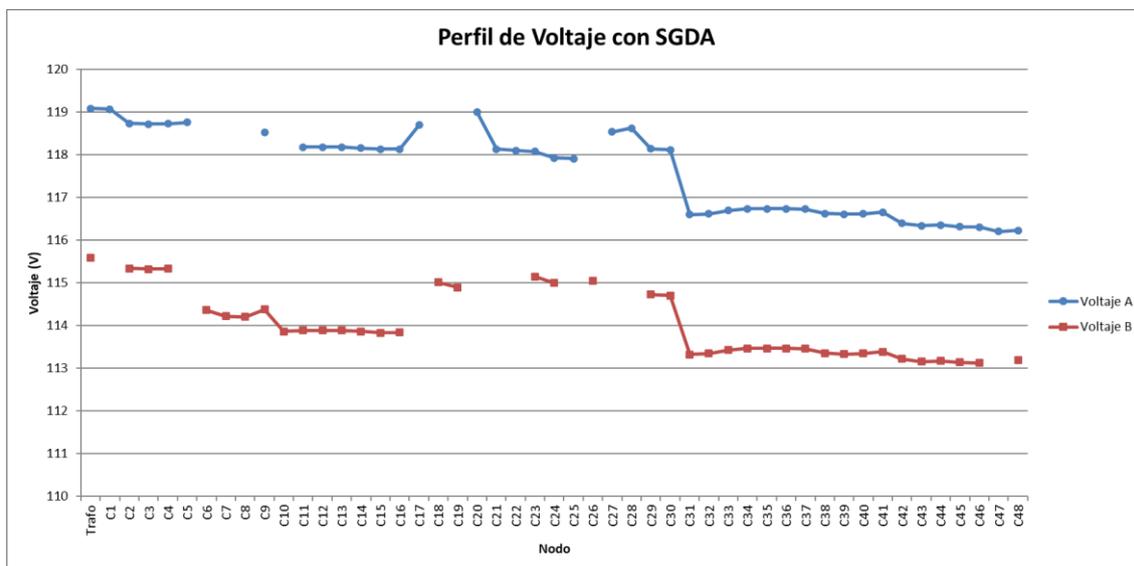


Figura 4.26: Perfil de voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.11. Valores de perfil de voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B
MAX	119.085	115.584
MIN	116.202	113.122
PROM	117.6008	114.0157

La potencia entregada por el transformador se observa en la Figura 4.27, donde se puede notar valores positivos que corresponden a la potencia entregada por el SGDA en horas de producción, alcanzando un valor máximo de 0.772kW a las 10:50 horas, sin embargo, el pico de demanda se mantiene debido a que este se encuentra en horas de no producción de energía.

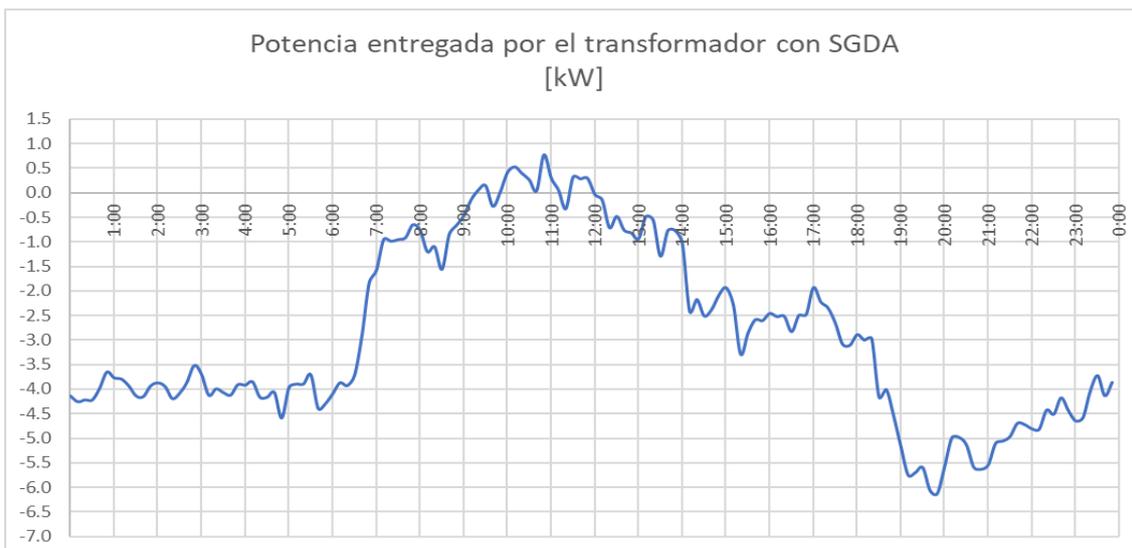


Figura 4.27. Potencia entregada por el transformador con SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.12. Valores de potencia entregada por el transformador con SGDA. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B	TOTAL
Pmáx (kW)	0.288	0.483	0.772
Pmín (kW)	-3.533	-2.598	-6.130
Pprom (kW)	-1.634	-1.222	-2.857

Algo similar sucede en un día de fin de semana, donde el pico de potencia que se producía en horas de la mañana se ve reducido, disminuyendo la cargabilidad del transformador, como se aprecia en la Figura 4.28.

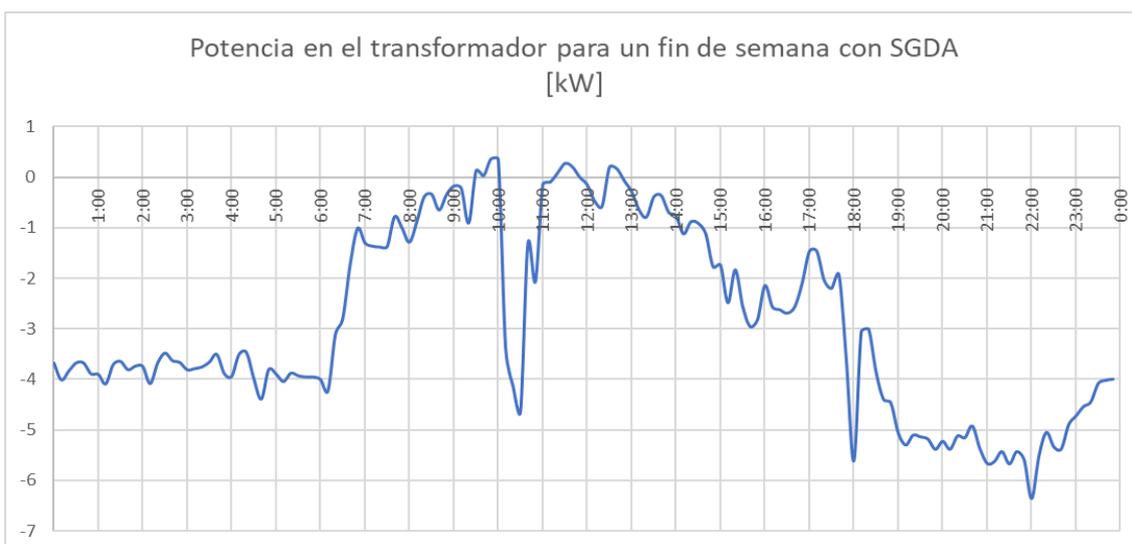


Figura 4.28. Potencia en el transformador para un fin de semana con SGDA. Fuente: Propia.

- Niveles de voltaje

Una vez incorporado el SGDA, los niveles de voltaje a nivel de transformador mejoran ligeramente durante las horas de producción energética, tal como se indica en la Figura 4.29.

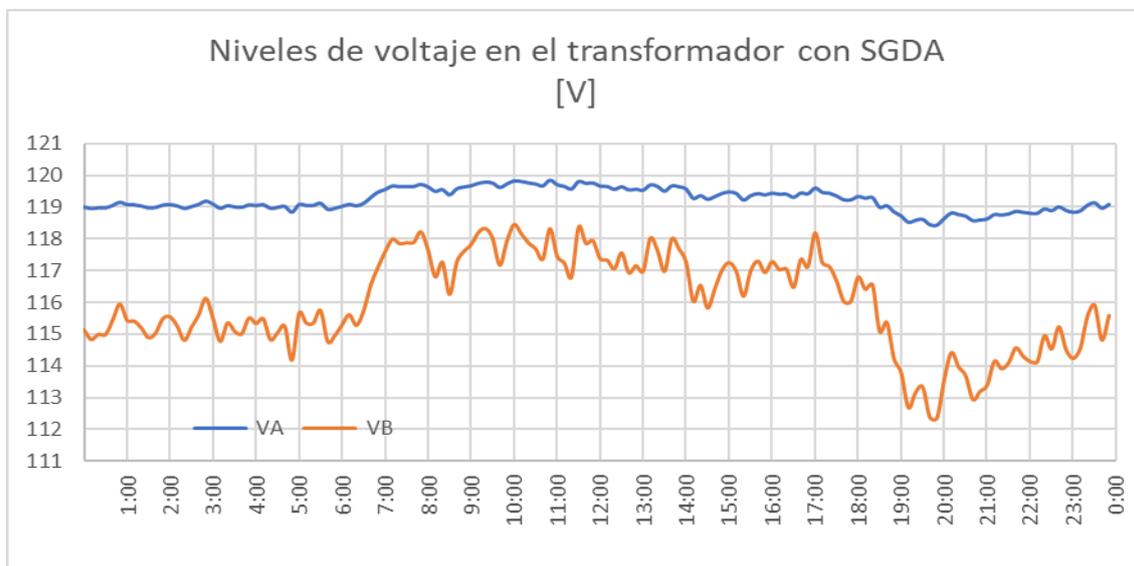


Figura 4.29: Niveles de voltaje en el transformador con SGDA. Fuente: Propia.

En cuanto al usuario C31, la Figura 4.30 muestra la variación de voltaje en el tiempo, donde se observan valores máximos de 123.27 V para la línea A, mientras que para la línea B se registra 121.92 V. Por el contrario, los niveles de tensión mínimos se mantienen durante las horas pico de demanda.

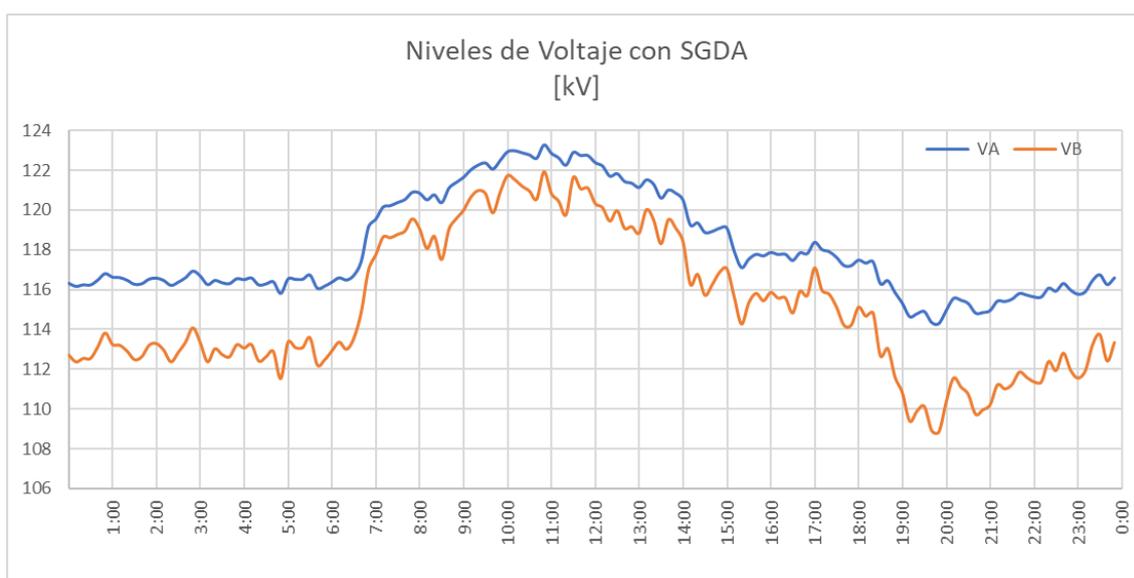


Figura 4.30: Niveles de voltaje por línea con la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.13. Valores de voltaje por línea con SGDA. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	123.268	121.915
V_{mín} (V)	114.299	108.834
V_{prom} (V)	118.099	115.129

La comparación entre los valores obtenidos mediante la medición en campo y los valores simulados, cuando se ha incorporado el SGDA, se presenta en la Tabla 4.14. Los resultados indican un error máximo de 4.55% para el valor máximo de voltaje en la línea A, mientras que los valores promedio se muestran con errores de 3.7%. En términos generales se puede decir que la simulación muestra una buena precisión en la estimación de niveles de voltaje.

Tabla 4.14. Comparación entre valores de voltaje medidos y simulados. Fuente: Propia.

	SIMULADOS		MEDIDOS		ERROR %	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	123.268	121.915	128.88	123.92	4.553	1.645
V_{mín} (V)	114.299	108.834	117.98	104.38	3.221	4.092
V_{prom} (V)	118.099	115.129	122.51	119.47	3.735	3.771

Para un fin de semana, el perfil de tensión mejora significativamente con la incorporación del sistema de generación distribuida, tal como se puede observar en la Figura 4.31, ya que la demanda pico se produce en horas de producción energética. El valor de voltaje mínimo sin SGDA para la línea B se ve incrementado en un 12,2%, pasando de valores de 107.44 V a 120.54 V. Sin embargo, el problema de caída de voltaje en horas de la noche, donde no existe producción energética, persiste.

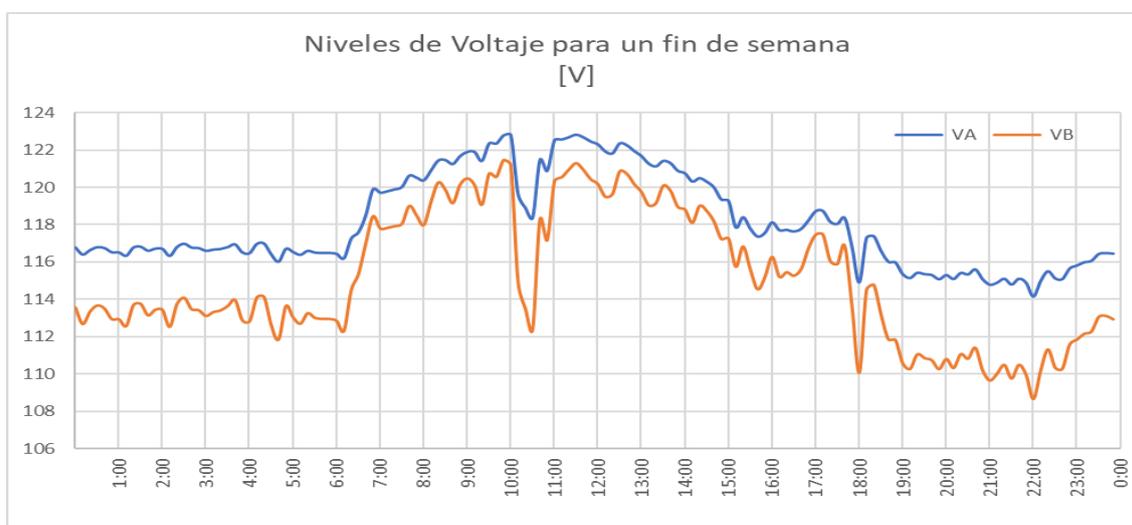


Figura 4.31: Niveles de voltaje para un fin de semana. Fuente: Propia.

Un nuevo análisis resulta al inspeccionar cómo afecta la incorporación del SGDA en cuanto a niveles de voltaje en usuarios vecinos. Para ello se toma como referencia los usuarios C.32 y C.41 (Figura 4.32 y Figura 4.33 respectivamente). En las figuras se presenta las variaciones de voltaje durante el periodo de generación del SFV.

Para el caso del usuario C.31, se puede evidenciar una mejora significativa del perfil de voltaje con picos que alcanzan hasta los 122 V para la línea A y 120.5V para la línea B. En el caso del usuario C.41, también se presenta un mejor perfil de voltaje, con valores de hasta 121.5 V en la línea A y 120V en la línea B. Por lo tanto, se concluye que el SGDA mejora los perfiles de tensión en los usuarios vecinos durante las horas de producción de energía, siendo este efecto mayor mientras más cerca se encuentre del SGDA.



Figura 4.32: Voltaje en el usuario C.32 antes y después de la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.



Figura 4.33: Voltaje en el usuario C.41 antes y después de la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.

- **Flicker**

La variación del flicker de corta duración con la incorporación del SGDA para un día ordinario, durante el periodo de análisis se muestra en la Figura 4.34, se puede notar valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.09% para la línea A y 0.166% en la línea B.

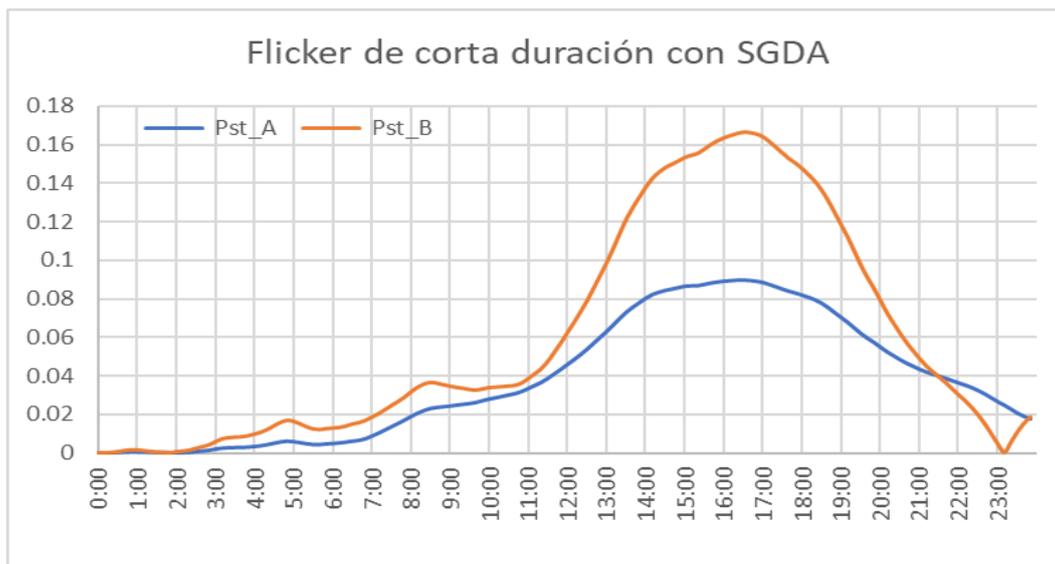


Figura 4.34: Variación del flicker de corta duración sin SGDA. Fuente: Propia.

La Tabla 4.15 muestra una comparación entre los datos de flicker antes y después de la incorporación del SGDA, se puede notar que han existido incrementos del 30 al 40% en los valores de la línea A, mientras que para la línea B ocurre un decremento de entre el 20 y 30%.

Tabla 4.15. Comparación entre valores de flicker con y sin SGDA. Fuente: Propia.

	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
Pst máx (%)	0.069	0.209	0.090	0.166	30.43%	-20.57%
Pst mín (%)	0	0	0	0	0.00%	0.00%
Pst prom (%)	0.027	0.084	0.038	0.059	40.74%	-29.76%

Por otra parte, en la Figura 4.35 se presenta el comportamiento del flicker a lo largo de un día de fin de semana. Los datos de la Tabla 4.16 muestran decrementos en el orden del 4.52 al 11.54% en la magnitud del flicker. Esta disminución sugiere que el SGDA permite amortiguar los incrementos bruscos de carga que se producen en estos días.

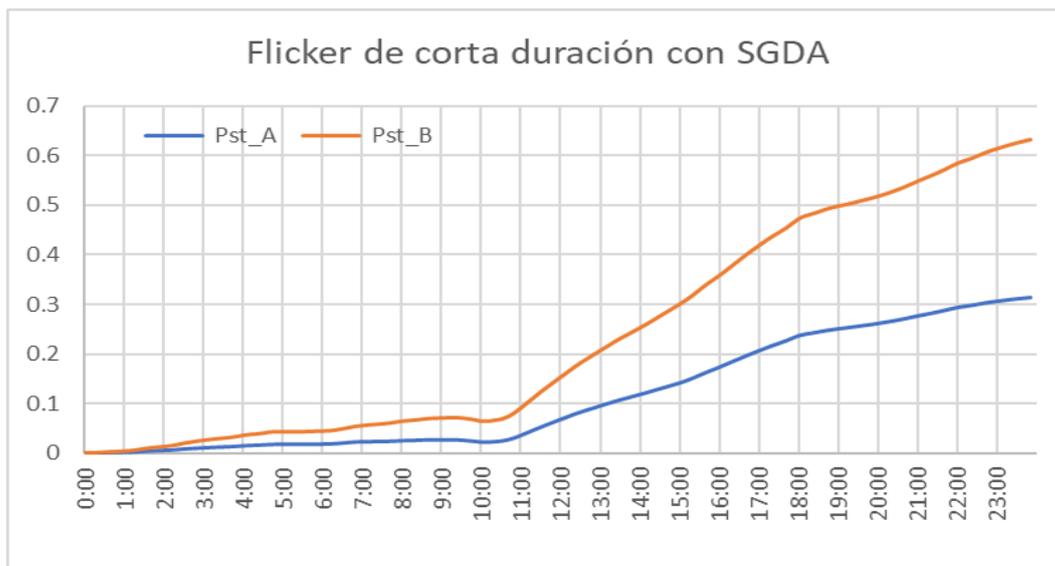


Figura 4.35: Flicker de corta duración con SGDA fin de semana. Fuente: Propia.

Tabla 4.16. Comparación entre valores de flicker con y sin SGDA fin de semana. Fuente: Propia.

	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
Pst máx (%)	0.328	0.663	0.313	0.633	-4.57%	-4.52%
Pst mín (%)	0	0	0.000	0.000	0.00%	0.00%
Pst prom (%)	0.130	0.253	0.115	0.238	-11.54%	-5.93%

Analizando los datos obtenidos tanto en las mediciones en campo como en la simulación, y considerando el nivel más extremo de incremento en flicker, se obtienen datos de 40.74% en la simulación, mientras que en los datos medidos se registra un 47.62%, para los valores medios. En cuanto a valores máximos, los incrementos son del 30.43% al 34.32%, para los datos medidos y simulados, respectivamente. Los datos mínimos no se consideran relevantes ya que no sobrepasan los límites establecidos por la regulación.

Por lo tanto, se puede concluir que la simulación corrobora datos cercanos a la realidad en cuanto a incrementos de flicker con la incorporación de generación distribuida.

Armónicos de Voltaje y Corriente

En la Figura 4.36 y Figura 4.37 se muestran los armónicos individuales de voltaje y de corriente, respectivamente. En términos generales no existe gran variación, pues se presentan ligeros decrementos en comparación con los obtenidos en el escenario sin SGDA.

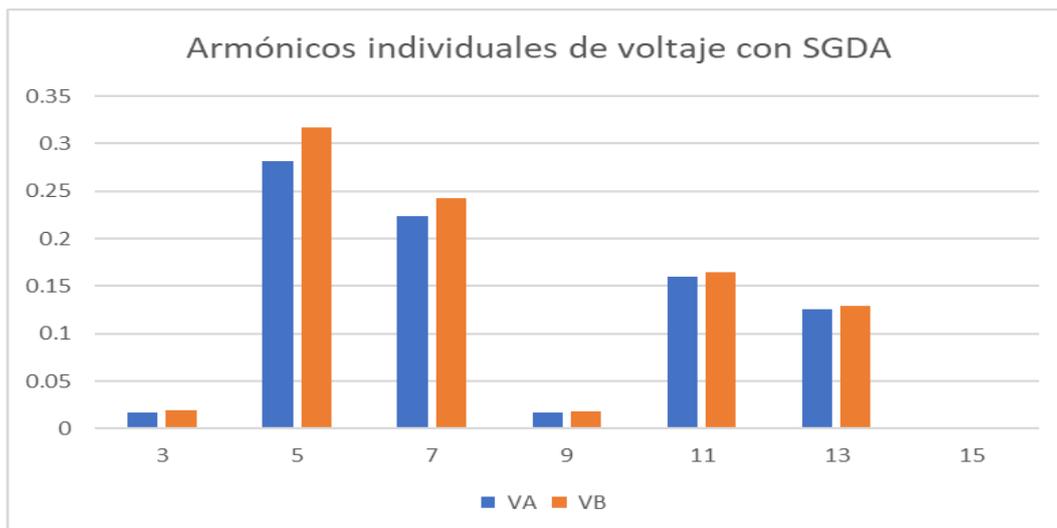


Figura 4.36. Armónicos individuales de voltaje con la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.

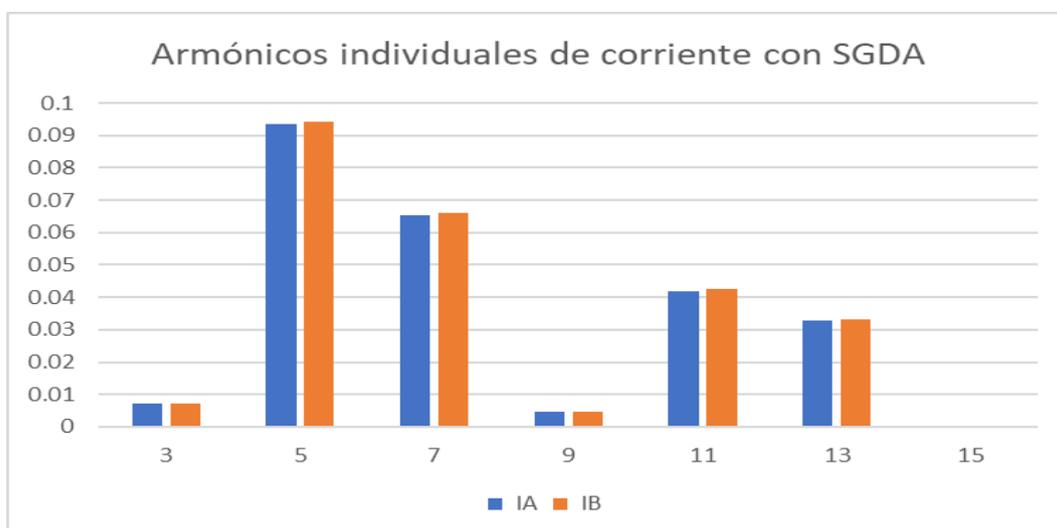


Figura 4.37: Armónicos individuales de corriente con la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.

La Tabla 4.17 indica los factores totales de distorsión armónica de voltaje y corriente antes y después de la incorporación del SGDA. Los resultados muestran un incremento máximo en cuanto a TDD del 4.70%, mientras que hay una disminución de 5% en cuanto a THD.

Tabla 4.17. Valores de THD y TDD por línea. Fuente: Propia.

	SIN SGDA		CON SGDA		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
THD %	0.373	0.421	0.355	0.4	-4.83%	-4.99%
TDD %	16.91	16.385	17.704	17.056	4.70%	4.10%

Al comparar los incrementos promedio obtenidos en la simulación con los valores medidos, se halla que el THD disminuye en los dos casos, mientras que el TDD presenta un incremento de máximo el 1.04% para las mediciones. En términos generales, se puede concluir que la simulación representa una buena aproximación a los valores reales.

- Régimen transitorio

El estudio del régimen transitorio al introducir un elemento externo a la red, en este caso un inversor, resulta un tema de interés. Por esta razón, se realiza un análisis del voltaje en el punto de conexión cuando el sistema de generación distribuida comienza a generar energía. Para ello, se ha realizado previamente una interpolación lineal a los perfiles de carga e irradiancia, con el objetivo de tener datos que muestren el comportamiento del sistema por minuto.

En la Figura 4.38, se presenta las curvas de voltaje resultantes antes y después de la incorporación del SGDA en el punto común de acoplamiento para las líneas A y B, respectivamente. Se puede notar que para las dos líneas se presenta una caída ligera de voltaje aproximadamente a las 6:38 AM que luego crece hasta alcanzar la estabilidad. Este comportamiento se le atribuye a la producción energética del sistema fotovoltaico que para este caso presenta una respuesta estable, ayudando a mejorar el perfil de voltaje.

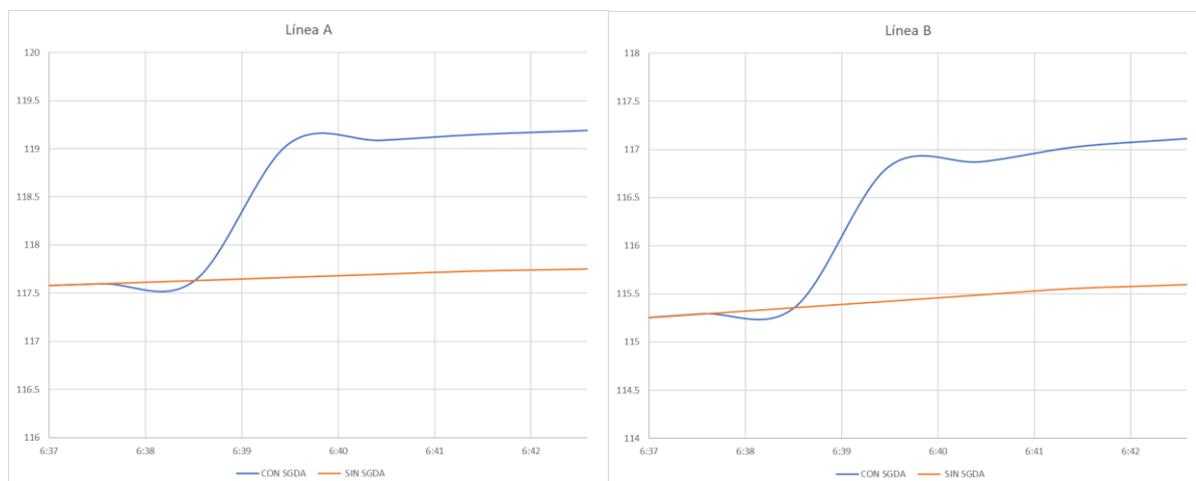


Figura 4.38: Régimen transitorio durante el encendido del SGDA. Fuente: Propia.

Un análisis similar se realiza durante el apagado del SGDA, el cual según la Figura 4.39 se produce a las 14:52 PM, aproximadamente. Al igual que el caso anterior se puede notar un evento transitorio caracterizado por una disminución de voltaje que tiende a estabilizarse en un valor menor para ambas líneas.

Cabe indicar que el apagado temprano del sistema fotovoltaico se debe a los valores por defecto que maneja el simulador en cuanto a potencia mínima de funcionamiento del inversor, que para este caso representa el 20% de la potencia nominal.

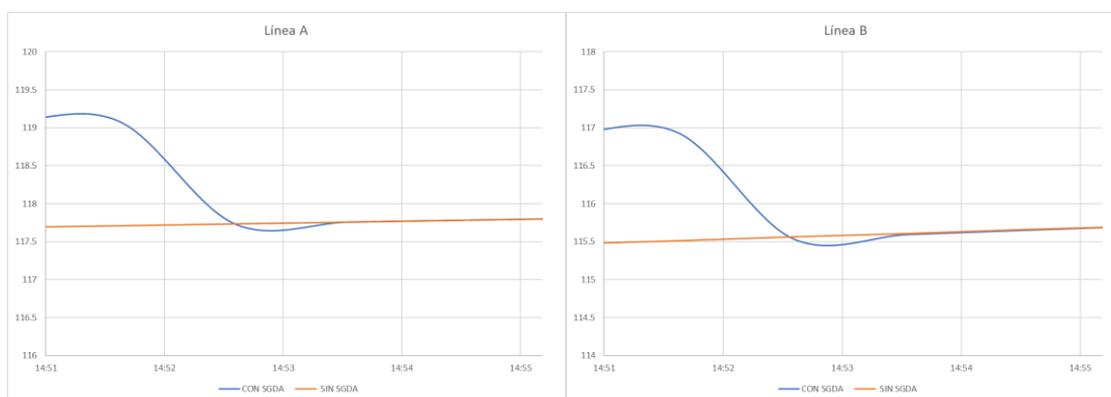


Figura 4.39: Régimen transitorio durante el apagado del SGDA. Fuente: Propia.

- **Análisis con la incorporación de un nuevo SGDA y sistemas de almacenamiento de energía.**

Un nuevo escenario se analiza con la incorporación de nuevos sistemas de generación distribuida con sistemas de almacenamiento de baterías. Para ello, se ha optado por la conexión de dos nuevos SGDA de 5 kWp cada uno en los extremos de la red de baja tensión.

En la Figura 4.40 se muestran los niveles de voltaje en cada uno de los postes luego de haber ejecutado un flujo de potencia, los resultados indican el valor mínimo en el poste P34 con un valor de 113.13 V, en el extremo izquierdo de la red, mientras que a la derecha de la red se evidencia una caída de tensión en el poste P7. Por esta razón, se selecciona estos dos puntos específicos para la conexión del SGDA.

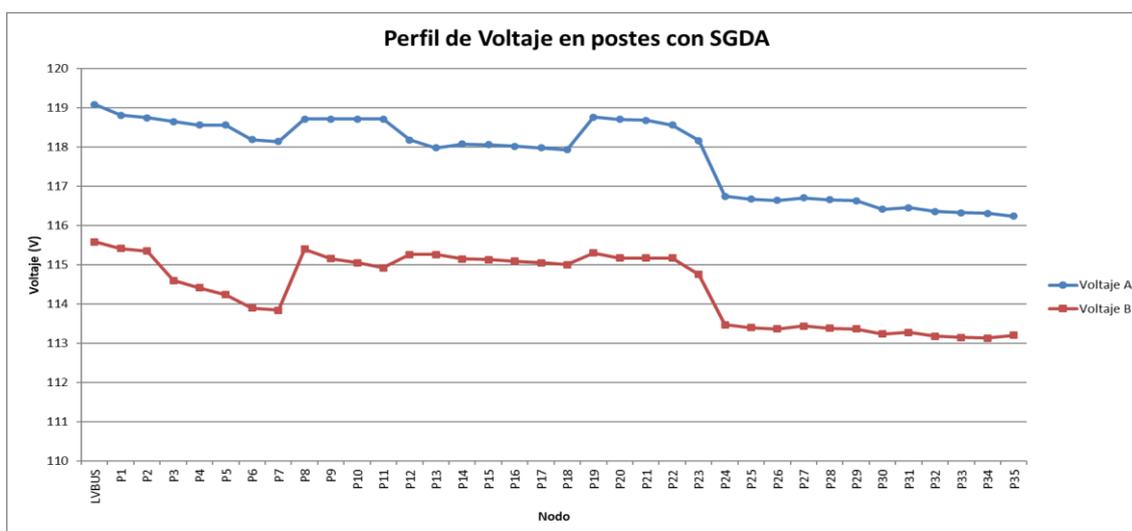


Figura 4.40: Perfil de voltaje en postes. Fuente: Propia.

Una vez incluidos los nuevos sistemas de generación distribuida, la potencia en el transformador presenta valores positivos, que se relacionan con los excesos de generación inyectados a la red entre las 7:00 y las 15:00 horas, obteniendo valores máximos de 3.55 y 3.74 kW en las líneas A y B, respectivamente. Estos valores se pueden observar en la Figura 4.41 y la Tabla 4.18.

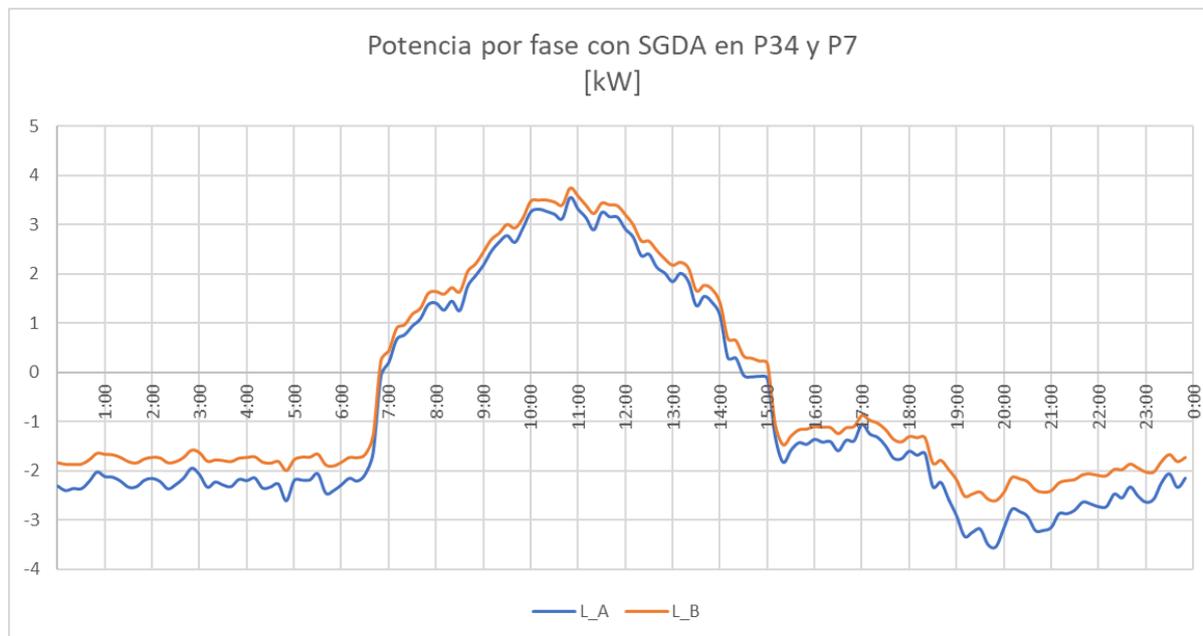


Figura 4.41: Potencia por fase con SGDA en P34 y P7. Fuente: Propia.

Tabla 4.18. Potencia en el transformador con SGDA. Fuente: Propia.

	Línea A	Línea B	TOTAL
Pmáx (kW)	3.551	3.740	7.291
Pmín (kW)	-3.533	-2.599	-6.132
Pprom (kW)	-0.816	-0.404	-1.219

El objetivo de insertar un sistema de almacenamiento de baterías es amortiguar la carga en la hora pico. Por lo tanto, la instalación del BESS se realiza en el lado de baja tensión del transformador, de tal manera que se cargue en las horas de máxima producción del SGDA y se descargue en horas de la noche, a partir de las 18:40 horas, donde se presenta la demanda máxima.

Para fines de análisis, y dado que no es propósito de estudio un dimensionamiento riguroso para el sistema de almacenamiento energético se han considerado criterios básicos que expongan una buena aproximación. Para ello, se ha tenido en cuenta el valor máximo de excedentes que produce el sistema fotovoltaico, este valor corresponde a 3.74 kW por línea,

el valor de demanda máxima del cliente luego de la incorporación del SGDA (3.533 kW) y una autonomía de 6 horas, que corresponde al periodo de demanda pico.

Por lo tanto, los valores especificados para el BESS, por línea son:

- Potencia Nominal: 4 kW
- Capacidad de almacenamiento: $3.533\text{kW} \times 6\text{h} \approx 25\text{kWh}$

Por simplicidad y dado que su modificación no aportaría ningún valor para este estudio, los parámetros correspondientes a eficiencia, capacidad de reserva, y demás parámetros del BESS se han dejado por defecto.

La configuración del tiempo en que toma y cede carga el BESS se realiza mediante la inserción de un perfil de carga y descarga en por unidad, dado por la Figura 4.42, para cada una de las líneas de la red. La convención de signos indica que la carga de la batería se realiza cuando la curva toma valores negativos, mientras que la descarga se da en valores positivos.

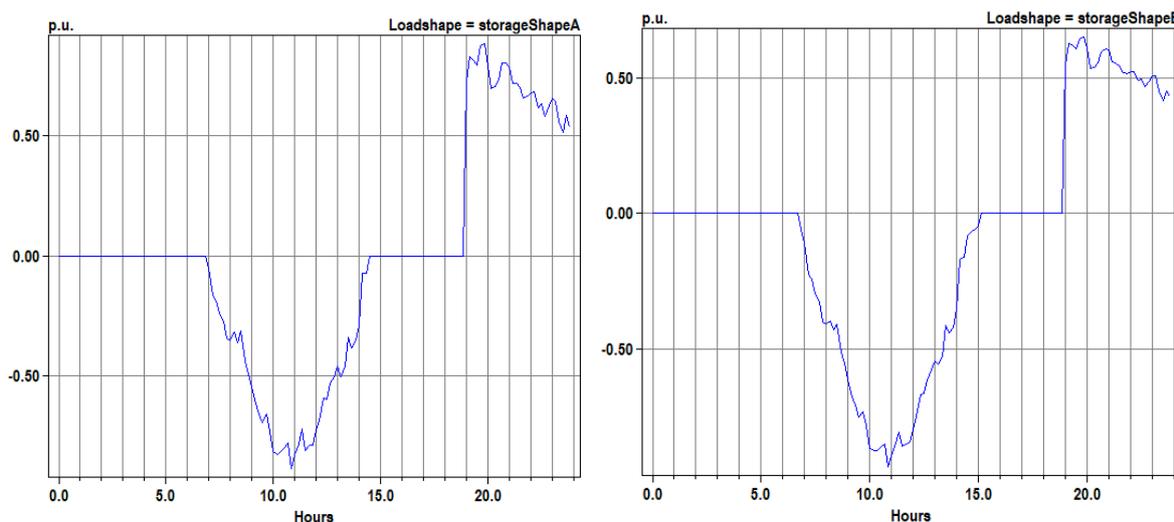


Figura 4.42. Perfil de carga y descarga en por unidad. Fuente: Propia.

Los valores de potencia en el transformador con la inclusión del BESS se indican en la Figura 4.43 y Tabla 4.19. Se puede evidenciar una reducción total en la potencia inyectada al sistema, ya que esto lo toma el sistema de almacenamiento. Por otra parte, la demanda pico se reduce un 23% en relación con el caso sin BESS, lo que conlleva una reducción en la corriente por la red, decremento en cuanto a pérdidas de energía y una disminución en la cargabilidad del transformador.

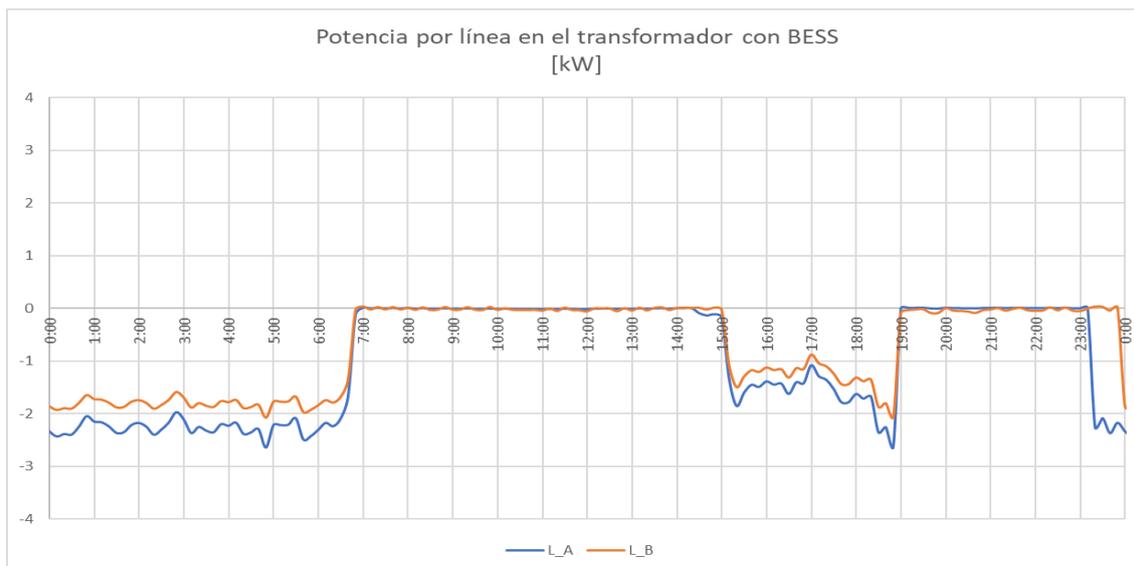


Figura 4.43: Potencia por línea en el transformador con BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.19. valores de potencia en el transformador con BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS			CON BESS			Incremento/Decremento		
	Línea A	Línea B	TOTAL	Línea A	Línea B	TOTAL	Línea A	Línea B	TOTAL
Pmáx (kW)	3.551	3.74	7.291	0.008	0.035	0.04	-99.77%	-99.06%	-99.45%
Pmín (kW)	-3.533	-2.599	-6.132	-2.766	-2.07	-4.677	-21.71%	-20.35%	-23.73%
Pprom (kW)	-0.816	-0.404	-1.219	-1.066	-0.754	-1.936	30.64%	86.63%	58.82%

- Niveles de voltaje

Una vez incorporado el BESS, los niveles de voltaje en el lado de baja del transformador oscilan entre 113.56 V y 119.75 V. Se presenta un incremento de 0.13% y 0.14% en cuanto a valores medios, el valor máximo aumenta ligeramente en la línea A, mientras que en la línea B se reduce 0.39%. Los valores mínimos en cambio muestran incrementos, siendo el más representativo en la línea B con un valor de 1.08%. Estos datos se presentan en la Figura 4.44 y la Tabla 4.20.

Resumiendo, la incorporación del BESS en la red mejora ligeramente los niveles de voltaje al mismo tiempo que reduce las fluctuaciones, sobre todo en la línea B que presenta mayor variabilidad a lo largo del día.

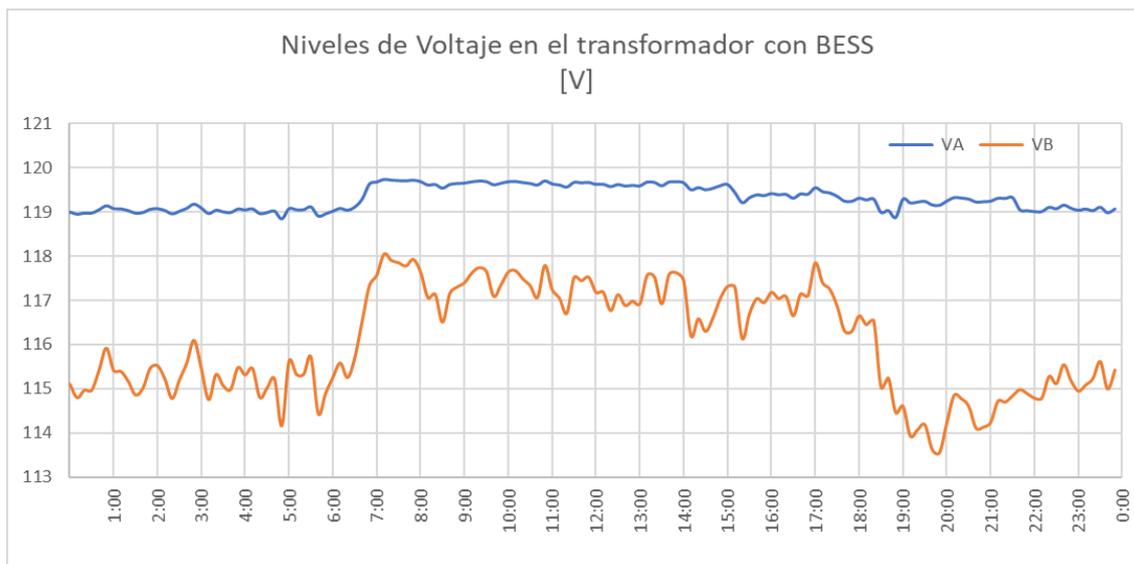


Figura 4.44: Niveles de voltaje por línea en el transformador con la incorporación de BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.20. Comparación entre valores de voltaje con y sin BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS		CON BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	119.652	118.512	119.751	118.044	0.08%	-0.39%
V_{mín} (V)	118.448	112.355	118.836	113.566	0.33%	1.08%
V_{prom} (V)	119.169	115.933	119.341	116.085	0.14%	0.13%

Para inspeccionar cómo afecta la incorporación de los SGDA y el BESS en cuanto a niveles de voltaje en los usuarios, se selecciona las C48, C24 y C15, que son las más alejadas del transformador, como se muestra en las Figura 4.45, Figura 4.46 y Figura 4.47.

Para el caso de los usuarios C48 y C15, al estar cerca de los SGDA incorporados se registran incrementos del 6% al 7% en los niveles de voltaje durante el periodo de producción de energía de los SGDA. Un efecto menos significativo sucede en el usuario C24 donde existe un incremento de 0.05% en el valor máximo de la línea A y una reducción del 0.42% para la línea B. No obstante, durante el tiempo de actuación del BESS (pico de demanda) se muestran incrementos de demanda en los tres usuarios.

Por lo tanto, se evidencia un efecto local del SGDA en cuanto a incremento en los niveles de voltaje en usuarios cerca de la instalación de los mismos, mientras que el BESS al estar ubicado en el transformador ayuda de manera general a toda la red durante las horas de demanda máxima.

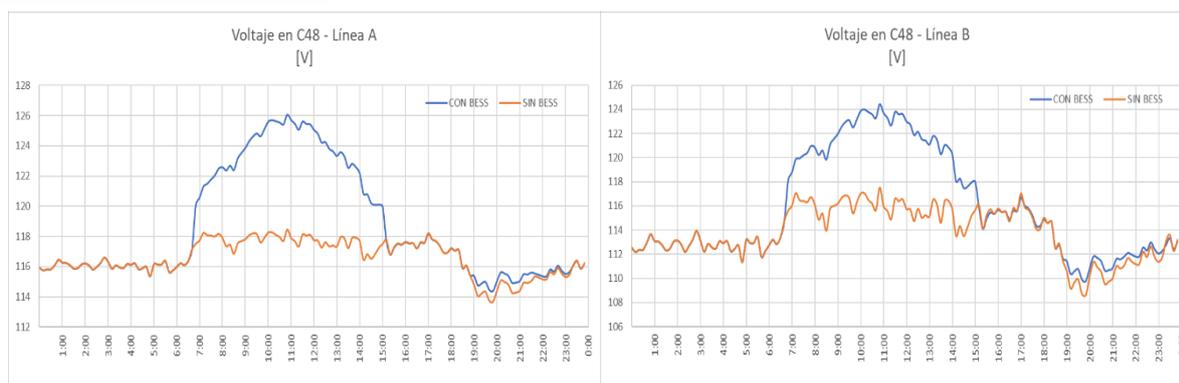


Figura 4.45: Voltaje en el usuario C48 antes y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.21. Valores de voltaje en el usuario C48 sin y con BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS		CON BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	118.440	117.498	126.063	124.431	6.44%	5.90%
V_{mín} (V)	113.683	108.630	114.388	109.779	0.62%	1.06%
V_{prom} (V)	116.587	113.806	118.669	115.887	1.79%	1.83%

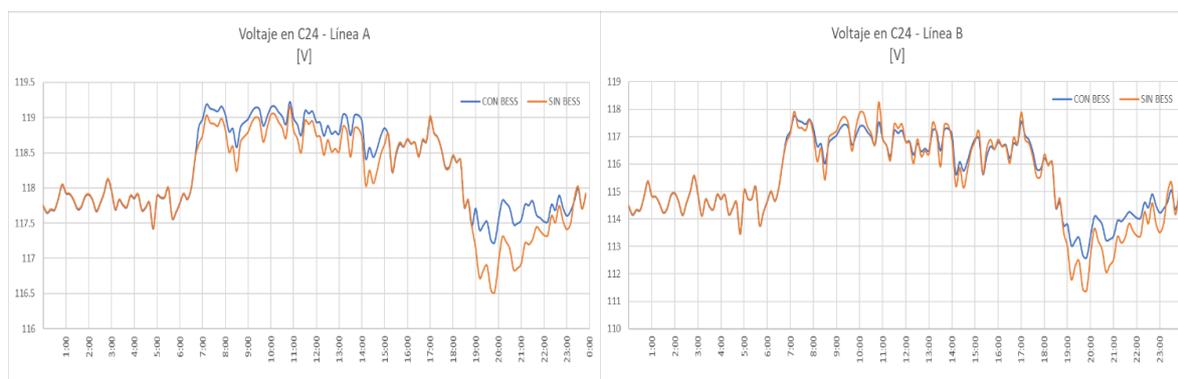


Figura 4.46: Voltaje en el usuario C24 antes y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.22. Valores de voltaje en el usuario C24 sin y con BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS		CON BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	119.157	118.264	119.219	117.763	0.05%	-0.42%
V_{mín} (V)	116.524	111.407	117.233	112.604	0.61%	1.07%
V_{prom} (V)	118.122	115.404	118.295	115.555	0.15%	0.13%

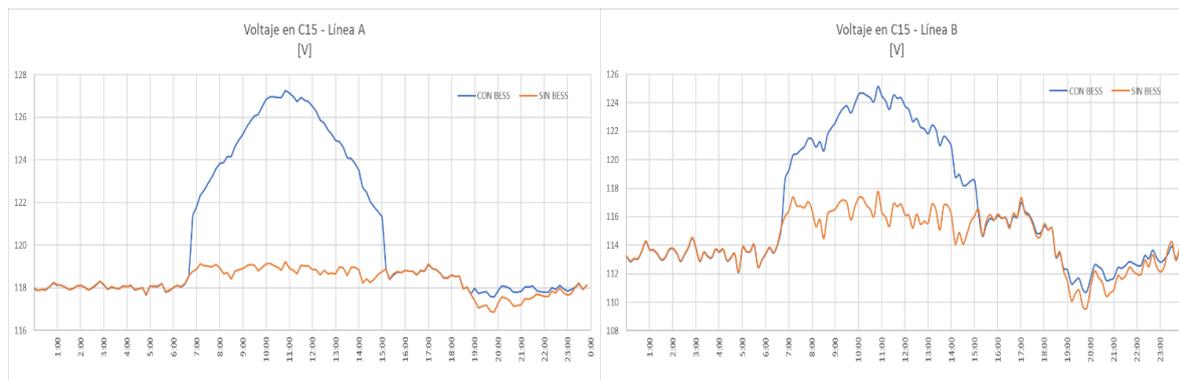


Figura 4.47: Voltaje en el usuario C15 antes y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.23. Valores de voltaje en el usuario C15 sin y con BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS		CON BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
V_{máx} (V)	119.243	117.778	127.258	125.159	6.72%	6.27%
V_{mín} (V)	116.860	109.613	117.569	110.780	0.61%	1.06%
V_{prom} (V)	118.304	114.378	120.465	116.563	1.83%	1.91%

- Flicker

La variación del flicker de corta duración en el transformador antes y después de la incorporación del BESS durante el periodo de análisis se muestra en la Figura 4.48. Se observan valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.0248% para la línea A y 0.1756% en la línea B, antes de la conexión de los SGDA y el sistema de almacenamiento energético, como se exhibe en la Tabla 4.24.

Una vez incorporados los recursos distribuidos se evidencian pequeños incrementos durante las horas de generación del SGDA y la carga del BESS, mientras que los valores se reducen hasta un 34% en las horas de descarga de la batería. En términos generales, de acuerdo con los resultados de la simulación, el uso de recursos distribuidos no presenta una afección negativa en términos de flicker de corta duración.

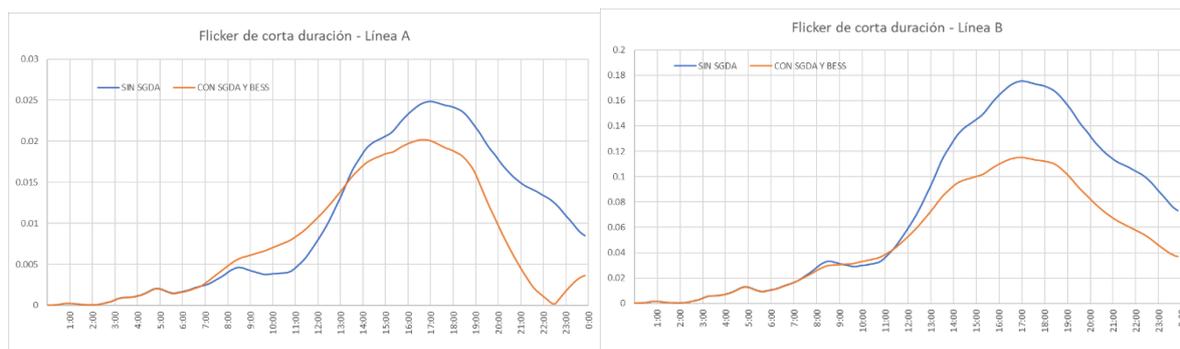


Figura 4.48. Variación del flicker de corta duración sin BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.24. Comparación entre valores de flicker con y sin BESS. Fuente: Propia.

	SIN SGDA		CON SGDA y BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
Pst máx (%)	0.0248	0.1756	0.0202	0.1152	-18.55%	-34.40%
Pst mín (%)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00%	0.00%
Pst prom (%)	0.0100	0.0725	0.0078	0.0501	-22.00%	-30.90%

- Armónicos de Voltaje y Corriente

En la Figura 4.49 y Figura 4.50 se muestran los armónicos individuales de voltaje y de corriente, respectivamente, con la incorporación de los SGDA y el BESS. En términos generales no existe gran variación, pues se presentan ligeros decrementos en comparación con los obtenidos en el escenario sin recursos distribuidos. Además, se evidencia que el quinto armónico es el más representativo, tanto para las señales de voltaje como de corriente.

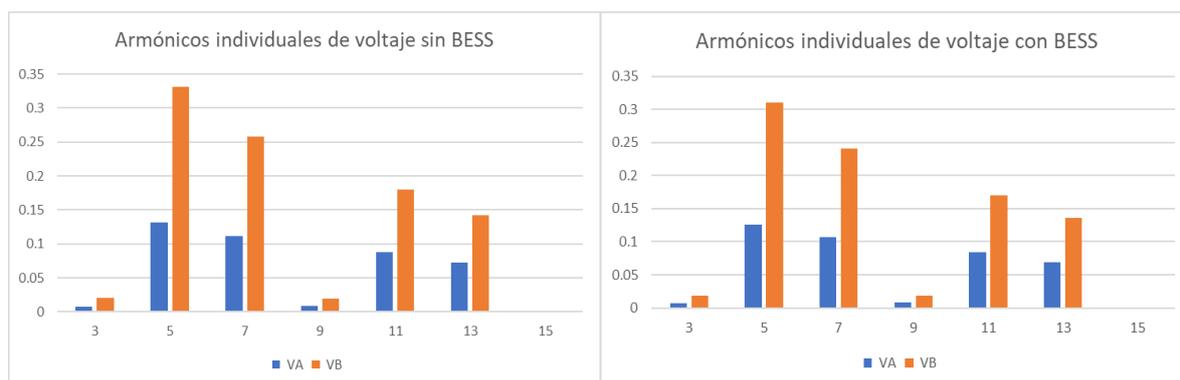


Figura 4.49: Armónicos individuales de voltaje antes y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

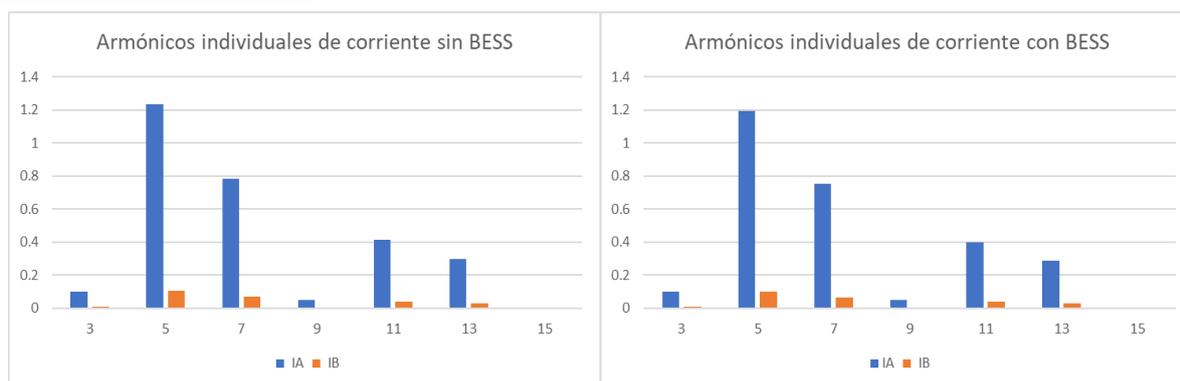


Figura 4.50: Armónicos individuales de corriente antes y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

Por otra parte, la Tabla 4.25 indica los factores totales de distorsión armónica de voltaje y corriente antes y después de la incorporación de los recursos distribuidos. Los resultados muestran un incremento máximo en cuanto a TDD del 23.08% para la línea A y 16.98% para la línea B. No así en el THD, donde existe decrementos de 3.47% y 6.02%.

Tabla 4.25. Valores de THD y TDD por línea. Fuente: Propia.

	SIN BESS		CON BESS		Incremento/Decremento	
	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B	Línea A	Línea B
THD %	0.173	0.415	0.167	0.390	-3.47%	-6.02%
TDD %	5.272	0.636	6.489	0.744	23.08%	16.98%

Tras este análisis, se concluye que el ingreso de sistemas de generación distribuida en la red de baja tensión mejora los perfiles de voltaje en horas de producción de energía, siendo este efecto evidenciado también por usuarios cercanos al punto de conexión, y en menor medida para aquellos que se alejan del SGDA. El uso de BESS permite amortiguar la demanda en la hora pico, mejorando a la vez los perfiles de voltaje y disminuyendo la cargabilidad del transformador.

Además, la inserción de Generación Distribuida en la red a pequeña escala no presenta afecciones significativas en cuanto a flicker o distorsión armónica de voltaje. Sin embargo, se evidencian incrementos en el factor de distorsión armónica total de corriente, que podrían presentar un problema a largo plazo.

- Régimen transitorio

La inserción a la red del sistema de almacenamiento energético, al igual que el SGDA, presenta un evento transitorio caracterizado por un incremento de voltaje. En la Figura 4.51, se puede apreciar que a partir de las 19:03 horas el BESS entrega energía al sistema,

presentando inicialmente una ligera disminución para luego estabilizarse en un valor superior, aportando energía al sistema durante la demanda pico y a la vez mejorando el perfil de voltaje.

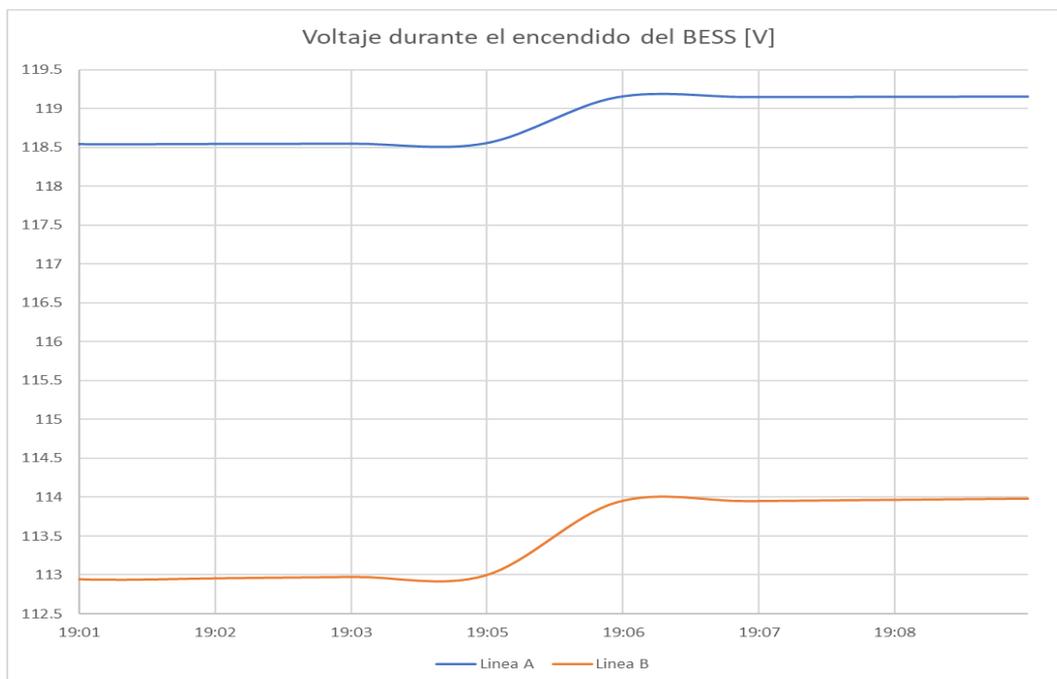


Figura 4.51: Régimen transitorio durante el encendido del BESS. Fuente: Propia.

4.3.2. Caso Cliente Comercial “Banco del Austro”

Para el caso del cliente comercial, se realizan simulaciones en tres escenarios específicos: el primero en ausencia del SGDA, el segundo con la conexión del SGDA y un tercer caso con la incorporación de un sistema de almacenamiento de baterías.

- **Análisis sin la incorporación del SGDA**

Al realizar la simulación en ausencia de generación distribuida, es importante observar la potencia suministrada por el transformador. La Figura 4.52 y Figura 4.53 muestran las potencias por fase y la potencia trifásica entregada en el periodo de una semana. Cabe indicar la convención de signos que maneja OpenDSS en cuanto a flujos de potencia: cuando el flujo de potencia va desde el transformador a la carga, se representa con un signo negativo, mientras que el flujo en sentido contrario es positivo. Al no estar incorporado el SGDA, la corriente fluye únicamente desde el transformador hacia la carga.

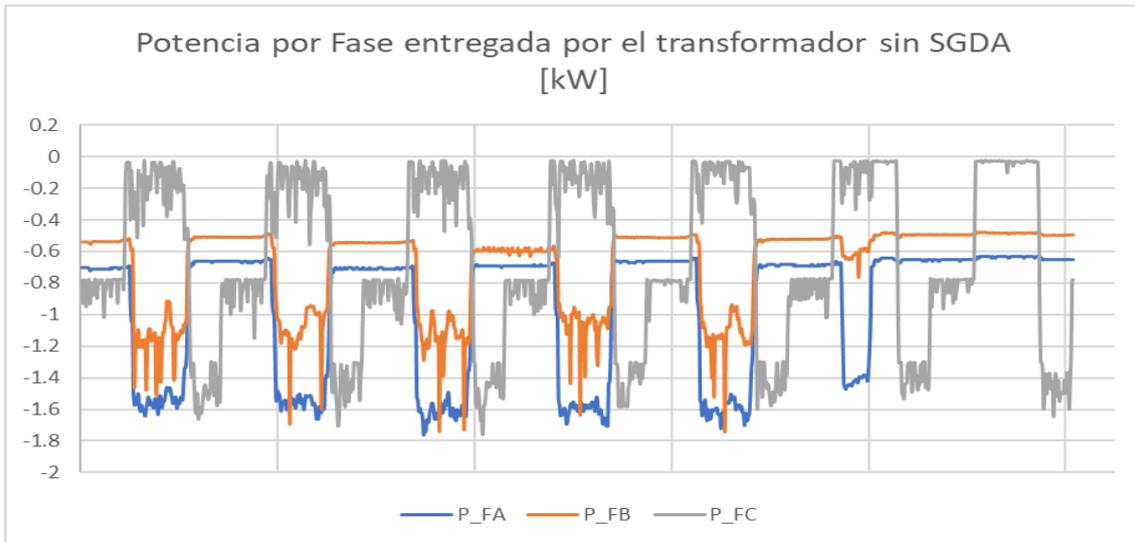


Figura 4.52. Potencia monofásica entregada por el transformador en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

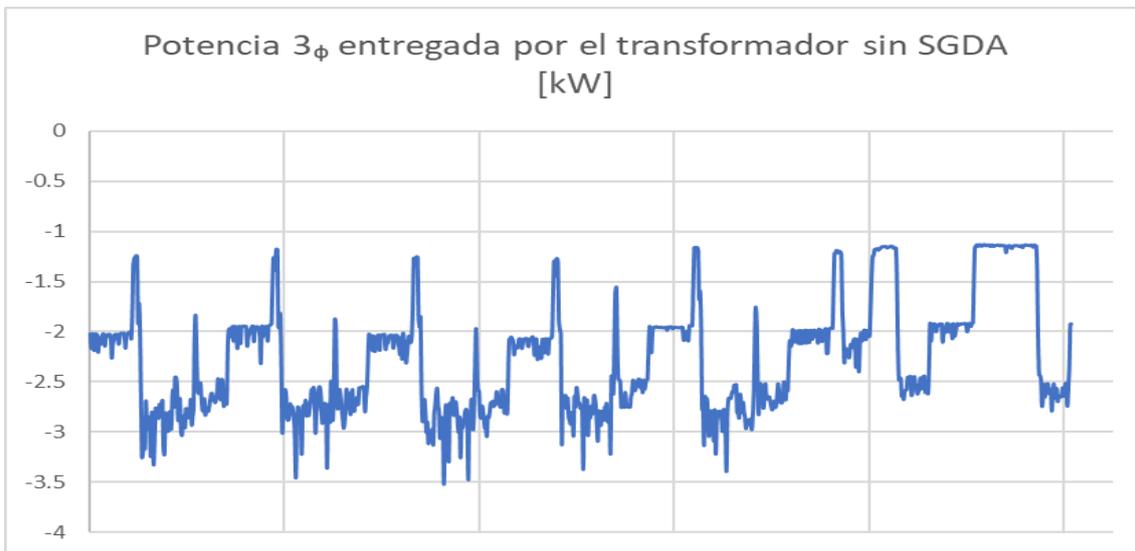


Figura 4.53. Potencia trifásica entregada por el transformador en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

En la Tabla 4.26, se presentan los valores máximos, mínimos y promedios de demanda, tanto monofásica como trifásica. Los resultados indican una demanda máxima del sistema de 3.52 kW.

Tabla 4.26. Potencia demandada por fase y trifásica. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FACE C	TRIFÁSICA
Pmáx (kW)	1.760	1.745	1.758	3.520
Pmín (kW)	0.630	0.476	0.021	1.130
Pprom (kW)	0.942	0.686	0.644	2.272

- Niveles de voltaje

En cuanto a niveles de voltaje, la Figura 4.54 muestra los valores adquiridos por cada una de las fases durante el periodo de análisis. Los valores se encuentran en el rango entre 126.6 y 127 V, por lo que se puede concluir que el voltaje es estable y satisface los requerimientos de la regulación.

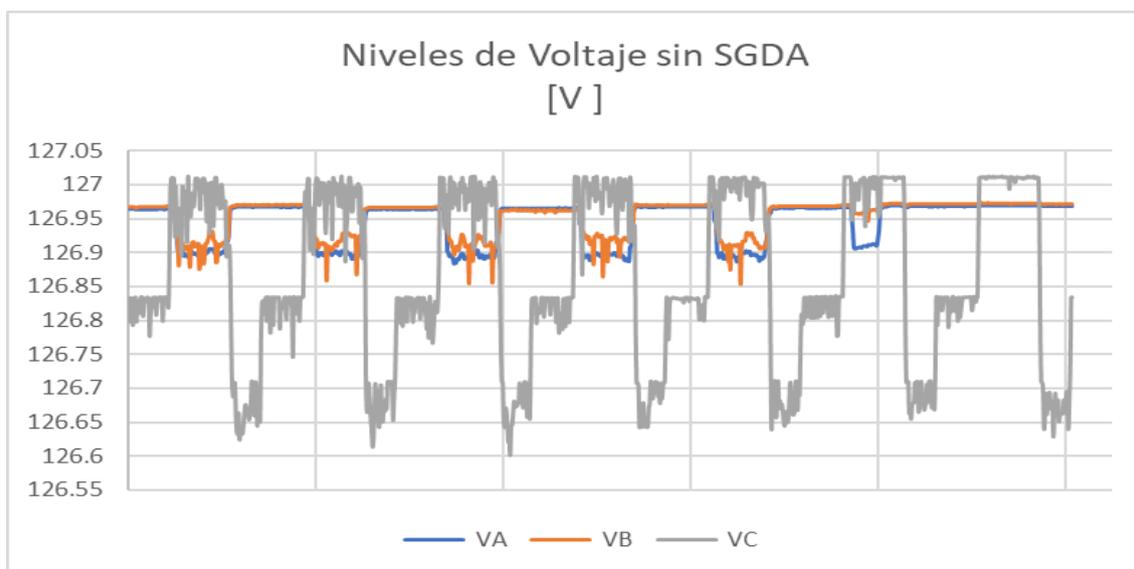


Figura 4.54. Niveles de voltaje por fase en ausencia del SGDA. Fuente: Propia.

En la Tabla 4.27 se muestran los valores máximos, mínimos y medios de voltaje por fase. El valor máximo corresponde a 127.012 V, el cual, según la Figura 4.55 se da en la hora de mínima carga que, de acuerdo con la simulación realizada sucede el día 10/03/2024 a las 09:00:00, con un valor de 1.130 kW. Por otro lado, el valor mínimo de voltaje en la fase B sucede en la hora pico de carga el día 06/03/2024 a las 12:30:00 con una demanda de 3.524kW.

Tabla 4.27. Valores de voltaje por fase sin SGDA. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
V_{máx} (V)	126.969	126.973	127.012
V_{mín} (V)	126.884	126.853	126.602
V_{prom} (V)	126.945709	126.952819	126.865314

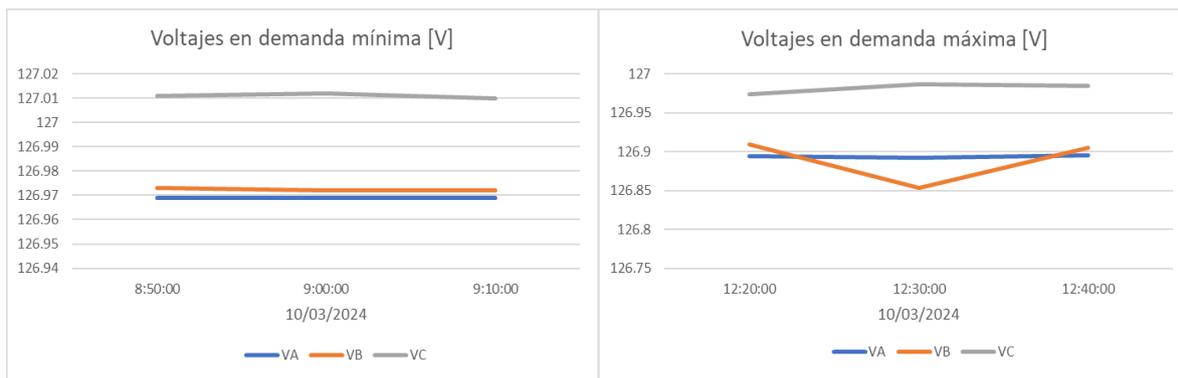


Figura 4.55. Niveles de voltaje en horas de demanda mínima y máxima. Fuente: Propia.

La comparación de los valores de voltaje medidos y simulados se presenta en la Tabla 4.28. Los resultados indican errores en el voltaje máximo y promedio relativamente bajos en todas las fases, con un rango entre 1.29% a 2.31%. Por otra parte, los errores en el voltaje mínimo son más significativos, especialmente en la Fase B, donde el error es del 4.51% (5.72V). En términos generales se puede decir que la simulación muestra una buena precisión en la estimación de niveles de voltaje.

Tabla 4.28. Comparación entre valores de voltaje medidos y simulados. Fuente: Propia.

	Valores Simulados			Valores Medidos			Error %		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
V_{máx} (V)	126.969	126.973	127.012	129.68	129.91	129.10	2.14%	2.31%	1.64%
V_{mín} (V)	126.884	126.853	126.602	121.16	122.02	120.99	4.51%	3.81%	4.43%
V_{prom} (V)	126.946	126.953	126.865	124.716	125.310	124.627	1.76%	1.29%	1.76%

- Flicker

La variación del flicker de corta duración a lo largo del periodo de análisis se ilustra en la Figura 4.56, se puede notar valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.0215% en la fase C, como se presenta en la Tabla 4.29.

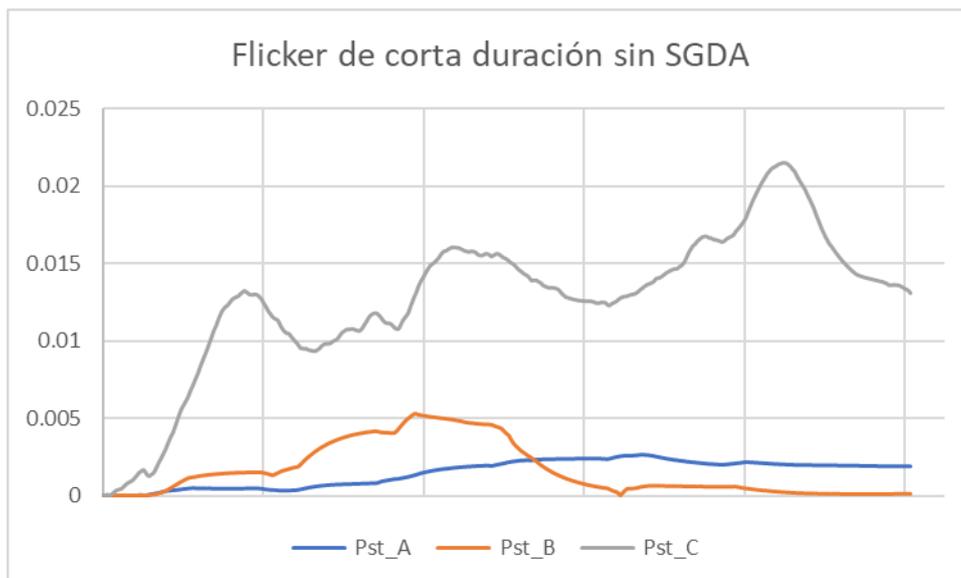


Figura 4.56: Variación del flicker de corta duración sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.29. Valores máximos, mínimos y medios de flicker. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
Pst máx (%)	0.0026	0.0053	0.0215
Pst mín (%)	0	0	0
Pst prom (%)	0.0014	0.0016	0.0127

Debido a los modelos ideales que maneja la simulación, y los valores relativamente altos de flicker en las mediciones realizadas en campo no es posible realizar una comparación directa entre estos datos. Por esta razón, la discrepancia entre valores medidos y simulados se cuantifica en relación con los incrementos o decrementos que se producen con la incorporación del sistema de generación distribuida. El mismo análisis se realiza para los valores de distorsión armónica de voltaje y de corriente, así como para el desequilibrio de voltaje.

- Armónicos de Voltaje

Los armónicos individuales de voltaje se ilustran en la Figura 4.57. Se puede notar que el valor más alto es el quinto armónico de la fase C. La Tabla 4.30 presenta el promedio del factor de distorsión armónica total de voltaje por fase para el análisis realizado.

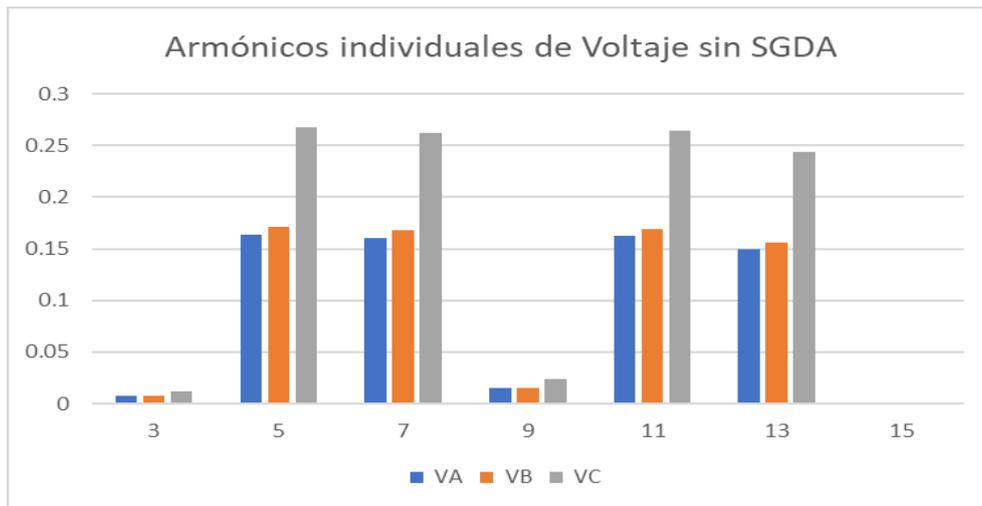


Figura 4.57: Armónicos individuales de voltaje en ausencia de GD. Fuente: Propia.

Tabla 4.30. Valores de THD de voltaje por fase. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
THD (%)	0.251	0.262	0.410

Por lo tanto, los armónicos individuales de voltaje, como el factor total de distorsión armónica cumplen con los requerimientos de la regulación vigente.

- Armónicos de Corriente

Los armónicos individuales de corriente se presentan en la Figura 4.58. Se puede notar que el valor más alto es el quinto armónico de la corriente de la fase C. La Tabla 4.31 presenta el promedio del factor de distorsión armónica total de corriente por fase para el análisis realizado.

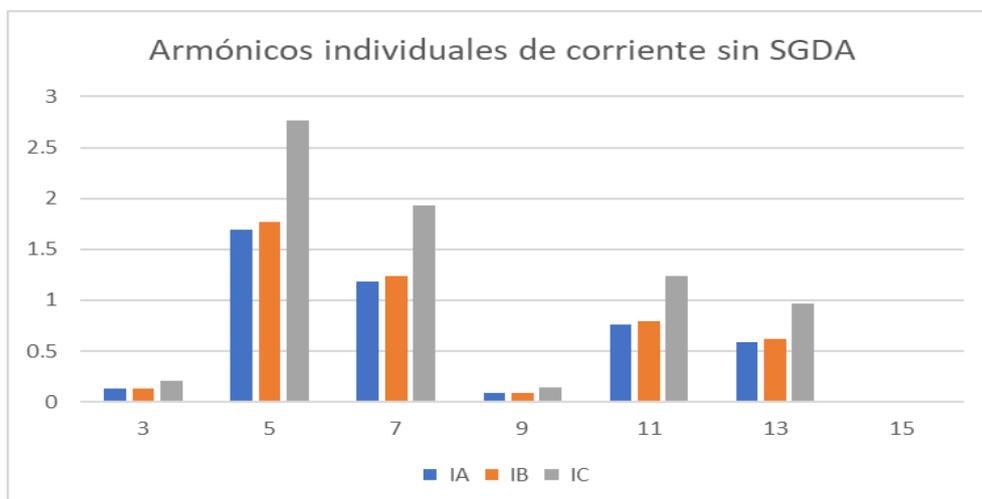


Figura 4.58: Armónicos individuales de corriente en ausencia de GD. Fuente: Propia.

Tabla 4.31. Valores de TDD de corriente por fase. Fuente: Propia.

	A	B	C
TDD (%)	15.308	15.440	15.305

De acuerdo con la normativa vigente se puede observar que en cuanto a armónicos se cumple con los requerimientos establecidos, no así en TDD, ya que se supera el límite del 12% establecido en todas las fases.

- Desequilibrio de Voltaje

Los valores de desequilibrio de voltaje se calcularon con la Ecuación (2.1). Obteniendo la gráfica de la Figura 4.59, donde se puede notar que los valores oscilan entre 0 y 0.25%, siendo este último el valor máximo, como se muestra en Tabla 4.32. Por lo que se puede deducir que se encuentran dentro del rango establecido por la regulación.

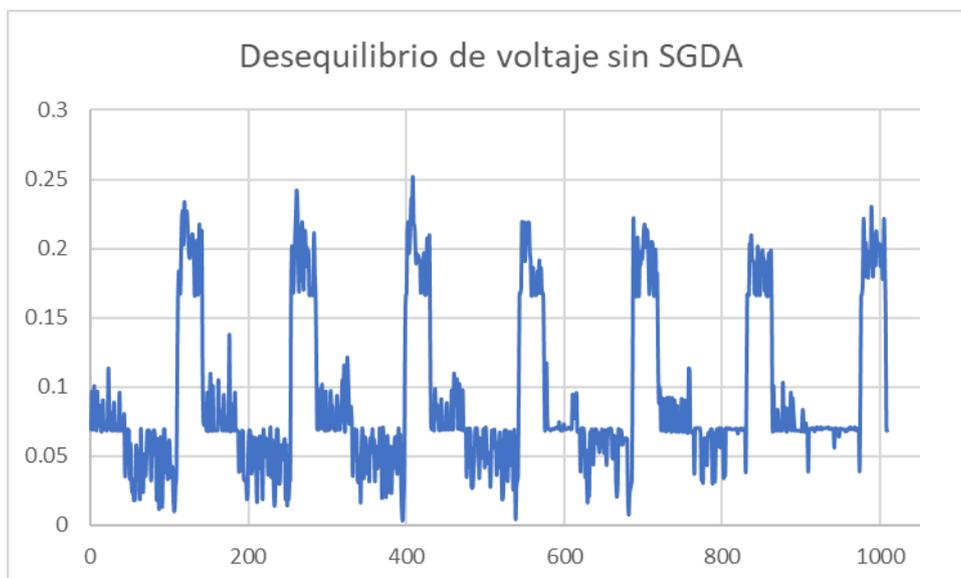


Figura 4.59: Variación del desequilibrio de voltaje en ausencia de SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.32. Valores de desequilibrio máximo, mínimo y medio. Fuente: Propia.

Desequilibrio (%)	
MAX	0.252
MIN	0.0037
PROM	0.092

- **Análisis con la incorporación del SGDA**

Para la inserción de un sistema fotovoltaico, se estableció la curva de irradiancia en por unidad Figura 4.60, teniendo como base 1000 W/m². Los valores se obtuvieron a partir de datos descargados de la página web renewables.ninja.

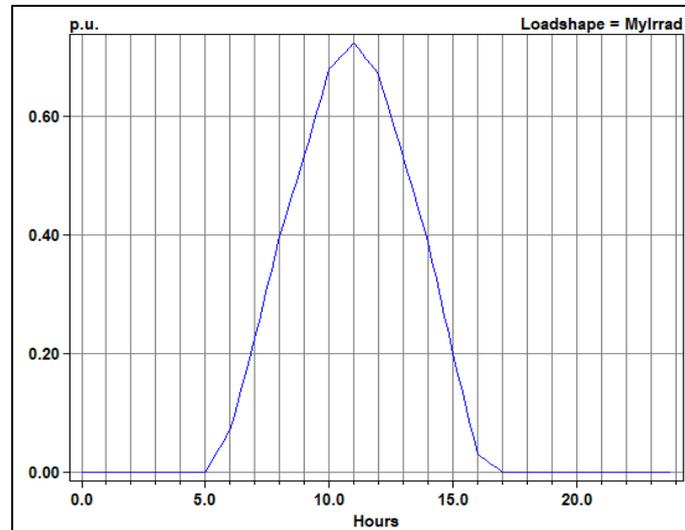


Figura 4.60: Curva de irradiancia en por unidad. Fuente: Propia.

Al ejecutar la simulación, se obtiene la curva de potencia de la Figura 4.61, que representa la potencia entregada por el sistema fotovoltaico durante un día. Cabe recordar nuevamente la convención de signos, que para este caso corresponde al signo negativo para la energía producida y signo positivo para la energía consumida por las cargas.

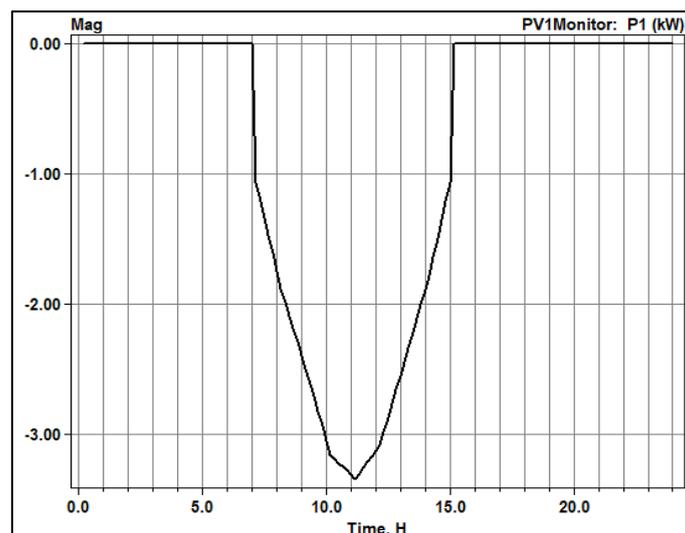


Figura 4.61: Generación del SGDA por fase. Fuente: Propia.

A partir de ello, en la Figura 4.62 se muestra las potencias por fase vistas desde el lado de baja del transformador en el periodo de una semana. La gráfica muestra valores positivos y

negativos que indican los flujos de potencia hacia y desde el transformador, respectivamente. Un aspecto importante es notar que al estar el inversor conectado a dos de las tres fases (A y B), la fase C adquiere solamente valores negativos.

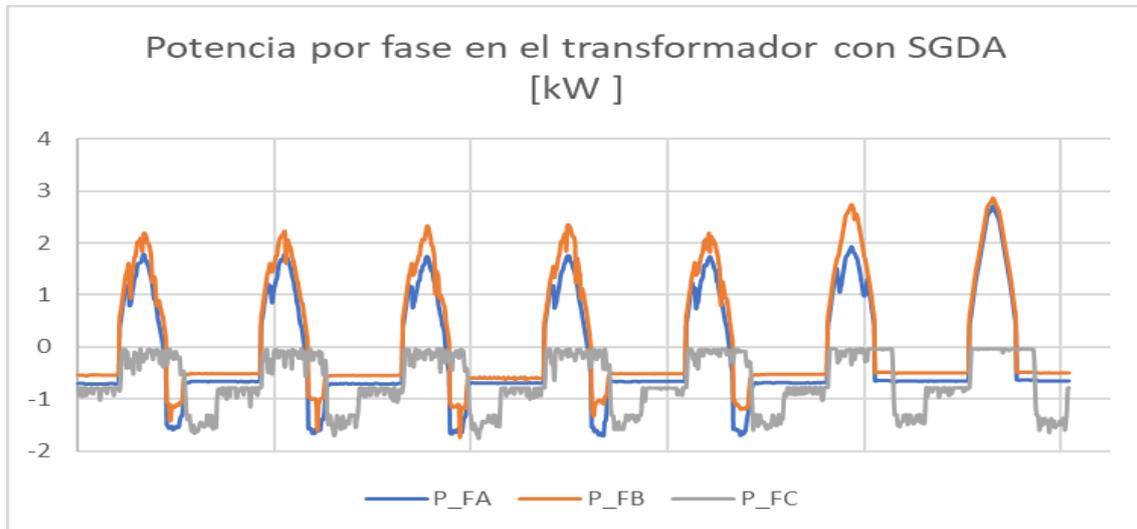


Figura 4.62: Potencias por fase vistas del lado de baja del transformador con la incorporación del SGDA. Fuente: Propia.

Por otra parte, en la Figura 4.63, se presenta la potencia trifásica del sistema vista por el transformador. Se puede notar claramente que el sistema fotovoltaico satisface la demanda total durante el periodo de generación, produciendo excedentes e inyectándolos a la red. No así en el periodo de no generación, donde los valores negativos indican el consumo de energía desde la red.



Figura 4.63: Potencia trifásica con SGDA. Fuente: Propia.

La Tabla 4.33 presenta las potencia máximas, mínimas y medias por fase y trifásicas demandadas por la red (negativas-consumo, positivas-inyectadas). En horas de gran

producción de energía fotovoltaica se inyecta hasta 5.547kW a la red de distribución. No obstante, el promedio semanal indica un consumo de 0.672 kW.

Tabla 4.33. Potencia demandada por fase y trifásica. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FACE C	TRIFÁSICA
Pmáx (kW)	2.713	2.861	-0.020	5.547
Pmín (kW)	-1.699	-1.730	-1.757	-3.474
Pprom (kW)	-0.142	0.113	-0.643	-0.672

En la Figura 4.64 y Figura 4.65 se presentan las potencias por fase y trifásicas medidas en el lado de bajo voltaje del transformador. Se puede notar que el comportamiento de la generación fotovoltaica tiene subidas y bajadas, lo cual representa las condiciones reales de irradiancia a lo largo de una semana. No obstante, al comparar estas curvas con las simuladas se encuentra una gran similitud

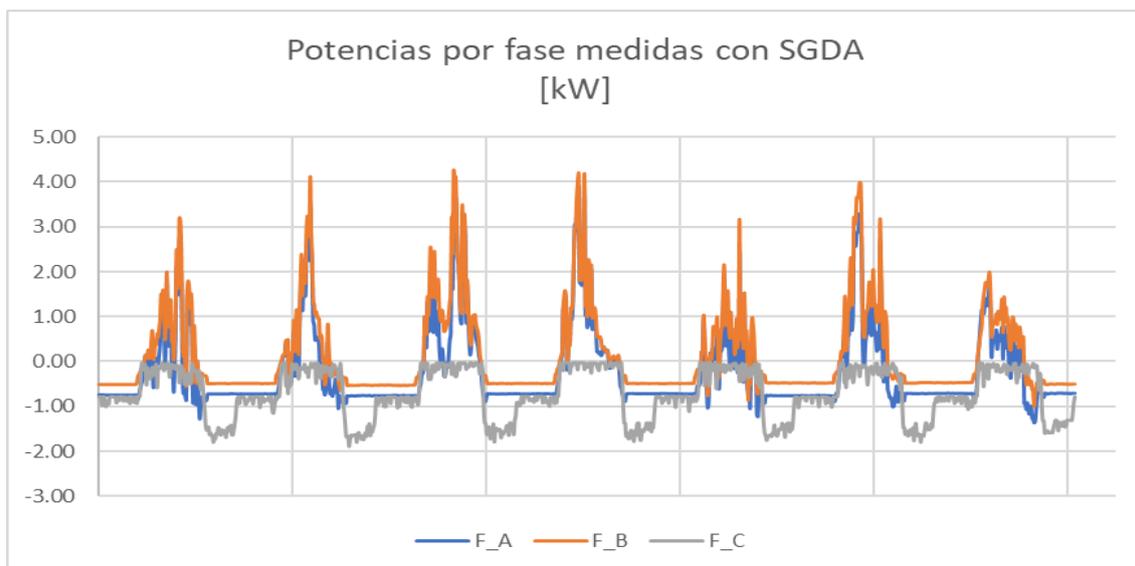


Figura 4.64: Potencias por fase medidas con SGDA. Fuente: Propia.



Figura 4.65: Potencia trifásica medida con SGDA. Fuente: Propia.

Para cuantificar la discrepancia entre los valores medidos y calculados se presentan los datos máximos, mínimos y medios en la Tabla 4.34. Si bien el porcentaje de error es elevado para los valores mínimos (45.083%), los valores máximos y medios presentan errores de 8 y 15%, que se pueden considerar aceptables debido a la variabilidad del recurso solar.

Tabla 4.34. Tabla comparativa entre potencia trifásica simulada y medida. Fuente: Propia.

	POTENCIA TRIFÁSICA		
	Simulados	Medidos	Error %
Pmáx (kW)	-3.474	-3.183	8.363
Pmín (kW)	5.547	8.047	45.083
Pprom (kW)	-0.672	-0.778	15.822

- Niveles de Voltaje

La variación en cuanto a niveles de voltaje con la incorporación de generación distribuida se presenta en la Figura 4.66, y los datos representativos se indican en la Tabla 4.35. Los resultados muestran que el voltaje oscila entre valores de 126.8 y 127 V, lo que representa un rango aceptable de acuerdo con el cumplimiento de la regulación.

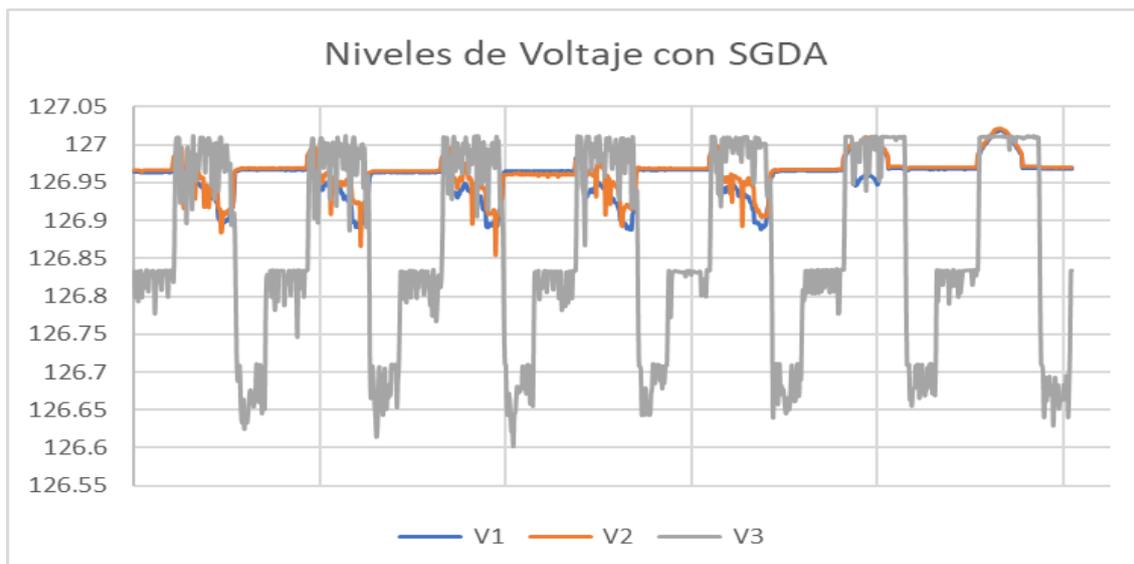


Figura 4.66: Niveles de voltaje con la inserción de generación distribuida. Fuente: Propia.

Tabla 4.35. Valores máximos, mínimos y medios de voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

	A	B	C
V_{máx} (V)	127.020	127.022	127.012
V_{mín} (V)	126.888	126.855	126.602
V_{prom} (V)	126.957	126.965	126.865

En la Tabla 4.36 se realiza una comparación entre los valores de voltaje simulados con y sin generación distribuida. Los datos indican un leve incremento del 0.04% para los valores máximos, mientras que un 0.01% para los valores medios en cuanto a las fases A y B. Por otra parte, los valores de voltaje en la fase C no presentan variación alguna al no tener inyección de corriente por parte del sistema fotovoltaico.

Los incrementos medios en las mediciones presentan un aumento entre 0.04% y 0.13%, mientras que existe una disminución de los valores máximos y mínimos, por lo que se puede considerar que la simulación presenta datos cercanos a la realidad.

Tabla 4.36. Tabla comparativa entre niveles de voltaje con y sin generación distribuida. Fuente: Propia.

	Valores sin SGDA			Valores con SGDA			Incremento/decremento		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
V_{máx} (V)	126.969	126.973	127.012	127.02	127.022	127.012	0.04%	0.04%	0.00%
V_{mín} (V)	126.884	126.853	126.602	126.888	126.855	126.602	0.00%	0.00%	0.00%
V_{prom} (V)	126.946	126.953	126.865	126.957	126.965	126.865	0.01%	0.01%	0.00%

En cuanto al análisis en los escenarios de máxima y mínima carga, que se muestran en la Figura 4.67, el valor mínimo de voltaje ya no se da en la fase B, como en el caso anterior, debido a que en ese periodo existe generación fotovoltaica y el perfil de tensión ha mejorado. Sin embargo, el valor máximo sucede en las fases B y C en el contexto de carga mínima.

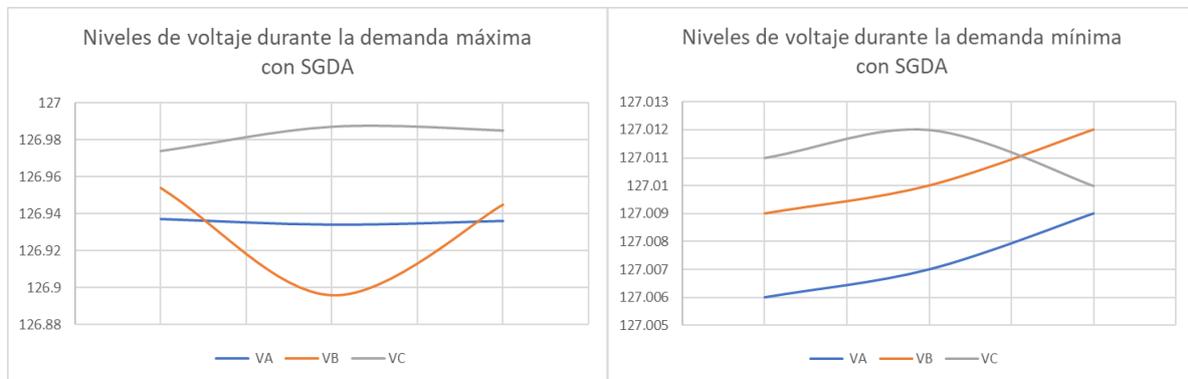


Figura 4.67: Niveles de voltaje en horas de demanda mínima y máxima con SGDA. Fuente: Propia.

- Flicker

La variación del flicker de corta duración con la incorporación del SGDA, a lo largo del periodo de análisis se ilustra en la Figura 4.68, donde se puede notar valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.0215 % en la fase C, como se presenta en la Tabla 4.37.

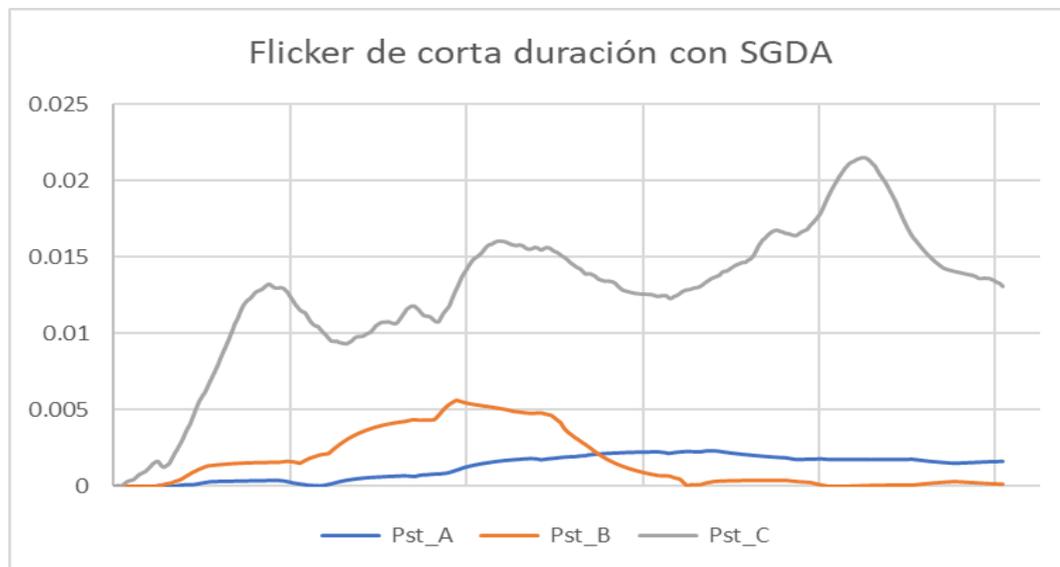


Figura 4.68: Variación del flicker de corta duración sin SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.37. Valores máximos, mínimos y medios de flicker. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
Pst máx (%)	0.0022	0.0056	0.0215
Pst mín (%)	0	0	0
Pst prom (%)	0.0012	0.0017	0.0127

La comparación de los valores de flicker de corta duración simulados con y sin generación distribuida se presenta en la Tabla 4.38. Los resultados indican un decremento en el valor máximo para la fase A de 15.38%, y una reducción del 14.28% para la fase B. No así en la fase B donde se muestra un incremento leve de 5.66% para el valor máximo y 6.25% para el valor medio. Por lo tanto, se puede concluir que la inserción del SGDA no tiene gran impacto en cuanto a flicker.

Los datos de las mediciones presentan grandes aumentos en los valores máximos, mientras que los valores promedio presentan disminuciones de entre 24% y 49%. La discrepancia entre estos valores se le atribuye a la dinámica de las cargas en la vida real.

Tabla 4.38: Comparación de valores de flicker con y sin SGDA. Fuente: Propia.

	Valores sin SGDA			Valores con SGDA			Incremento/Decremento		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
Pst máx (%)	0.0026	0.0053	0.0215	0.0022	0.0056	0.0215	-15.38%	5.66%	0.00%
Pst mín (%)	0	0	0	0	0	0	0.00%	0.00%	0.00%
Pst prom (%)	0.0014	0.0016	0.0127	0.0012	0.0017	0.0127	-14.28%	6.25%	0.00%

- Armónicos de Voltaje y de Corriente

Los armónicos individuales tanto de voltaje como de corriente se ven reducidos con la incorporación del SGDA al sistema, en comparación con aquellos obtenidos sin el sistema fotovoltaico, como se observa en la Figura 4.69 y Figura 4.70, respectivamente. Lo mismo ocurre con el THD en ambos casos, de acuerdo con los datos de la Tabla 4.39 y Tabla 4.40. No obstante, un cambio relevante surge en cuanto a los armónicos de corriente, ya que el tercer armónico se vuelve más representativo, reduciendo al mínimo el quinto armónico que era el más alto en el escenario anterior.

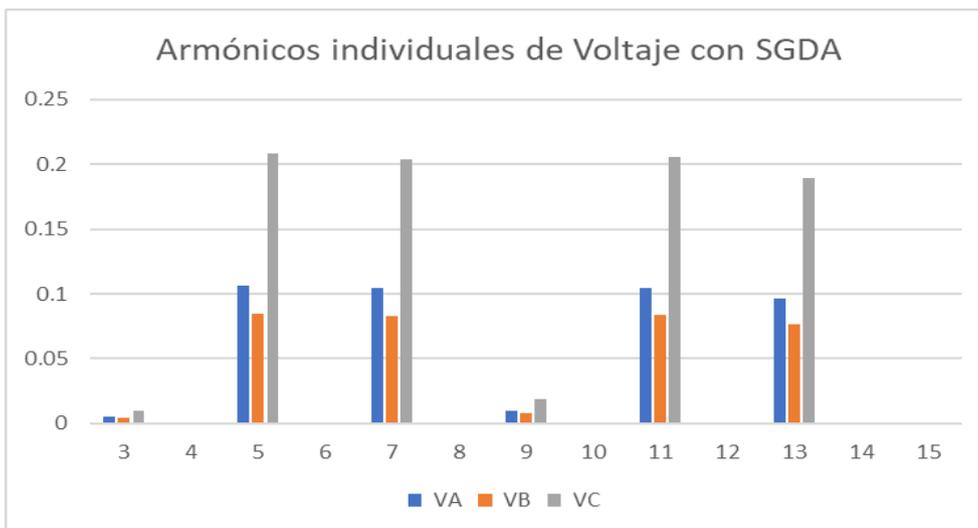


Figura 4.69: Armónicos individuales de voltaje en presencia de SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.39. Valores de THD de voltaje por fase. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
THD (%)	0.162	0.128	0.318

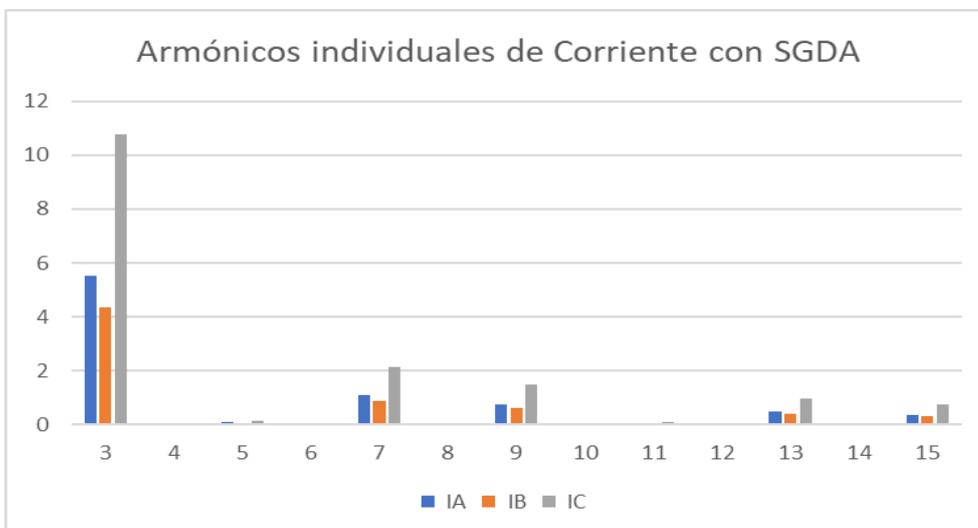


Figura 4.70: Armónicos individuales de corriente en presencia de SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.40. Valores de TDD de corriente por fase. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
TDD (%)	6.899	5.198	11.902

Por lo tanto, de acuerdo con la regulación y la normativa vigente se puede concluir que la incorporación del SGDA cumple en cuanto a armónicos individuales de voltaje y THD. No así el caso del TDD que aún supera el límite del 10% en la fase C.

La Tabla 4.41 cuantifica el decremento en las magnitudes de THD y TDD con la incorporación del SGDA. Se puede notar valores que oscilan entre 22.44% a 35.46% para la distorsión armónica total de voltaje, mientras que para la distorsión total armónica de corriente el porcentaje varía entre 22.23% y 66.33%.

Tabla 4.41. Tabla comparativa entre valores de THD y TDD con y sin generación distribuida. Fuente: Propia.

	Valores sin SGDA			Valores con SGDA			Incremento/Decremento		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
THD (%)	0.251	0.262	0.410	0.162	0.128	0.318	-35.46%	-51.15%	-22.44%
TDD (%)	15.308	15.440	15.305	6.899	5.198	11.902	-54.93%	-66.33%	-22.23%

Los datos obtenidos durante las mediciones muestran decrementos del orden del 9% para los valores medios de THD y de hasta 73% en cuanto a TDD. Dado que estos parámetros no afectan negativamente a la red, es preciso afirmar que la simulación cuenta con una buena aproximación a la realidad. Los datos sobre y sub estimados por la simulación son producto de los elementos ideales que maneja la misma.

- Desequilibrio de Voltaje

Los valores de desequilibrio de voltaje a lo largo de la simulación se presentan en la Figura 4.71, en la que puede notar picos que alcanzan un valor máximo de 0.252%. Por otra parte, en la Tabla 4.42 se muestra la comparación entre los valores de flicker máximo, mínimo y medio para los casos con y sin generación distribuida. Los resultados indican un error máximo de 1.09%, lo que indica que prácticamente no existe afección al sistema en cuanto a desequilibrio con la inserción del SGDA.

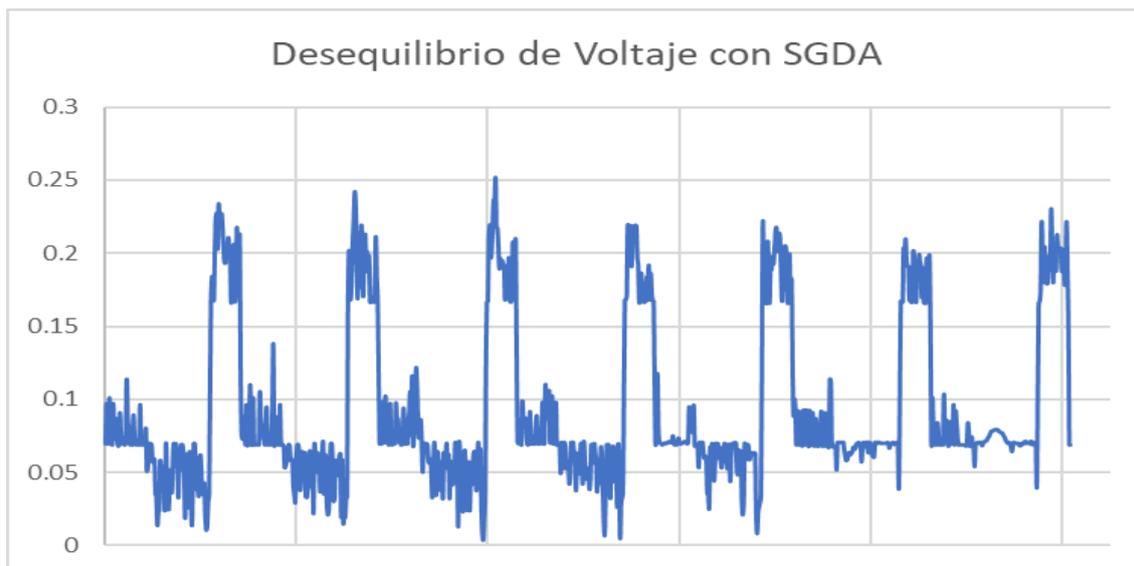


Figura 4.71: Variación del desequilibrio de voltaje en presencia de SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.42. Comparación de desequilibrio de voltaje con y sin SGDA. Fuente: Propia.

	Desequilibrio (%)		Incremento/ Decremento
	Con SGDA	Sin SGDA	
MAX	0.251	0.252	0.39%
MIN	0.0037	0.0037	0
PROM	0.093	0.092	-1.09%

- Régimen transitorio

El comportamiento transitorio de voltaje para las fases A y B, durante el tiempo de encendido y apagado del SGDA se ilustra en la Figura 4.72 y Figura 4.73, respectivamente. En el encendido del sistema fotovoltaico se puede notar que cerca de las 06:42 AM existe una pequeña caída de voltaje que luego se incrementa para estabilizarse en un punto más alto, mejorando ligeramente el perfil de voltaje. Por el contrario, a las 14:47 horas el SGDA se apaga con un evento transitorio caracterizado por la disminución de voltaje y posterior estabilización.

A diferencia del caso residencial, se puede notar un incremento de 0.02V durante el evento transitorio, lo cual indica una estabilización más suave debido a la conexión directa en el transformador.

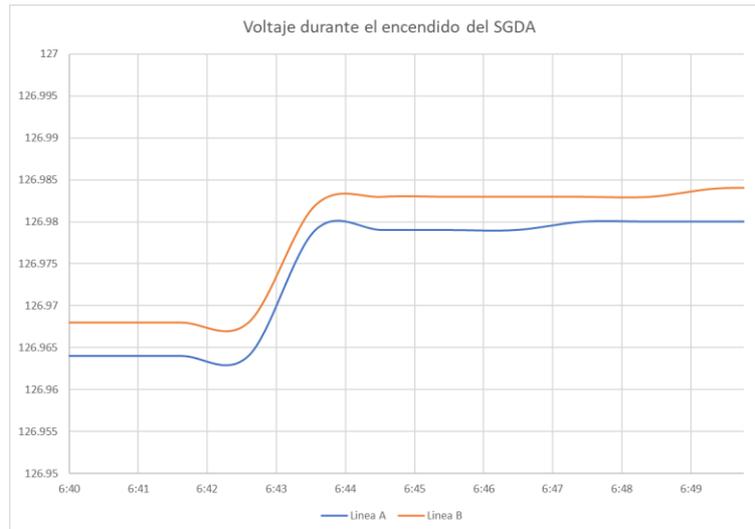


Figura 4.72: Régimen transitorio durante el encendido del SGDA. Fuente: Propia.

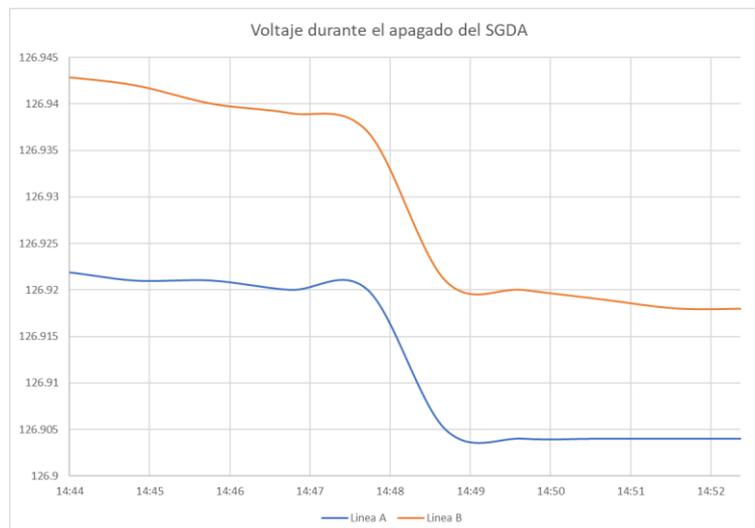


Figura 4.73: Régimen transitorio durante el apagado del SGDA. Fuente: Propia.

- **Análisis con la incorporación de sistemas de almacenamiento energético BESS**

Para fines de análisis, y dado que no es propósito de estudio un dimensionamiento riguroso para el sistema de almacenamiento energético se ha considerado criterios básicos que expongan una buena aproximación. Para el dimensionamiento se ha tenido en cuenta el valor máximo de excedentes que produce el sistema fotovoltaico, este valor corresponde a 5.547 kW. el valor de demanda máxima del cliente, luego de la incorporación del SGDA (3.474 kW) y una autonomía de 12 horas, que corresponde al periodo de no generación del sistema fotovoltaico.

Por lo tanto, los valores especificados para el BESS son:

- Potencia Nominal: 6 kW
- Capacidad de almacenamiento: $3.474\text{kW} \times 12\text{h} \approx 50\text{kWh}$

Por simplicidad y dado que su modificación no aportaría ningún valor para este estudio, los parámetros correspondientes a eficiencia, capacidad de reserva, y demás parámetros del BESS se han dejado por defecto. Además, se plantea que el BESS entregue energía durante las horas en las que la demanda de potencia es máxima y no exista generación fotovoltaica. Esto se configura mediante la inserción de un perfil de carga y descarga en por unidad, dado por la Figura 4.74. La carga de la batería se realiza cuando la curva toma valores negativos, mientras que la descarga se da en valores positivos

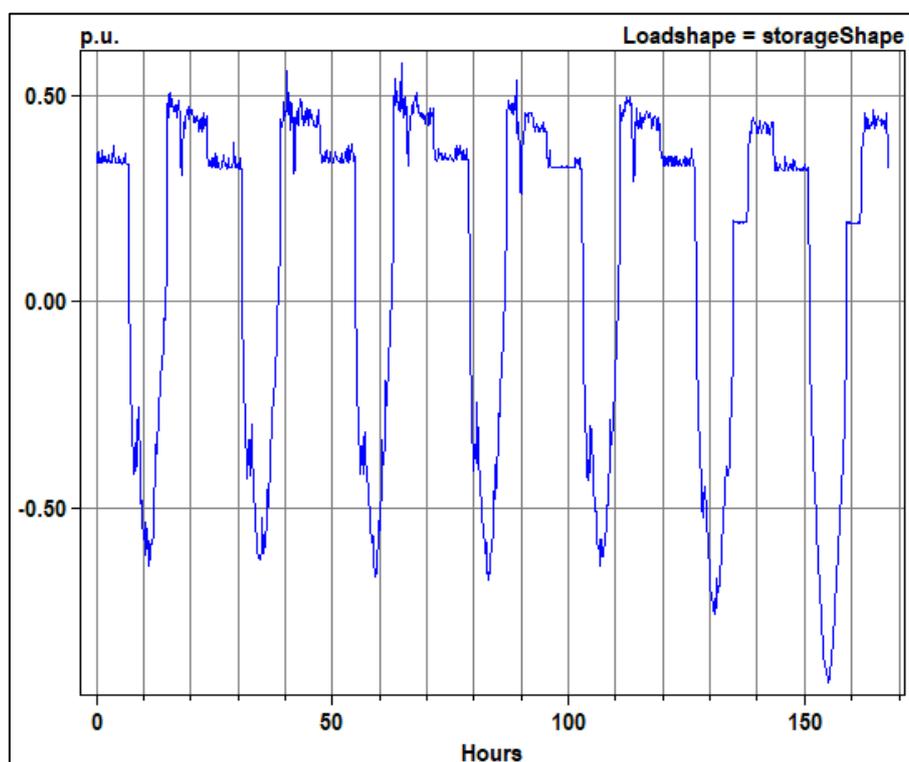


Figura 4.74: Perfil de carga y descarga de la batería en por unidad. Fuente: Propia.

La Figura 4.75 muestra la energía entregada por la batería en kWh a lo largo del tiempo. Se puede evidenciar un comportamiento cíclico, donde la batería inicialmente está cargada y a medida que se descarga alcanza un mínimo establecido en 10 kWh (20% del valor nominal, por defecto en OpendSS). Esta reserva asegura que siempre haya un nivel mínimo de carga en la batería para evitar daños por descarga profunda además de garantizar que la batería tenga suficiente energía para responder a cargas imprevistas o emergencias.

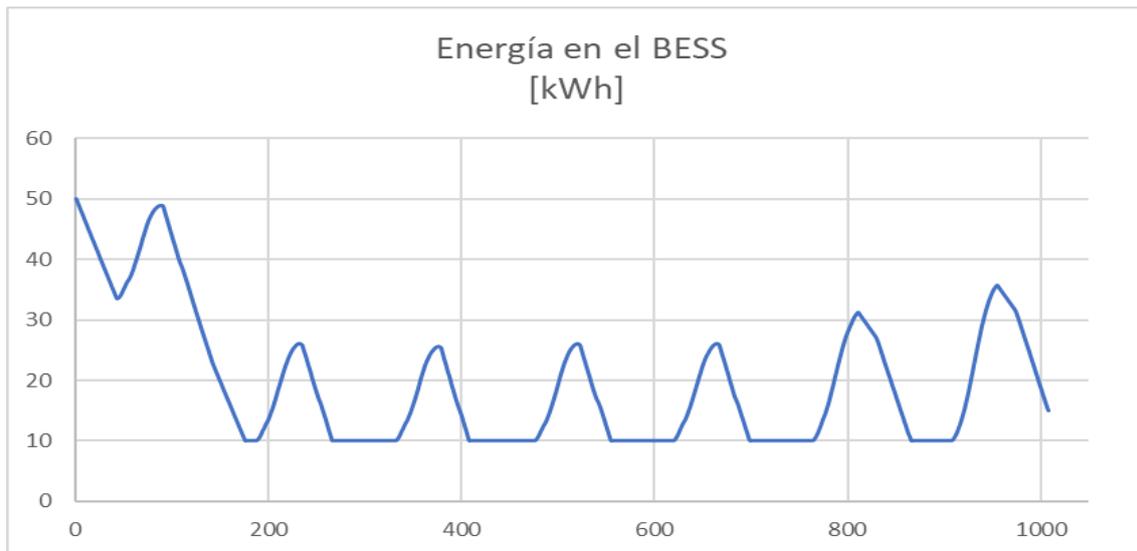


Figura 4.75: Energía en el BESS. Fuente: Propia.

En cuanto a potencia, la Figura 4.76 y Figura 4.77 muestran las potencias por fase y trifásica en el secundario del transformador, respectivamente. Se observan picos de potencia positiva que corresponden a la generación de energía por el sistema SGDA, alcanzando valores máximos de aproximadamente 1.5 kW. Los valles, por su parte, representan momentos donde la demanda es mayor que la generación, con valores alrededor de -2 kW, en el caso de las potencias monofásicas.

Para la potencia trifásica, se observan picos de potencia negativa, alcanzando aproximadamente -3 kW en los valles más profundos, además de una reducción de picos positivos a 0 kW. Esto sugiere que el BESS está siendo cargado eficientemente durante los periodos de exceso de generación.

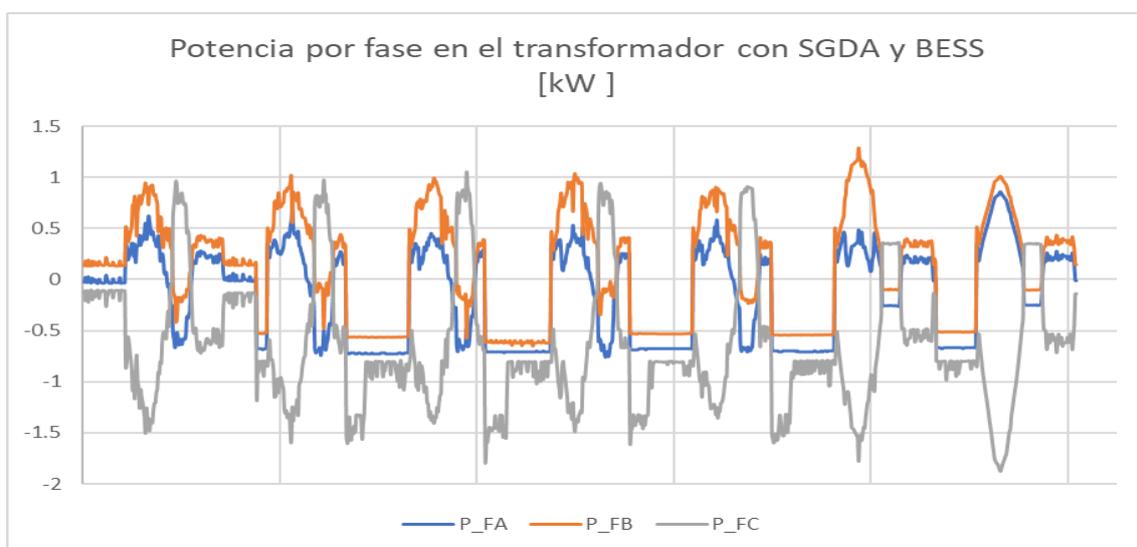


Figura 4.76: Potencia por fase con SGDA y BESS. Fuente: Propia.

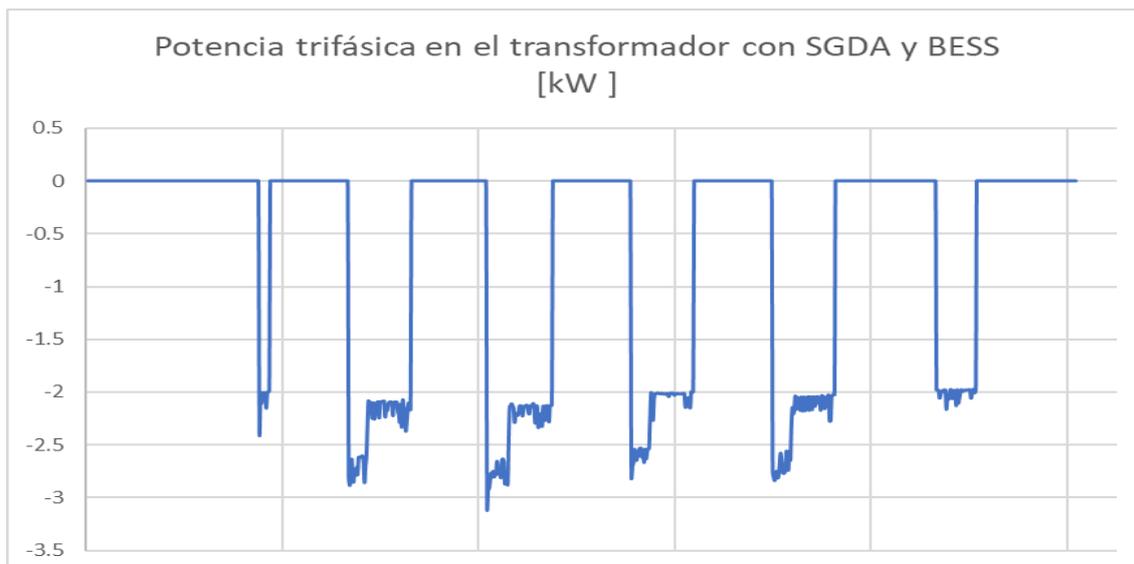


Figura 4.77: Potencia trifásica en el trafo con SGDA y BESS. Fuente: Propia.

No obstante, tanto los picos como los valles de potencia generalmente son más bajos en comparación con el caso sin BESS (Tabla 4.43), concluyendo que el BESS actúa como un regulador, mitigando las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones en la generación del SGDA y la demanda de la red.

Tabla 4.43. Valores de potencia y después de la incorporación del BESS. Fuente: Propia.

	SIN BESS				CON BESS			
	FASE A	FASE B	FACE C	TRIFÁSICA	FASE A	FASE B	FACE C	TRIFÁSICA
Pmáx (kW)	2.713	2.861	-0.020	5.547	0.864	1.289	1.054	0.000
Pmín (kW)	-1.699	-1.730	-1.757	-3.474	-0.762	-0.649	-1.876	-3.101
Pprom (kW)	-0.142	0.113	-0.643	-0.672	-0.150	0.106	-0.651	-0.696

- Niveles de Voltaje

La variación en cuanto a niveles de voltaje con la incorporación de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de baterías se presenta en la Figura 4.78, y los datos representativos se indican en la Tabla 4.44. Los resultados indican que el voltaje oscila entre valores de 126.8 y 127 V, con pequeñas disminuciones de picos en comparación con el caso sin BESS, en cuanto a las fases A y B. No así en el caso de la fase C, donde los valores de voltaje prácticamente se conservan

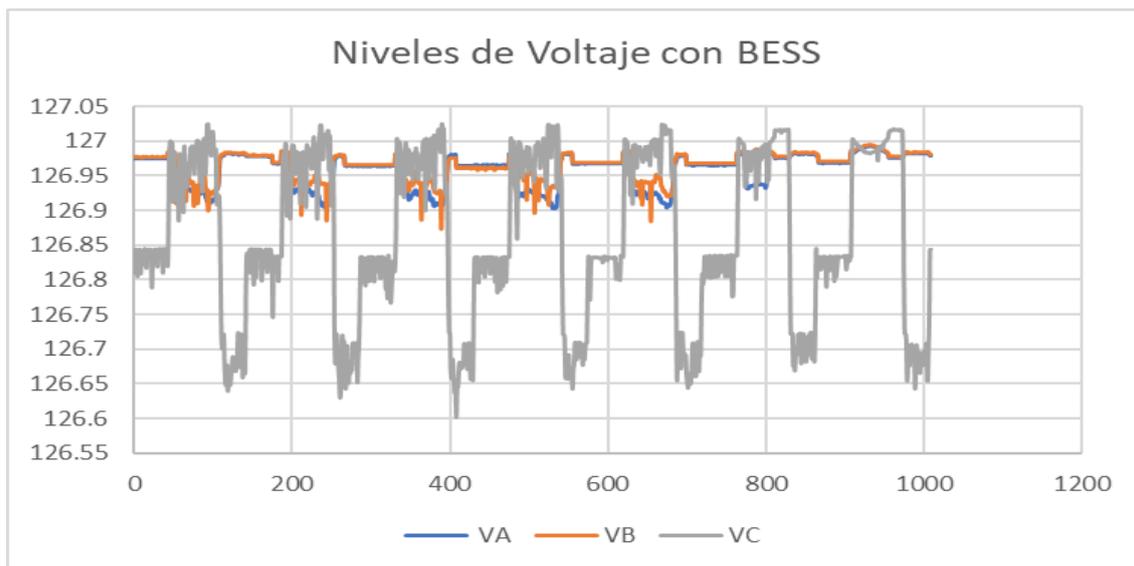


Figura 4.78: Niveles de voltaje con la inserción de generación distribuida. Fuente: Propia.

Tabla 4.44. Valores máximos, mínimos y medios de voltaje con SGDA. Fuente: Propia.

	A	B	C
V_{máx} (V)	126.992	126.995	127.025
V_{mín} (V)	126.903	126.873	126.602
V_{prom} (V)	126.958	126.965	126.865

Por otra parte, en la Tabla 4.45 se realiza una comparación entre los valores de voltaje simulados con y sin BESS. Los incrementos del orden del 0.01% y los decrementos del 0.02% indican una pequeña variación respecto al caso sin sistemas de almacenamiento.

Tabla 4.45. Niveles de voltaje con y sin BESS. Fuente: Propia.

	Valores sin BESS			Valores con BESS			Incremento/Decremento		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
V_{máx} (V)	127.02	127.022	127.012	126.992	126.995	127.025	-0.02%	-0.02%	0.01%
V_{mín} (V)	126.888	126.855	126.602	126.903	126.873	126.602	0.01%	-0.01%	0.00%
V_{prom} (V)	126.957	126.965	126.865	126.958	126.965	126.865	0.01%	0.00%	0.00%

En cuanto al análisis en los escenarios de máxima y mínima demanda, se puede notar mayor uniformidad en los niveles de voltaje, con valores que oscilan entre 126.85 y 126.99, lo que demuestra el efecto de incorporar BESS para estabilizar los niveles de voltaje ante variaciones de carga.

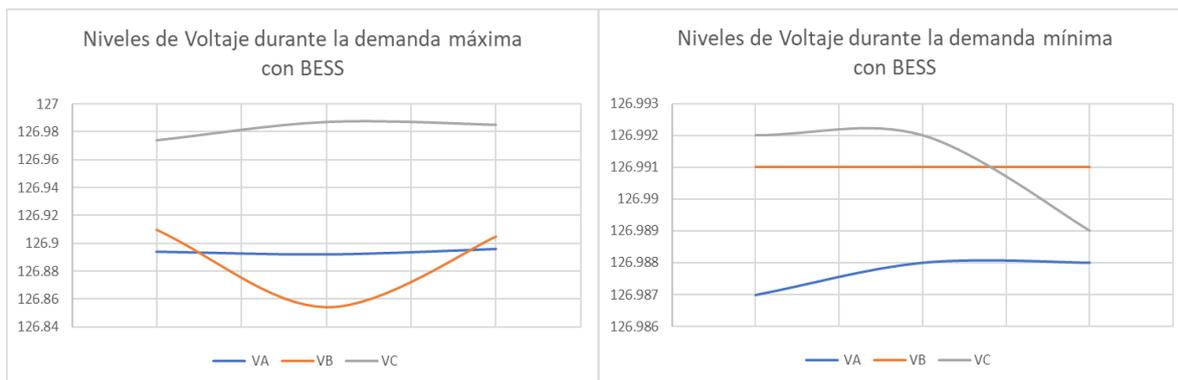


Figura 4.79. Niveles de voltaje en demanda máxima y mínima con BESS. Fuente: Propia.

Flicker

La variación del flicker de corta duración con la incorporación del BESS, a lo largo del periodo de análisis se ilustra en la Figura 4.80, se puede notar valores relativamente pequeños, alcanzando su máximo en 0.0205% en la fase C, como se presenta en la Tabla 4.46.

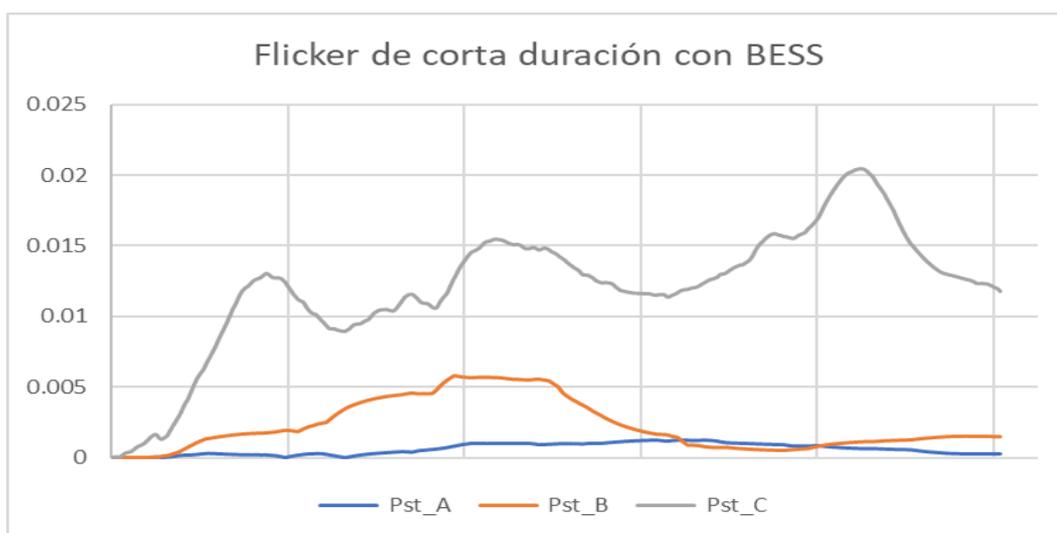


Figura 4.80: Variación del flicker de corta duración con BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.46. Valores máximos, mínimos y medios de flicker. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
Pst máx (%)	0.0013	0.0058	0.0205
Pst mín (%)	0.0000	0.0000	0.0000
Pst prom (%)	0.0006	0.0023	0.0121

La comparación de los valores de flicker de corta duración simulados con y sin generación BESS se presenta en la Tabla 4.47. Los resultados indican una reducción del flicker, en un 50% en la fase A. En la fase B se presenta un ligero aumento, mientras que en la fase C

también se verifica una disminución de este parámetro. Por lo tanto, se puede concluir que la inserción del BESS reduce el flicker en la mayoría de los casos, debido a que proporciona una mayor estabilidad de voltaje ante variaciones rápidas de carga.

Tabla 4.47. Flicker de corta duración con y sin BESS. Fuente: Propia.

	Valores sin BESS			Valores con BESS			Error %		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
Pst máx (%)	0.0022	0.0056	0.0215	0.0013	0.0058	0.0205	40.90	3.57	4.65
Pst mín (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pst prom (%)	0.0012	0.0017	0.0127	0.0006	0.0023	0.0121	50	35.29	4.72

- Armónicos de Voltaje y de Corriente

Los armónicos individuales de voltaje no presentan ninguna variación al incorporar el sistema de almacenamiento de baterías. No es el caso para los armónicos de corriente, ya que el tercer armónico se reduce significativamente, mientras el quinto armónico vuelve a incrementarse con la incorporación del BESS al sistema, tal como se observa en la Figura 4.81 y Figura 4.82.

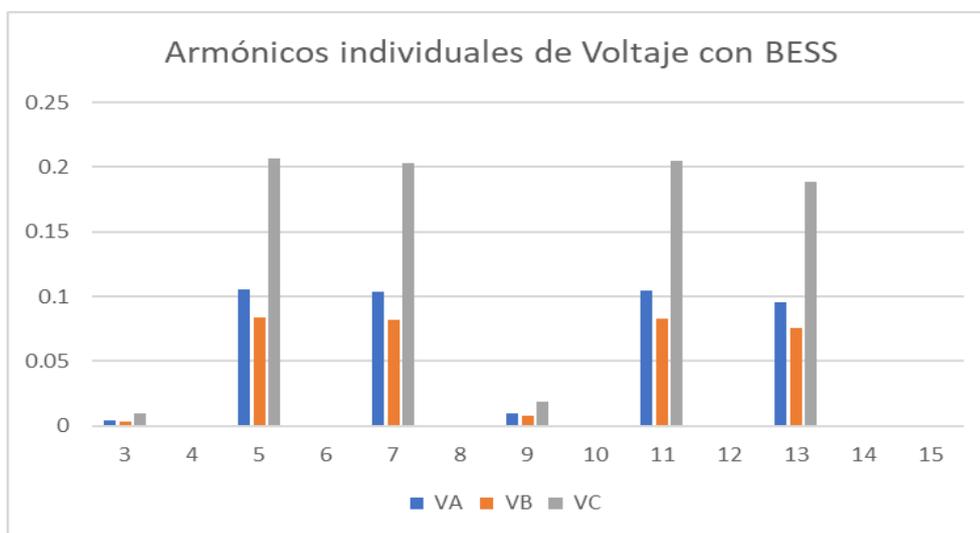


Figura 4.81. Armónicos individuales de voltaje en presencia de SGDA. Fuente: Propia.

Tabla 4.48. Valores de THD de voltaje por fase. Fuente: Propia.

	FASE A	FASE B	FASE C
THD (%)	0.162	0.128	0.318

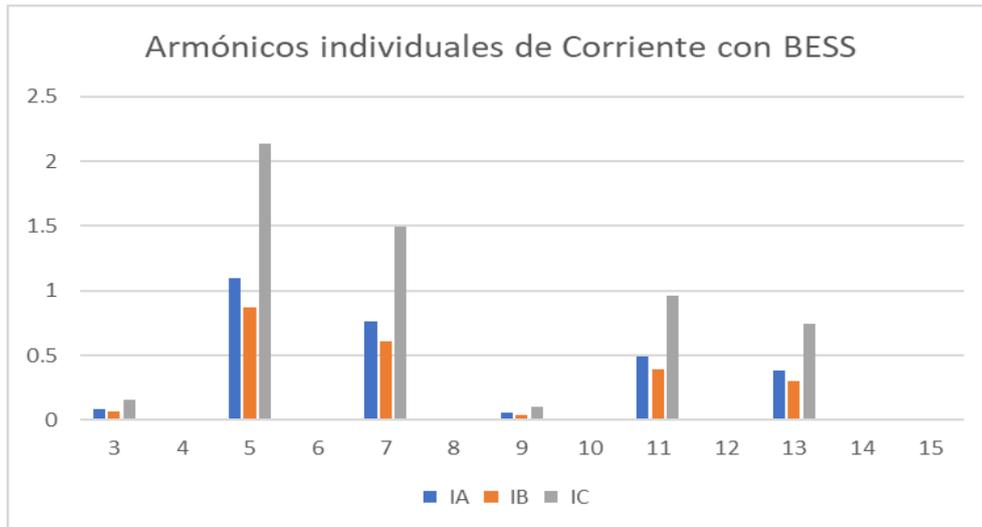


Figura 4.82. Armónicos individuales de corriente con BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.49. Valores de THD de corriente por fase. Fuente: Propia.

	A	B	C
TDD (%)	6.865	5.173	11.845

- **Desequilibrio de Voltaje**

Los valores de desequilibrio de voltaje a lo largo de la simulación se presentan en la Figura 4.83. La Tabla 4.50 muestra la comparación entre los valores de flicker máximo, mínimo y medio para los casos con y sin BESS. Los resultados indican un incremento máximo de 0.997%, lo que indica que existe una pequeña afección al sistema en cuanto a desequilibrio con la inserción del BESS, pero cumpliendo satisfactoriamente la regulación.

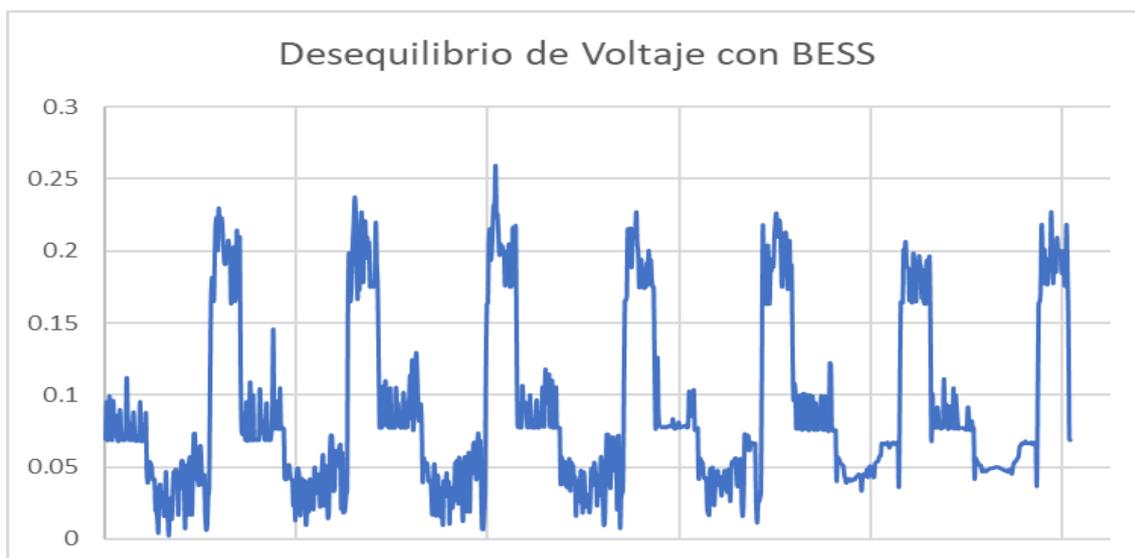


Figura 4.83: Variación del desequilibrio de voltaje con BESS. Fuente: Propia.

Tabla 4.50. Comparación de desequilibrio de voltaje con y sin SGDA. Fuente: Propia.

	Desequilibrio (%)		Incremento/Decremento
	Con BESS	Sin BESS	
MAX	0.259	0.251	-0.74%
MIN	0.0028	0.0037	0.99%
PROM	0.089	0.093	0.91%

CAPÍTULO 5

5. Criterios técnicos para la incorporación de SGDA en redes de la Empresa Eléctrica

En este capítulo se establecen criterios técnicos desarrollados en base a las regulaciones y normativas vigentes que permitirán la incorporación de sistemas de generación distribuida en redes de distribución de la EEA con el fin de mitigar el impacto negativo a la calidad de energía.

Cabe indicar que el objetivo de este capítulo es de carácter técnico, por lo que temas como: responsabilidades de la empresa y usuarios, estudios de factibilidad y habilitación, sistemas de medición y energía neta, entre otros, que se encuentran especificadas en la regulación, no se han incluido en el desarrollo del mismo. Por lo tanto, en caso de requerir información adicional que no conste en este apartado debe remitirse a la regulación ARCERNNR 008/23.

Las normas y regulaciones citadas se detallan a continuación:

IEC 62109.- se centra en la seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas fotovoltaicos.

IEEE 1547.- establece los requisitos técnicos para la conexión y la interoperabilidad de recursos de energía distribuida con los sistemas eléctricos de potencia asociados.

IEC 61000.- establecen requisitos para la inmunidad y emisión de equipos eléctricos y electrónicos para asegurar que funcionen correctamente en su entorno electromagnético sin causar interferencias inaceptables en otros equipos.

INEN. -Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), se encarga de la elaboración y adopción de normas técnicas en diversas áreas para asegurar la calidad y seguridad de productos y servicios en el país.

NEC-SB-IE. - Parte de la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), establece los requisitos técnicos y de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas en edificaciones en Ecuador.

ARCERNNR 008/23.- Denominada: “Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, establece las disposiciones generales para la habilitación, instalación, conexión y operación de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA)

ARCERNNR 002/20.- Denominada: “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, tiene como objetivo establecer los indicadores, índices y límites que determinan la calidad del servicio y del producto en la distribución y comercialización de energía eléctrica en el Ecuador.

NTC 2050.- Norma Técnica Colombiana (NTC) basada en el National Electrical Code (NEC) cuyo objeto es la salvaguardia de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad.

NBR16150.- norma brasileña que establece los requisitos para el diseño de instalaciones eléctricas de sistemas fotovoltaicos, cubriendo aspectos como la seguridad, el rendimiento y la conformidad con las regulaciones pertinentes.

UNE 206007.- norma española desarrollada por la Asociación Española de Normalización (UNE) establece los requisitos de conexión a la red eléctrica, específicamente para inversores conectados a la red.

ANCE. - Asociación de Normalización y Certificación, es una entidad mexicana dedicada a la elaboración de normas técnicas y la certificación de productos en diversas áreas, incluyendo la industria eléctrica y electrónica.

NEC 690. - sección específica del Código Eléctrico Nacional, proporciona directrices detalladas para asegurar la seguridad y el correcto funcionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos.

UL1741. - normativa de seguridad desarrollada y publicada por Underwriters Laboratories (UL), para equipos de generación distribuida, especialmente inversores conectados a la red eléctrica.

5.1. Caracterización y categorización del SGDA

La regulación ARCERNNR 008/23 caracteriza a un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento como aquella generación eléctrica que utiliza como fuente primaria un recurso energético renovable no convencional que se encuentra disponible en el Área de Servicio de la Empresa Distribuidora y que abastece la demanda de uno o varios Consumidores Regulados. El límite de potencia nominal del SGDA con conexión a las redes de distribución de la empresa eléctrica es de 2MW, pudiendo ser una limitante la capacidad de alojamiento de generación distribuida en la red, establecida por la distribuidora.

De acuerdo con (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023) se permite categorizar a los consumidores regulados en base a la potencia

nominal del SGDA y el suministro de voltaje en dos categorías, como se indica en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Voltajes de conexión y categorías de SGDA (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

Voltaje de conexión	Potencia nominal, P	Categoría
Bajo voltaje	$P \leq 5$ kW, monofásica	Categoría 1
	$P \leq 10$ kW, bifásica	
	$P \leq 50$ kW, trifásica	
Medio voltaje	$P \leq 2$ MW cuando hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución.	Categoría 2

5.2. Modos de Autoabastecimiento

En la Figura 5.1 se presenta las modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento que contempla la Regulación.

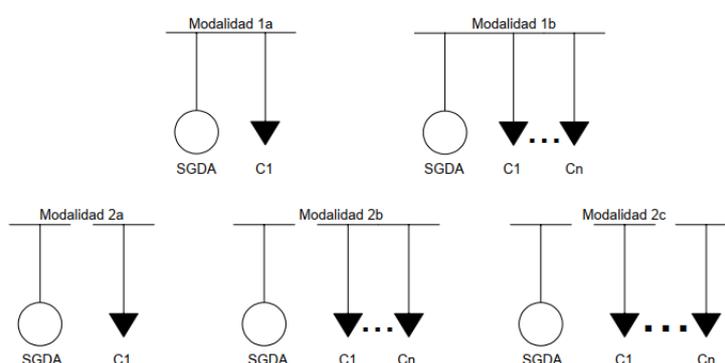


Figura 5.1. Modalidades de autoabastecimiento (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

Cada una de estas modalidades se describe a continuación:

1. Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local: El SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en un mismo inmueble. En esta modalidad, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.
2. Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local: El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en un mismo inmueble.
3. Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto: El SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en inmuebles diferentes.

4. Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados: El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en inmuebles diferentes. Los Consumidores Regulados se encuentran concentrados en un mismo inmueble.
5. Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos: El SGDA y los Consumidores Regulados asociados al SGDA están ubicados en inmuebles diferentes (los Consumidores Regulados se encuentran dispersos).

La energía neta, cargo de demanda, y energía producida por un SGDA de consumidores regulados, para las diferentes modalidades se especifica en el ANEXO E de la regulación.

5.3. Requisitos técnicos operativos

5.3.1. Requisitos con respecto a la estabilidad de frecuencia

El SGDA debe tener la capacidad de permanecer conectado a la red y continuar su operación mientras se encuentre entre los rangos de frecuencia y períodos de tiempo mínimos contemplados en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Períodos de tiempo mínimos durante los que uno o varios SGDA vinculados a un mismo punto común debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación a diferentes valores de frecuencia (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de funcionamiento
$62 < f \leq 63$	1.5 minutos
$61 < f \leq 62$	30 minutos
$59 < f \leq 61$	Ilimitado
$58 < f \leq 59$	30 minutos
$57.5 < f \leq 58$	1.5 minutos

Además, el SGDA debe cumplir con lo siguiente:

1. Ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir operando ante desviaciones de frecuencia de ± 2.5 Hz/s, a no ser que la desconexión sea producto de la actuación de una protección de frecuencia.
2. Podrá conectarse automáticamente luego de una desconexión provocada por una falla en la red, siempre que la frecuencia se encuentre entre 57.5 Hz y 60.05 Hz; y, a la vez, la magnitud de voltaje se permanezca entre 0.9 y 1.1 PU, durante 60 segundos, como mínimo.
3. La velocidad de aumento de potencia será igual o menor al 10% de la potencia nominal de la central de generación por minuto (10% P_{nom}/min).

4. Se acepta una conexión automática, a no ser que la empresa distribuidora decida lo contrario, en cuyo caso la reconexión debe realizarse en coordinación con la empresa distribuidora.

5.3.2. Requisitos con respecto a la estabilidad de voltaje

El sistema de generación distribuida para autoabastecimiento deberá permanecer conectado a la red y mantenerse en operación, dentro del rango de voltaje especificado en la Tabla 5.3, en el punto de conexión.

Tabla 5.3. Rango de voltaje durante el cual debe permanecer el o los SGDA vinculados en un mismo punto común conectada a la red y mantenerse en operación (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023).

Rango de voltaje	Tiempo de funcionamiento
0.9-1.1	Ilimitado

5.3.3. Requisitos con respecto a la calidad de la onda de voltaje

Las perturbaciones causadas por la conexión del SGDA a la red, de acuerdo al nivel voltaje nominal, no deberán superar los límites establecidos en la Tabla 5.4, medidas en el punto de conexión.

Tabla 5.4. Límites de calidad de energía. Fuente: Propia

Voltaje Nominal \leq 600V (bajo voltaje)		
Parámetro	Límite	Norma o Regulación
Parpadeo	$P_{st} < 1$	No. ARCERNNR 002/20
Armónicos de Voltaje	Factor de distorsión armónica individual $< 5\%$ THD $< 8\%$	No. ARCERNNR 002/20
Armónicos de Corriente	Se evalúa mediante el THD y el TDD. Este último considerando la relación de cortocircuito (SCR) en el punto de conexión.	IEEE-519 de 2014
Voltaje Nominal $>$ 600V (medio voltaje)		
Parámetro	Límite	Norma o Regulación
Parpadeo	$(P_{st}) < 0.9$	CEI 61000-4-15
Armónicos de Voltaje	Factor de distorsión armónica individual $< 3\%$ THD $< 5\%$	No. ARCERNNR 002/20
Armónicos de corriente	Se evalúa mediante el THD y el TDD. Este último considerando la relación de cortocircuito (SCR) en el punto de conexión.	IEEE-519 de 2014
Desbalance de voltaje	En el PCC no debe superar el 2%	No. ARCERNNR 002/20

5.4. Requisitos Técnicos Mínimos para Equipos de Conversión de Energía

En base a los resultados obtenidos en el análisis de los casos de estudio, que muestran un impacto negativo de la incorporación de SGDA en las redes de distribución en cuanto a armónicos de corriente y Flicker. Y, considerando que la calidad de energía en el PCC está relacionada directamente con la salida del inversor, además de que la regulación vigente no establece requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir estos equipos, se ha realizado una revisión de normativas, regulaciones y especificaciones técnicas locales y extranjeras que permitan designar las características técnicas mínimas que deben cumplir los convertidores electrónicos de potencia en un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento con conexión a la red.

En este contexto, con la recopilación de información relevante se establece que el o los inversores de un SGDA con conexión a la red deben cumplir como mínimo, con lo siguiente:

- Satisfacer los requisitos técnicos operativos estipulados anteriormente para la interconexión entre los sistemas de generación distribuida y la red de distribución.
- Tener certificación que avalúe como mínimo el cumplimiento de la normativa IEEE 1547, UL1741, NBR16150 y/o UNE 206007 para la interconexión con la red, así como los requisitos de seguridad y compatibilidad electromagnética estipulados en las normas IEC 62109 y IEC61000.
- Contar con el certificado correspondiente que garantice el cumplimiento de los requerimientos eléctricos para la función anti-isla de acuerdo con la Norma IEC 62116, o la Norma IEEE 1547.
- La eficiencia del inversor debe ser igual o mayor que 95 % a la potencia nominal del sistema.
- La placa de identificación debe tener información que incluya la marca, modelo, especificaciones, fabricante o importador responsable.
- Tener la capacidad de gestionar la energía conforme al diseño del sistema fotovoltaico. La potencia de salida del inversor debe ser al menos igual a la potencia máxima del SFV.
- Si el inversor es para uso en interiores o a la intemperie, debe contar con un envolvente con índice de protección IP54 e IP65, respectivamente.
- Disponer de una tablilla de conexión con terminales, enchufes o conectores rápidos con índice de protección IP65 y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.

5.5. Cables de conexión al PCC

Las características de los cables utilizados para interconectar la salida del inversor al PCC deben cumplir con lo requerido en el reglamento RTE INEN 021, junto con las siguientes consideraciones:

- El calibre del conductor seleccionado debe ser tal que soporte la corriente máxima de salida del inversor. Además, se debe evitar una caída de tensión mayor al 5%, según lo establecido en (Asociación de Normalización y Certificación et al., 2013)
- El alambrado interno de los equipos y componentes, así como los cables de interconexión, deberán identificarse en ambos extremos, indicando el punto de conexión en la bornera del equipo o componente y el nombre del dispositivo y número de borne del extremo opuesto del conductor.
- Cuando el cableado esté expuesto a la luz directa del sol, los cables deben estar calificados como resistentes a la luz del sol o se deben utilizar cables de Tipo USE, UF, TWD-UV, o equivalente.
- Todo cable que no sea para servicio en intemperie debe estar contenido en tubería Conduit de acuerdo con el tipo de instalación, interior o exterior. Puede ser del tipo flexible de aluminio con recubrimiento de PVC (para longitudes máximas de 3 m) o rígida de PVC ó metálica galvanizada cables cuya longitud es mayor que 3 m.
- Para el cableado en general, no expuesto a la intemperie, el cable debe ser seleccionado con aislamiento para 90°C, por ejemplo, del tipo THW-2, THWN-2, THHW-LS o equivalente.

En la instalación del SGDA se permite conectar los componentes del conjunto con los accesorios y conectores destinados de tal manera que queden ocultos una vez montados, siempre que la certificación de estos lo permitan. Dichos accesorios y conectores deben cumplir también con los valores de aislamiento mínimo, capacidad de corriente y límites de temperatura iguales que el resto de los elementos de la instalación. Además, estos elementos deben ser capaces de resistir las condiciones ambientales en las cuales se vayan a usar.

5.6. Medios de desconexión de los equipos

En la instalación del SGDA se debe contar con dispositivos que permitan la desconexión de los inversores de todos los conductores no puestos a tierra y de todas las fuentes de energía. Estos dispositivos deben estar agrupados e identificados correctamente, deben ser de corte visible y de fácil acceso a la distribuidora.

5.6.1. Dispositivos de desconexión

De acuerdo con (Asociación de Normalización y Certificación et al., 2013), tanto el circuito de salida del sistema fotovoltaico, como del inversor deben contar con un medio de desconexión que cumplan con al menos los siguientes requerimientos:

- Los elementos de desconexión tienen que estar incluidos en una caja de desconexión con al menos un índice de protección IP65. Por otra parte, estos pueden estar instalados junto o dentro del inversor siempre y cuando se garantice la desconexión para realizar trabajos de maniobras y mantenimientos.
- Los dispositivos de desconexión comprenden: interruptores de cuchilla, interruptor termomagnético, interruptor de palanca y son seleccionados en base al tipo de corriente según el circuito.
- En el caso de que los conductores del SGDA no cuenten con una descarga a tierra, ambos deberán tener un medio de desconexión como se muestra en la Figura 5.2.

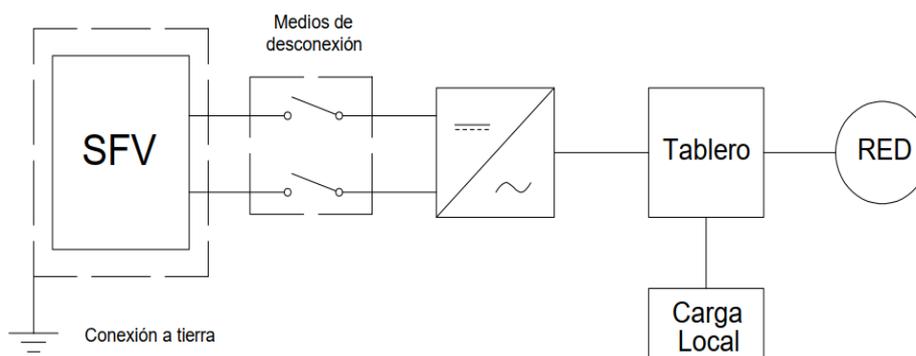


Figura 5.2: Localización de medios de desconexión en un sistema flotante (Asociación de Normalización y Certificación et al., 2013).

- Si el inversor ha sido instalado en el interior de un inmueble es preciso contar con un sistema de desconexión de emergencia conformado por un contactor o interruptor, el cual debe estar conectado en la salida del arreglo fotovoltaico y un botón de paro para deshabilitar el generador fotovoltaico del resto del sistema durante alguna eventualidad, instalado lo más cerca del tablero de distribución o de la acometida del suministrador de potencia eléctrica.

Si el arreglo fotovoltaico suministra una tensión menor a 40 V en circuito abierto o la distancia de los conductores desde los paneles hasta el inversor es menor que 2 m, no se necesita un sistema de desconexión de emergencia según lo establecido en (Asociación de Normalización y Certificación et al., 2013).

5.6.2. Interruptores o interruptores automáticos

Los conductores que no cuentan con un medio de descarga a tierra deben contar con uno o varios interruptores ya sean automáticos o no y accionables manualmente, los cuales deben:

- Tener una ubicación accesible.
- Evitar el contacto con partes energizadas al momento de ser accionados desde el exterior por el operador.
- Presentar la respectiva identificación cuándo están en posición de abierto o cerrado.
- Estar diseñados para soportar la tensión nominal del circuito y la corriente presente en los terminales de los equipos del SGDA.

5.6.3. Protección contra descargas atmosféricas

El circuito de salida fotovoltaica al igual que la salida del inversor, deben tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas, como lo indica la Figura 5.3 y deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Si los conductores del sistema FV no están aterrizados, ambos deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- Si sólo un conductor está puesto a tierra, el otro deberá tener un dispositivo para descargas atmosféricas.

La selección del dispositivo contra descargas atmosféricas debe ser al menos 1.25 veces la tensión en circuito abierto del SGDA en condiciones normales de temperatura con una capacidad mínima de 5kA.

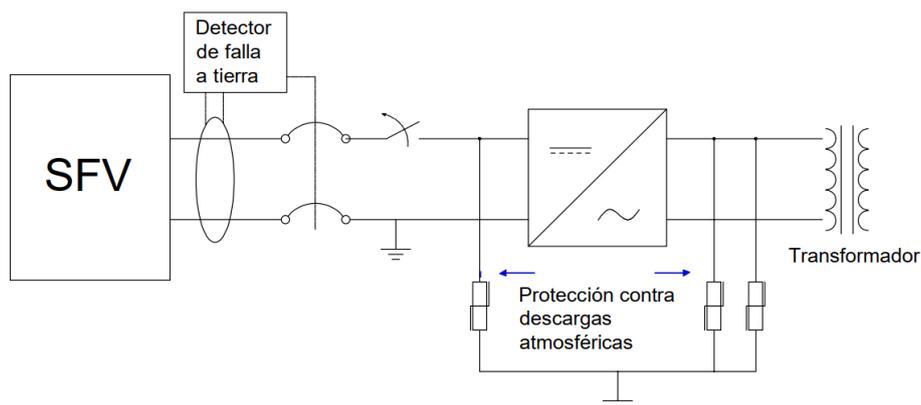


Figura 5.3. Diagrama eléctrico de un sistema solar fotovoltaico. Se muestra la posición de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas (Asociación de Normalización y Certificación et al., 2013).

5.7. Puestas a Tierra

Todas las partes metálicas que constituyen el SGDA, pero no conducen corriente como son carcasas y bastidores de los equipos, deben estar debidamente puestas a tierra.

El sistema de generación distribuida para autoabastecimiento requiere un sistema de puesta a tierra con una resistencia menor a 25Ω según se especifica en la norma (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2013). Y esta se realizará de tal manera que las condiciones de la puesta a tierra de la red de distribución permanezcan inalteradas.

Los conductores de puesta a tierra deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Ser resistentes a la corrosión por lo que pueden ser de cobre u otro material que presente características similares.
- b) Pueden ser de alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; y de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones.

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Los resultados de la revisión de la literatura destacan los desafíos a los que se enfrentan las redes de distribución tradicionales en presencia de recursos energéticos distribuidos, resaltando problemas relacionados con la calidad de energía como sobre voltajes, inserción de armónicos y desequilibrios de voltaje y corriente. En respuesta a estos desafíos, se ha podido identificar que hoy en día el uso de equipos como transformadores de distribución con una relación de transformación variable, D-STATCOM y PEVR ayudan a mitigar estos efectos adversos en la red.
- Para el caso del cliente residencial, mediante el dispositivo registrador Fluke se detectó niveles de flicker de corta duración que sobrepasan los límites establecidos por la regulación ARCERNR 002/20. A pesar de que no fue posible hacer una medición antes de la incorporación del sistema fotovoltaico para realizar una comparación objetiva, los datos obtenidos muestran valores fuera del rango incluso durante las horas donde el SGDA no genera energía (por ejemplo, en las noches). Si bien es cierto, durante el periodo de generación el valor del flicker aumenta, esto no se le puede atribuir directamente a la no linealidad del inversor, puesto que se desconoce la naturaleza de las cargas conectadas a la red que están provocando este inconveniente.
- Las mediciones realizadas en el predio del cliente comercial indican que todas las magnitudes de calidad de energía que establece la regulación se encuentran dentro del intervalo permisible antes y después de la incorporación del SGDA. No obstante, al no existir un límite en cuanto a armónicos de corriente, se hizo un análisis basado en la norma IEEE Std. 519, donde se pudo identificar que los armónicos individuales de corriente se encuentran por encima del rango antes de la conexión del SFV, y que, con la conexión de este, los valores tienden a incrementar. La no linealidad de las cargas conectadas, junto con el inversor, provocan esta afección a la red.
- El uso de OpenDSS permite realizar un modelamiento adecuado de los casos de estudio, arrojando resultados acordes a las mediciones previamente realizadas, lo cual demuestra que es una herramienta valiosa para obtener una estimación del impacto en la red ante la inserción de fuentes de generación distribuida. Sin embargo, los modelos ideales que maneja el simulador no permiten predecir con certeza los resultados reales que se obtendrán, por lo que es aconsejable sobre estimar en cierta medida el impacto que se producirá.
- A partir del análisis de los resultados tanto para las mediciones como para la simulación de los casos de estudio propuestos se concluye que la inserción de SGDA

en redes de distribución mejoran el perfil de voltaje en el punto de conexión, siendo este factor más pronunciado en horas de mayor producción energética.

- En redes de baja tensión, donde el PCC es el medidor de un usuario, se evidenció una mejora en el nivel de voltaje en usuarios vecinos, disminuyendo el efecto a medida que la distancia al PCC crece, lo que refleja un efecto localizado.
- En ambos casos de estudio, los valores de distorsión armónica total de voltaje y corriente se encuentran dentro de los límites permisibles, mostrando una ligera disminución durante el periodo de producción del sistema fotovoltaico. Esto demuestra que el SGDA no presenta una afección a la red en términos de THD y TDD.
- En el caso del cliente comercial, donde los inversores tienen conexión a dos de las tres fases del sistema, el desequilibrio de voltaje no se ve afectado, ya que este depende directamente del desbalance de cargas conectadas a la red trifásica. Es más, la inyección de corriente equilibrada por parte de los inversores en periodos de generación de energía muestra en ciertos instantes una reducción de este parámetro.
- Cuando se insertó en la simulación fuentes de generación distribuida en diferentes puntos de la red de baja tensión se evidenció un aumento de voltaje a nivel de transformador, durante las horas pico de máxima generación, por lo tanto, se debe planificar la máxima potencia de recursos distribuidos que puede albergar la red para evitar sobre voltajes indeseados.
- El uso de sistemas de almacenamiento de baterías permite almacenar los excesos de generación de los sistemas fotovoltaicos, de tal manera que esta energía almacenada sirva como apoyo a la red durante las horas de demanda pico. Los resultados de las simulaciones realizadas muestran un nivel de voltaje menos fluctuante, una reducción de la cargabilidad del transformador y la disminución de pérdidas en las líneas.
- El análisis en régimen transitorio permitió observar el comportamiento durante el encendido y apagado del SGDA, determinando que la estabilidad se logra de manera inmediata en valores de voltaje mayores o menores, respectivamente. Dado que la regulación vigente no incluye este tipo de análisis, no tiene gran relevancia para estudios de calidad de energía. Sin embargo, se los puede ejecutar cuando se requiera evaluar caídas y elevaciones rápidas de voltaje.
- El estudio de la calidad de energía en las redes de distribución donde se implementaron los sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento sirvió como base para establecer criterios técnicos que permitan la futura incorporación de recursos distribuidos sin que estos causen efectos negativos a las redes de la EEA. Debido a que la calidad de energía en el PCC depende de la energía inyectada por parte de los inversores, se estableció requerimientos mínimos que deben cumplir

estos equipos en términos de seguridad, compatibilidad e interoperabilidad con la red. De la misma manera, se dispuso los conductores que se deben utilizar desde la salida del inversor al PCC, los dispositivos de desconexión y los requisitos para la puesta a tierra de los componentes.

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda a la empresa distribuidora hacer un monitoreo previo a la incorporación de generación distribuida en el punto de conexión para estimar el impacto que la inserción de elementos no lineales, como los inversores, pueden ocasionar en la red.
- Cuando se requiera, un estudio de factibilidad para el uso de elementos de compensación y filtrado como D-STATCOM puede ser una buena opción para mejorar el estado de las redes de distribución en cuanto a calidad de energía.
- Los criterios técnicos establecidos en el Capítulo 5 de este trabajo de titulación se desarrollaron únicamente para mantener dentro de los niveles permisibles la calidad de energía de la red. Por lo tanto, se recomienda complementar este trabajo con estudios de coordinación de protecciones y capacidad de alojamiento en las redes de distribución de la EEA para la incorporación de recursos distribuidos.

7. Referencias

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR-008/23—Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. /mnt/data/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1 (1).pdf
- Ammar, M., & Ammar, M. E. (2016). Enhanced Flicker Mitigation in DFIG-Based Distributed Generation of Wind Power. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12(6), Article 6. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2586461>
- Asociación de Normalización y Certificación, A. C. (ANCE), Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (Infonavit), & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2013). *Especificaciones técnicas de seguridad y funcionamiento de proyectos e instalaciones de sistemas fotovoltaicos*. /mnt/data/GIZ_Especificaciones_técnicas_SF_2013.pdf
- Asrari, A., Wu, T., & Lotfifard, S. (2016). The Impacts of Distributed Energy Sources on Distribution Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 31(2), Article 2. <https://doi.org/10.1109/TEC.2015.2514191>
- Baumgartner, J., Gruber, K., Simoes, S., Saint-Drenan, Y.-M., & Schmidt, J. (2019). *Machine learning models show similar performance to Renewables.ninja for generation of long-term wind power time series even without location information* (Versión 1). arXiv. <https://doi.org/10.48550/ARXIV.1912.09426>
- Calderaro, V., Conio, G., Galdi, V., Massa, G., & Piccolo, A. (2014). Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), Article 1. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2280276>
- Campanhol, L. B. G., Da Silva, S. A. O., De Oliveira, A. A., & Bacon, V. D. (2019). Power Flow and Stability Analyses of a Multifunctional Distributed Generation System Integrating a Photovoltaic System With Unified Power Quality Conditioner. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(7), 6241-6256. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2873503>
- Cárdenas Cobos, J. G., & Jaramillo León, B. D. (2017). Modelación y simulación de las redes de baja tensión de la empresa eléctrica regional Centro Sur C.A. En *Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico*. Universidad de Cuenca.
- Casolino, G. M., Di Nitto, B., & Russo, M. (2021). A static-commutated device to contain voltage variations for low-voltage active users. *IET Electric Power Applications*, 15(8), 1095-1110. Scopus. <https://doi.org/10.1049/elp2.12090>

- Chattopadhyay, S., Mitra, M., & Sengupta, S. (2011). Electric Power Quality. En S. Chattopadhyay, M. Mitra, & S. Sengupta, *Electric Power Quality* (pp. 5-12). Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/978-94-007-0635-4_2
- Chen, Y., Tang, Z., Weng, X., He, M., Zhang, G., Yuan, D., & Jin, T. (2024). A Novel Approach for Evaluating Power Quality in Distributed Power Distribution Networks Using AHP and S-Transform. *Energies*, 17(2), 411. <https://doi.org/10.3390/en17020411>
- CSI Solar Co., Ltd. (2022). *HiKu6 Mono PERC PV Module Datasheet*. CSI Solar Co., Ltd. <https://www.csisolar.com>
- CSI Solar Co., Ltd. (2023). *5000W Single Phase String Inverter Datasheet*. CSI Solar Co., Ltd. <https://www.csisolar.com>
- Dugan, R. C. (Ed.). (2003). *Electrical power systems quality* (2. ed). McGraw-Hill.
- Electric Power Research Institute (EPRI). (2024). *OpenDSS Documentation*. https://opendss.epri.com/opendss_documentation.html
- Fluke Corporation. (2006). *1750 Power Recorder Guía de funcionamiento básico*. Fluke Corporation. <https://www.fluke.com>
- Gbadamosi, S. L., Nwulu, N. I., & Siano, P. (2022). Harmonics Constrained Approach to Composite Power System Expansion Planning with Large-Scale Renewable Energy Sources. *Energies*, 15(11), 4070. <https://doi.org/10.3390/en15114070>
- Gomez, J. C., Vaschetti, J., Coyos, C., & Ibarlucea, C. (2013). Distributed Generation: Impact on Protections and Power Quality. *IEEE Latin America Transactions*, 11(1), Article 1. <https://doi.org/10.1109/TLA.2013.6502846>
- Hossain, E., Tur, M. R., Padmanaban, S., Ay, S., & Khan, I. (2018). Analysis and Mitigation of Power Quality Issues in Distributed Generation Systems Using Custom Power Devices. *IEEE Access*, 6, 16816-16833. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2814981>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2014). *IEEE Std 519-2014: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. <https://standards.ieee.org/standard/519-2014.html>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2018). *IEEE Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (2013). *NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano*. https://issuu.com/ricardomariscal/docs/ntc2050_codigo_electrico_colombiano_pag_01_a_440_ca

- International Electrotechnical Commission (IEC). (2002). *IEC 61000-4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*. <https://webstore.iec.ch/publication/4176>
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2004). *IEC 61000-4-11: Testing and measurement techniques—Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*. <https://webstore.iec.ch/publication/4142>
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2010). *IEC 61000-4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications*. <https://webstore.iec.ch/publication/4194>
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2015). *IEC 61000-4-30: Power quality measurement methods*. <https://webstore.iec.ch/publication/22726>
- JinkoSolar Holding Co., Ltd. (2023). *Cheetah Perc Mono PERC Half Cell Module Datasheet*. JinkoSolar Holding Co., Ltd. <https://www.jinkosolar.com>
- Jo, S.-H., Son, S., & Park, J.-W. (2013). On Improving Distortion Power Quality Index in Distributed Power Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(1), Article 1. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2222943>
- Kennedy, B. W. (2000). *Power quality primer*. McGraw Hill.
- Kurokawa, K. & Institute of Electrical and Electronics Engineers (Eds.). (2003). *Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion: Joint conference of 13th PV Science & Engineering Conference: 30th IEEE PV Specialists Conference: 18th European PV Solar Energy Conference: Osaka International Congress Center «Grand Cube», Osaka, Japan, 11-18 May, 2003*. WCPEC-3 Organizing Committee.
- Martinez-Velasco, J. A., & Guerra, G. (2016). Reliability Analysis of Distribution Systems with Photovoltaic Generation Using a Power Flow Simulator and a Parallel Monte Carlo Approach. *Energies*, 9(7). <https://doi.org/10.3390/en9070537>
- Pijarski, P., Kacejko, P., & Wancerz, M. (2022). Voltage Control in MV Network with Distributed Generation—Possibilities of Real Quality Enhancement. *Energies*, 15(6), 2081. <https://doi.org/10.3390/en15062081>
- Rahman, M. M., Arefi, A., Shafiullah, G. M., & Hettiwatte, S. (2018). A new approach to voltage management in unbalanced low voltage networks using demand response and OLTC considering consumer preference. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 99, 11-27. Scopus. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.034>
- Ribeiro, T. P., Monteiro, P. R. D., Borges, T. T., Fortes, M. Z., de Oliveira, C. M., Henrique, L. F., & Almeida, M. F. L. (2022). Impacts on Medium-Voltage Industries due to the PV Generation in Low-Voltage Networks. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, 15(4), 73-81. Scopus. <https://doi.org/10.25103/jestr.154.11>

- Ricardo, P., Pastelín, L., Torres Gastelú, C. A., & Muñoz, G. (2013). Herramientas de análisis en Nvivo. *Academia Journals Celaya*, 5.
- Roy, N. K., & Pota, H. R. (2015). Current Status and Issues of Concern for the Integration of Distributed Generation into Electricity Networks. *IEEE Systems Journal*, 9(3), 933-944. Scopus. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2014.2305282>
- Ruggeri, S., Celli, G., Pilo, F., Malarange, G., & Pagnetti, A. (2018). Simplified LV feeders model in presence of DG for MV network studies. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 13, 19-28. Scopus. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2017.10.002>
- Singh, B., Chandra, A., & Al-Haddad, K. (2015). *Power quality problems and mitigation techniques*. Wiley.
- Van Eck, N. J., & Waltman, L. (2013). VOSviewer manual. *Leiden: Univeriteit Leiden*, 1(1), 1-53.
- Vieru, D. (2020). Research on the Impact of Distributed Generation on Slow Changes of Voltage Profiles in Low Voltage Electrical Networks. *Problems of the Regional Energetics*, 47, 20-28. Scopus. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4028507>
- Wang, D., Shen, Y., Mao, X., Pi, A., Zeng, B., & Zhang, C. (2019). Dynamic Harmonic Modeling and Characteristics Analysis of Photovoltaic Converter. *2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 44-49. <https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9062007>

8. Anexos

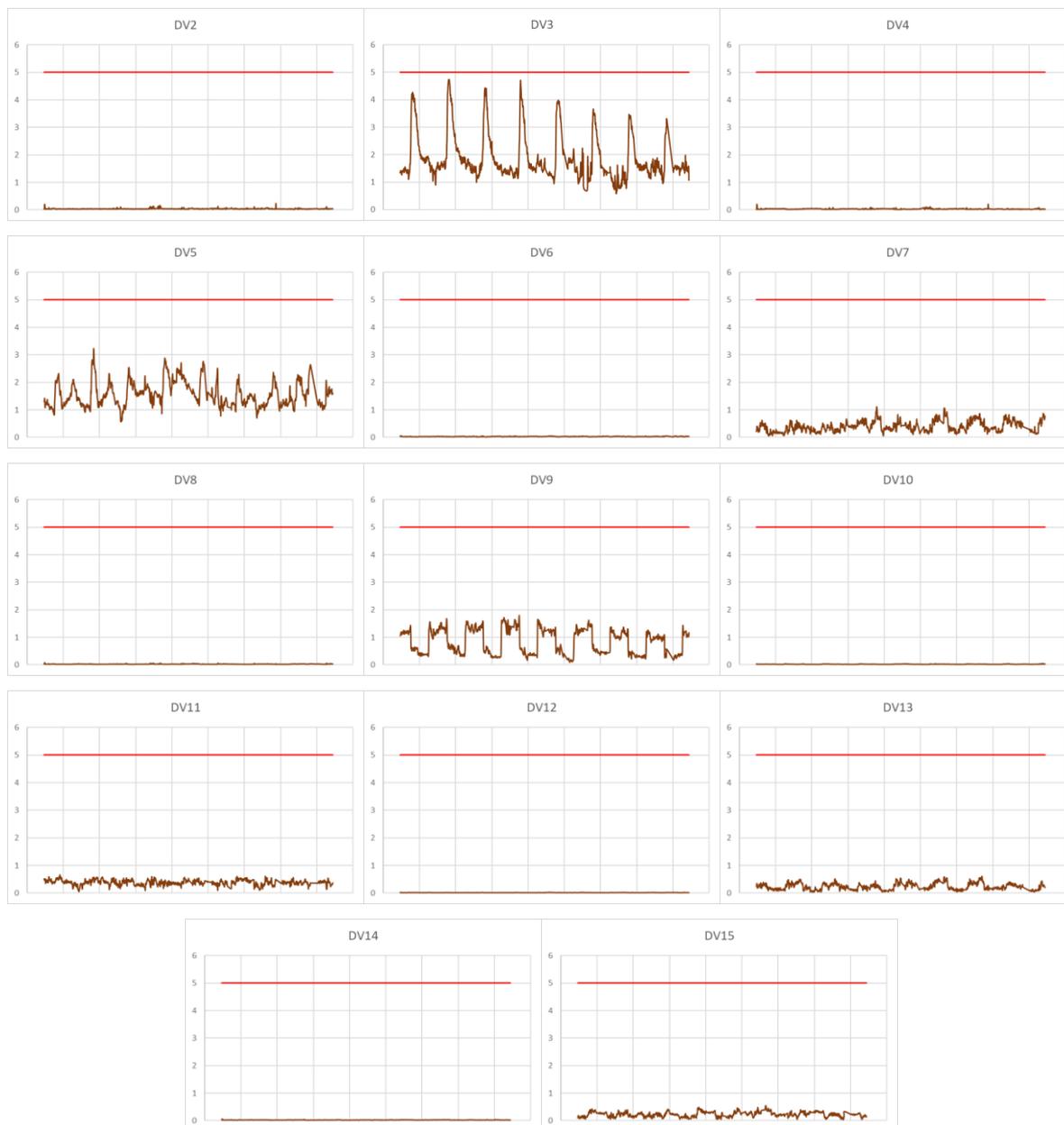
Anexo A. Factores de distorsión armónica individuales de voltaje en la línea A – Cliente residencial.

Se presentan los primeros 15 armónicos individuales de voltaje de la línea A, ya que son los más representativos correspondiente al cliente del caso residencial.



Anexo B. Factores de distorsión armónica individuales de voltaje en la línea B – Cliente residencial.

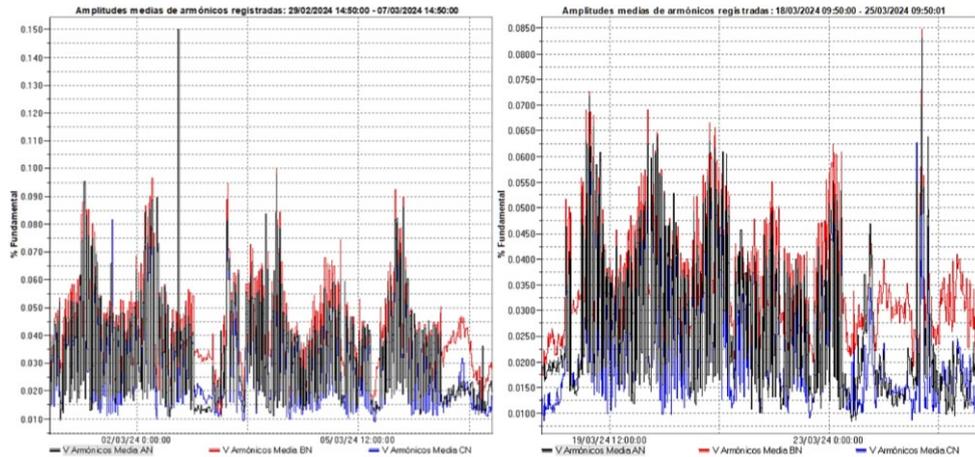
Se presentan los primeros 15 armónicos individuales de voltaje de la línea B, ya que son los más representativos correspondiente al cliente del caso residencial.



Anexo C. Armónicos individuales de Voltaje – Cliente Comercial.

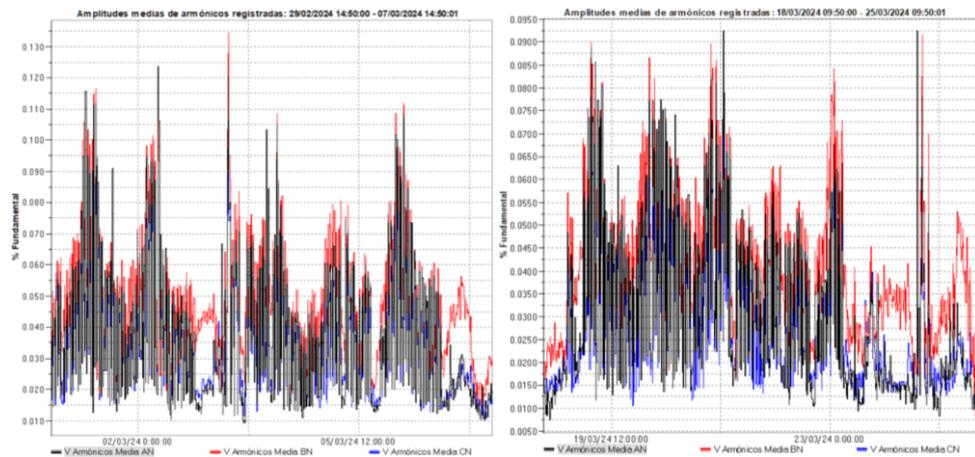
Se presentan los primeros 15 armónicos individuales de voltaje de cada fase antes y después de integrar el SGDA, correspondiente al cliente comercial, además se registra las fechas en donde se producen los valores máximos.

Orden 2



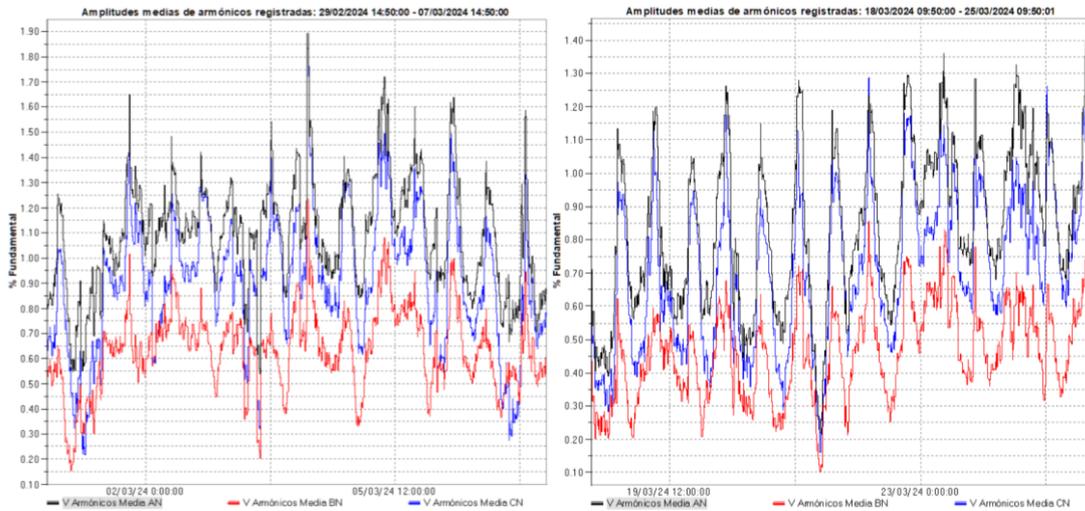
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.15 %	02/03/2024	AN	0.08 %	24/03/2024
BN	0.10 %	04/03/2024	BN	0.08 %	24/03/2024
CN	0.09 %	04/03/2024	CN	0.07 %	24/03/2024

Orden 4



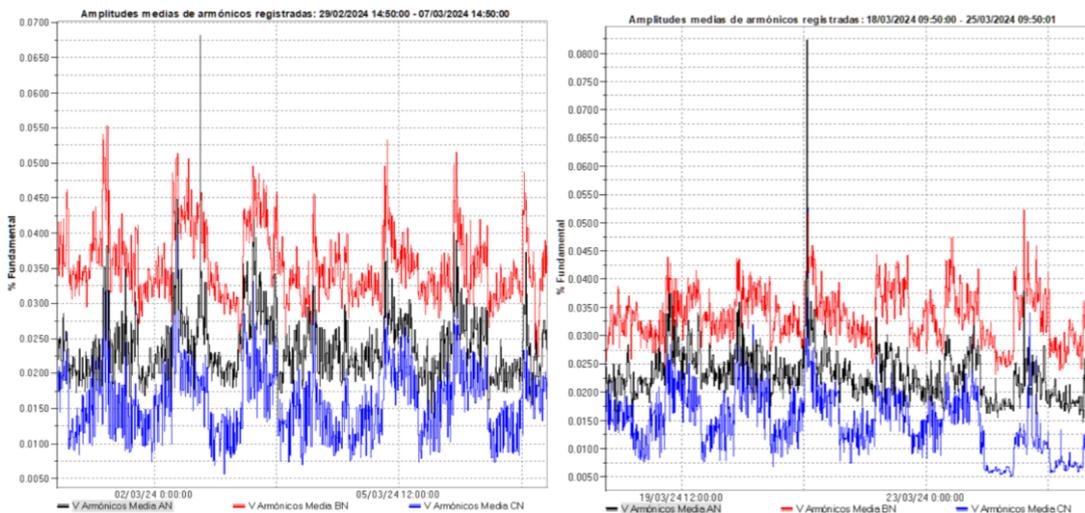
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.12 %	02/03/2024	AN	0.09 %	21/03/2024
BN	0.13 %	03/03/2024	BN	0.09 %	24/03/2024
CN	0.13 %	03/03/2024	CN	0.08 %	21/03/2024

Orden 5



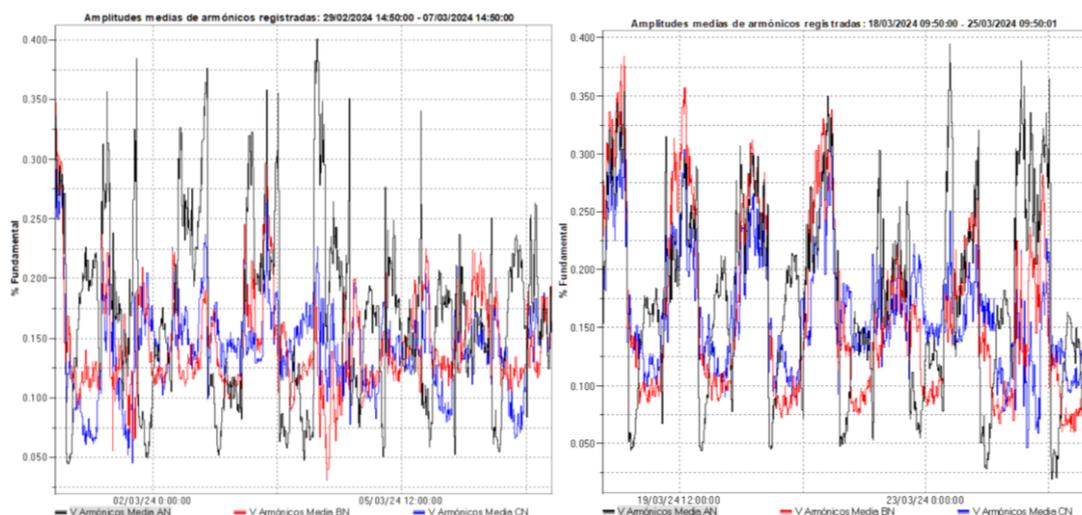
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	1.90 %	04/03/2024	AN	1.43 %	25/03/2024
BN	1.24 %	04/03/2024	BN	0.86 %	22/03/2024
CN	1.83 %	04/03/2024	CN	1.29 %	22/03/2024

Orden 6



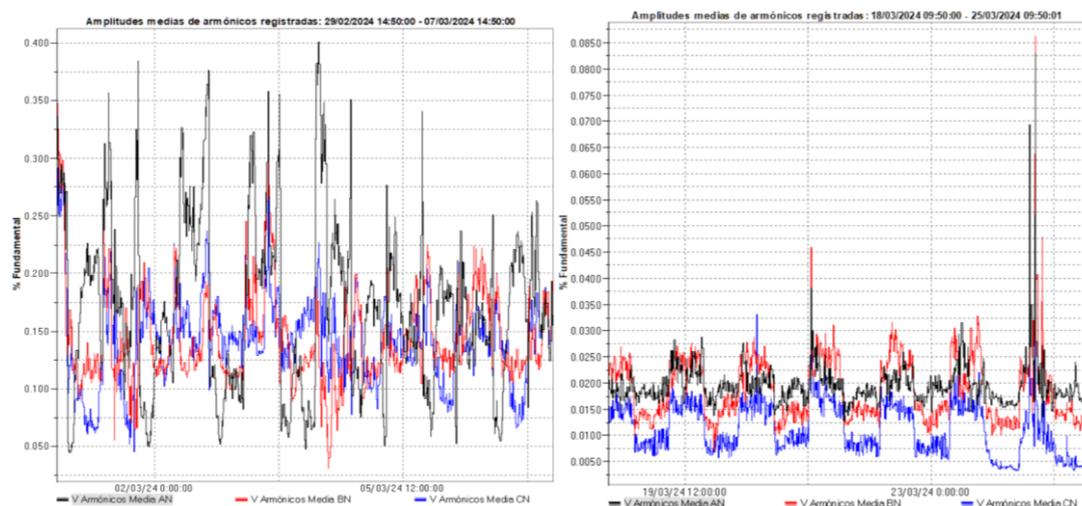
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.07 %	02/03/2024	AN	0.08 %	21/03/2024
BN	0.06 %	01/03/2024	BN	0.08 %	21/03/2024
CN	0.04 %	02/03/2024	CN	0.05 %	21/03/2024

Orden 7



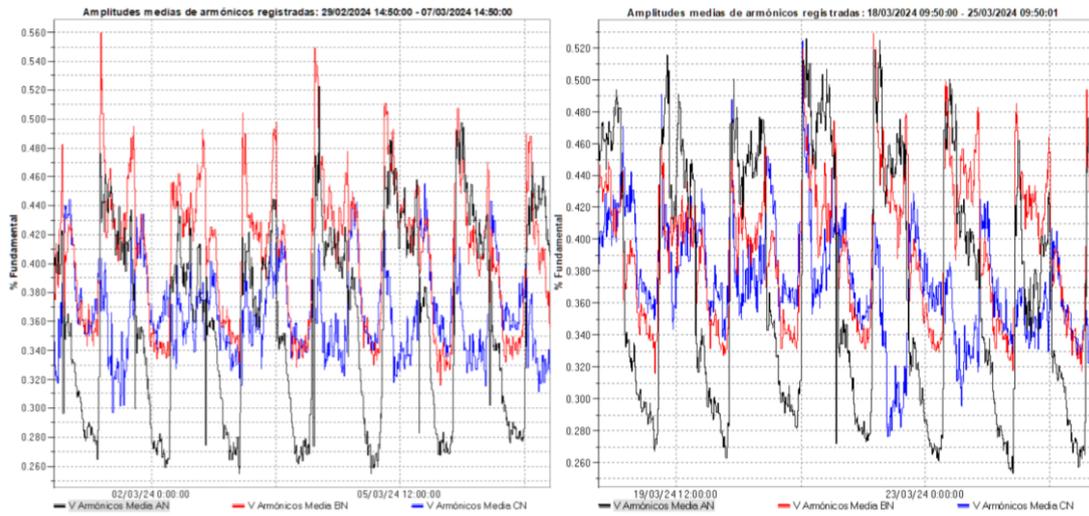
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.40 %	04/03/2024	AN	0.40 %	23/03/2024
BN	0.35 %	29/02/2024	BN	0.38 %	18/03/2024
CN	0.29 %	29/02/2024	CN	0.33 %	18/03/2024

Orden 8



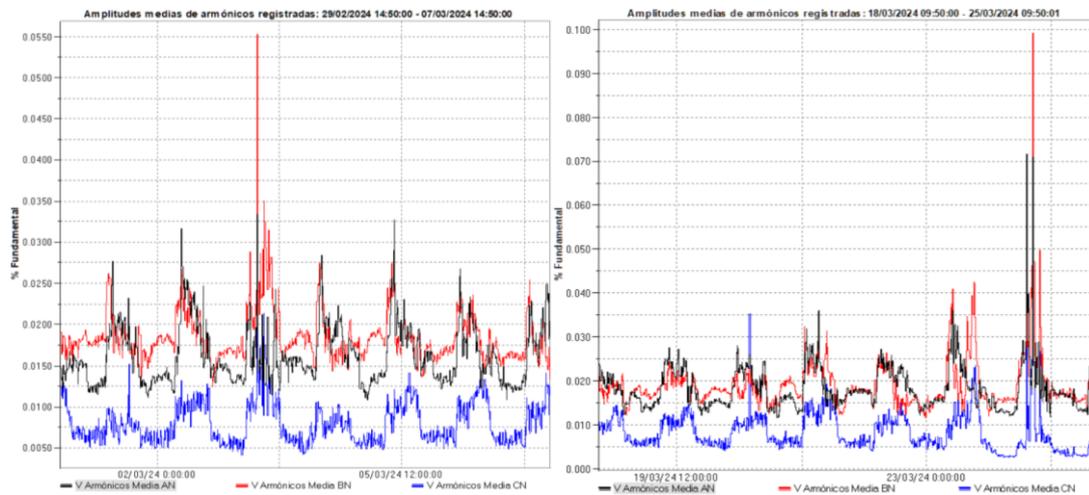
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.04 %	02/03/2024	AN	0.08	24/03/2024
BN	0.03 %	03/03/2024	BN	0.09	24/03/2024
CN	0.02 %	03/03/2024	CN	0.06	24/03/2024

Orden 9



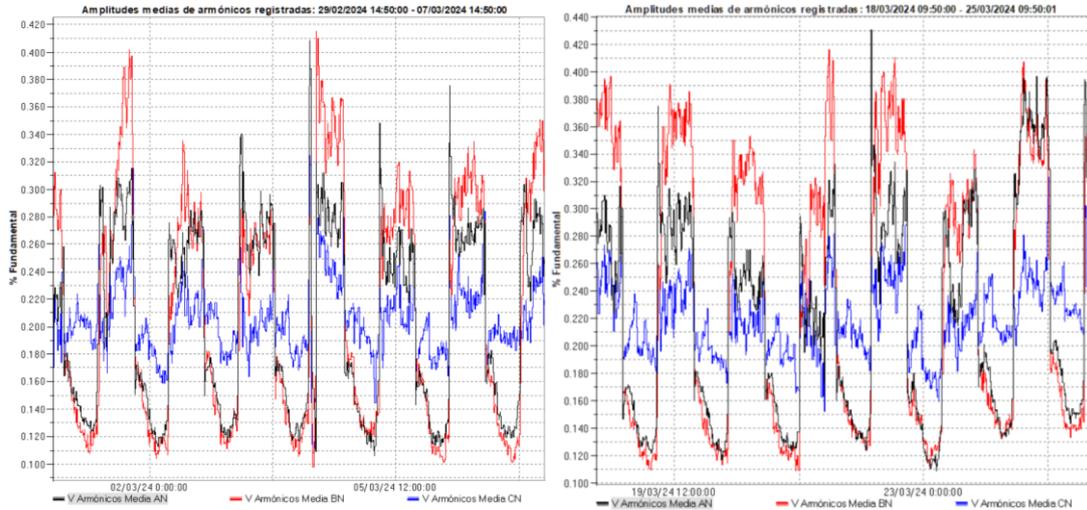
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.52 %	04/03/2024	AN	0.53 %	21/03/2024
BN	0.56 %	01/03/2024	BN	0.53 %	22/03/2024
CN	0.46 %	05/03/2024	CN	0.52 %	21/03/2024

Orden 10



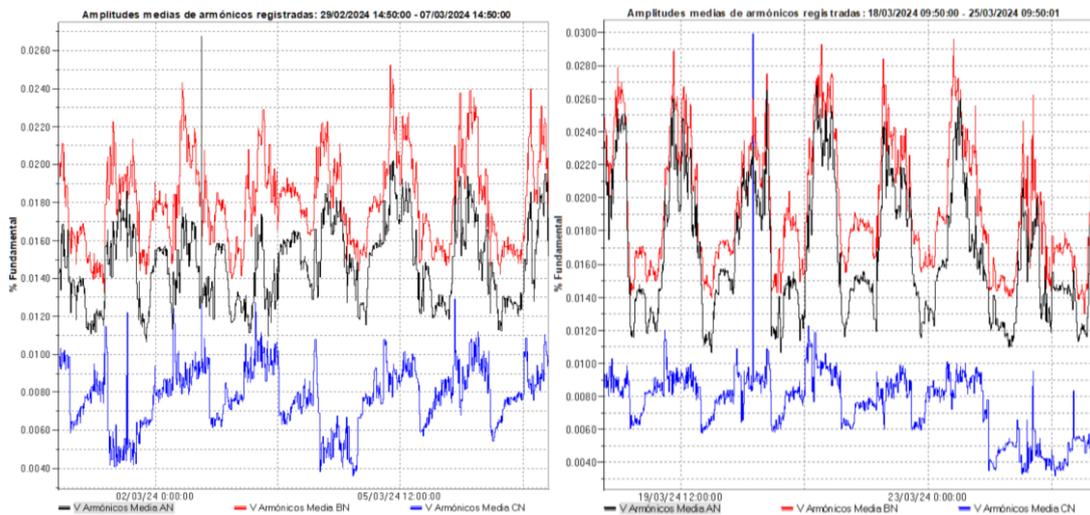
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.03 %	03/03/2024	AN	0.07 %	24/03/2024
BN	0.06 %	03/03/2024	BN	0.10 %	24/03/2024
CN	0.03 %	03/03/2024	CN	0.06 %	24/03/2024

Orden 11



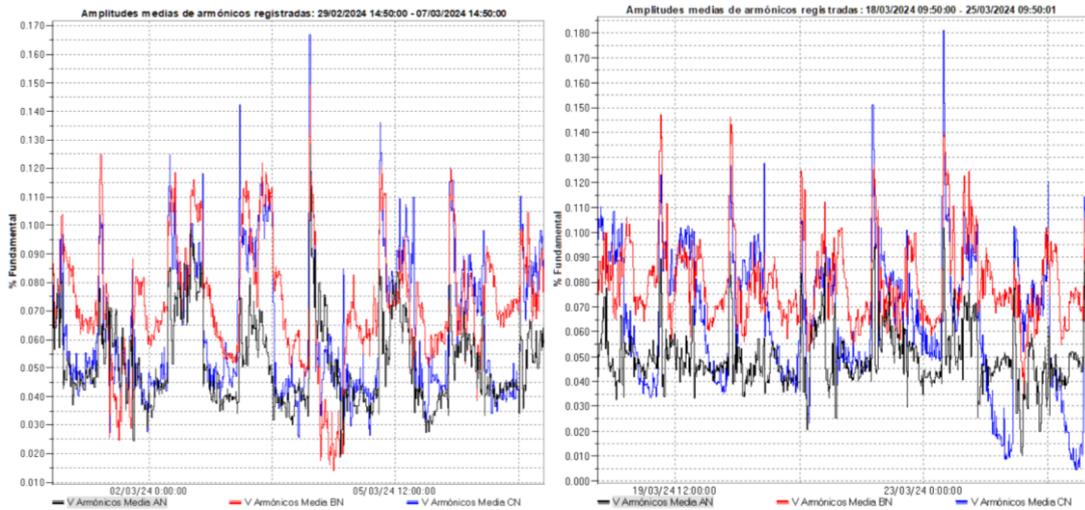
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.41 %	04/03/2024	AN	0.43 %	22/03/2024
BN	0.42 %	04/03/2024	BN	0.42 %	21/03/2024
CN	0.32 %	04/03/2024	CN	0.32 %	24/03/2024

Orden 12



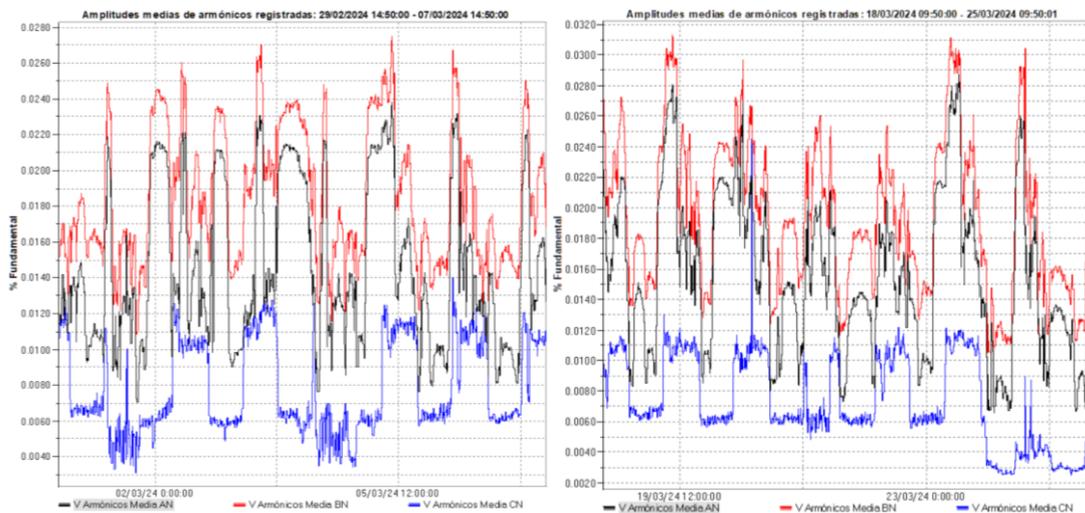
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.03 %	02/03/2024	AN	0.03 %	21/03/2024
BN	0.03 %	05/03/2024	BN	0.03 %	23/03/2024
CN	0.01 %	02/03/2024	CN	0.03 %	20/03/2024

Orden 13



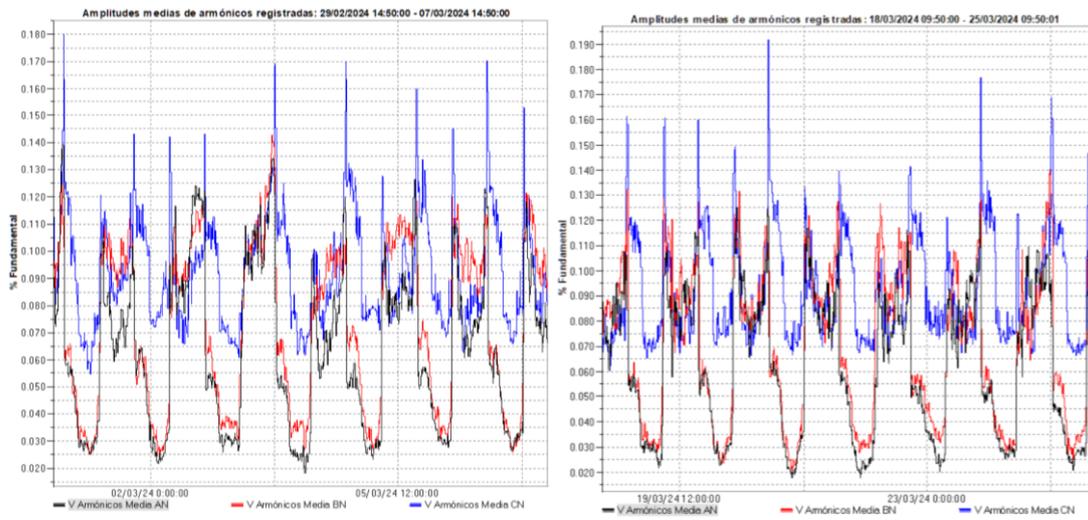
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.13 %	04/03/2024	AN	0.10 %	23/03/2024
BN	0.15 %	04/03/2024	BN	0.15 %	19/03/2024
CN	0.17 %	04/03/2024	CN	0.18 %	23/03/2024

Orden 14



ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.02 %	05/03/2024	AN	0.03 %	23/03/2024
BN	0.03 %	05/03/2024	BN	0.03 %	19/03/2024
CN	0.01 %	06/03/2024	CN	0.02 %	20/03/2024

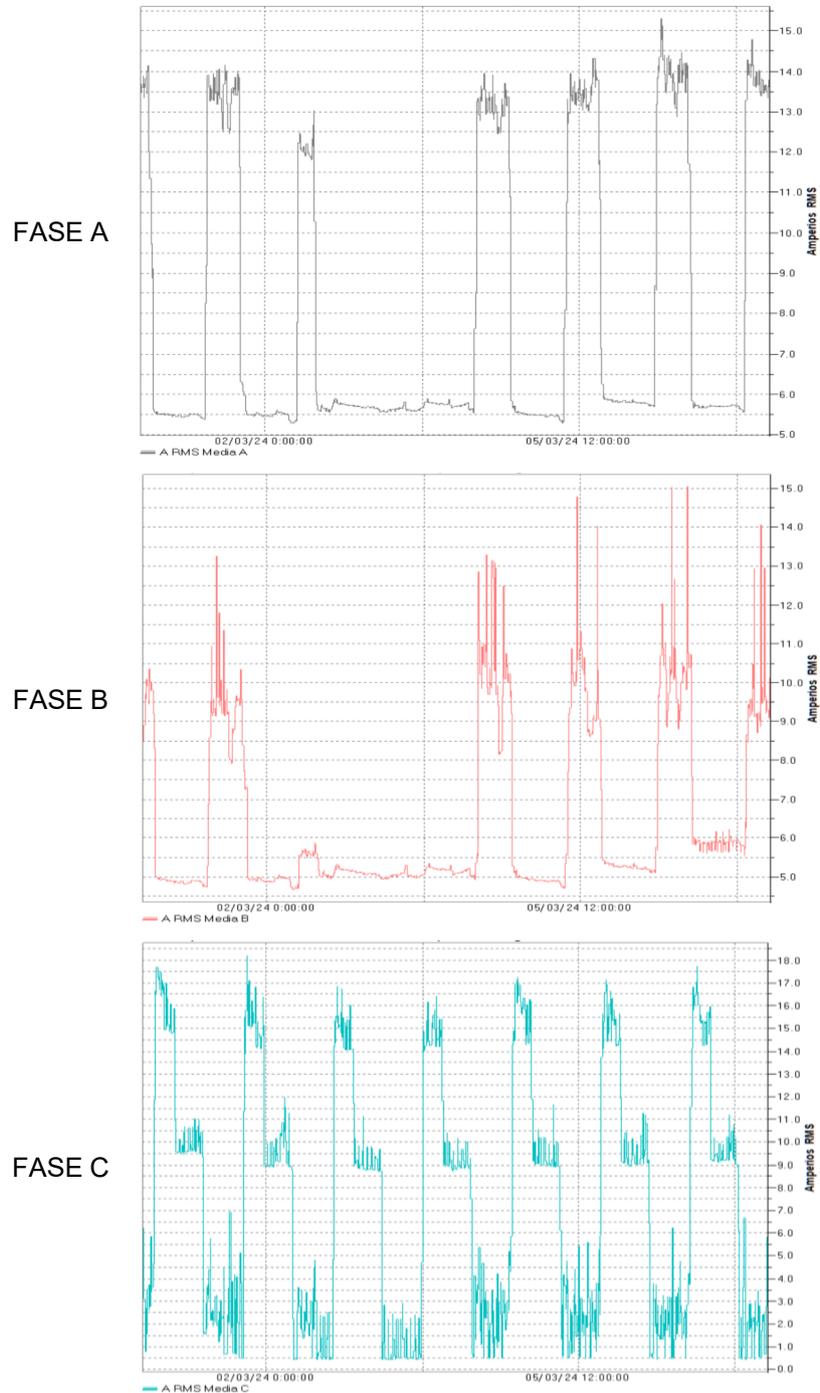
Orden 15



ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	0.14 %	29/02/2024	AN	0.13 %	20/03/2024
BN	0.14 %	03/03/2024	BN	0.14 %	24/03/2024
CN	0.18 %	29/02/2024	CN	0.19 %	20/03/2024

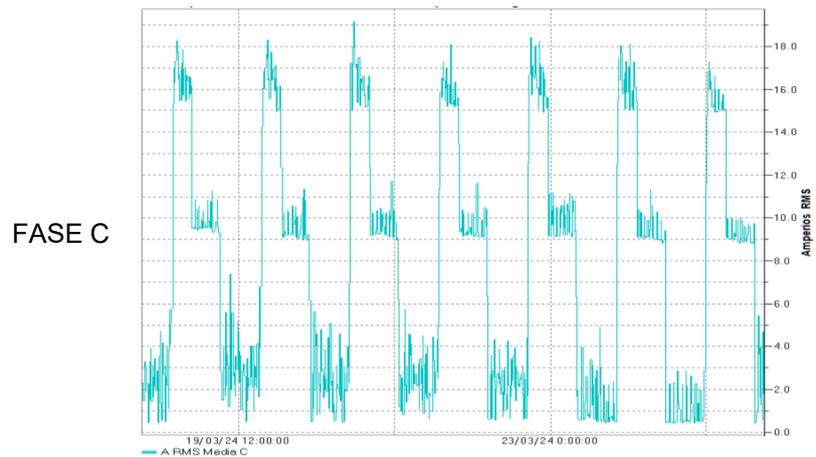
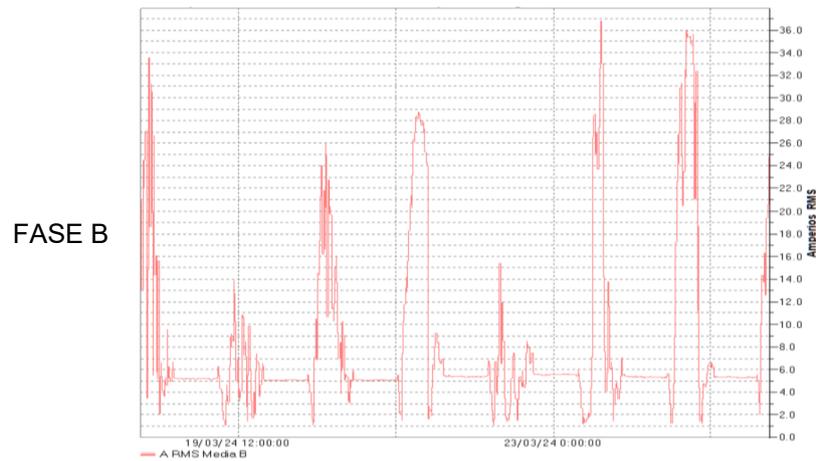
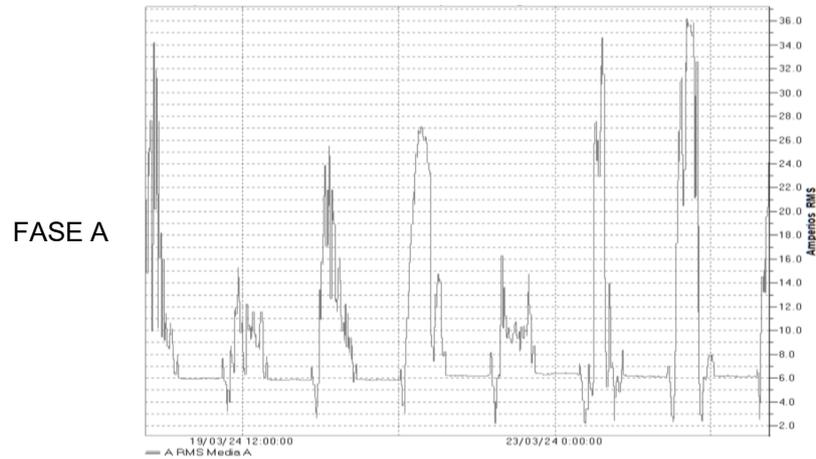
Anexo D. Corrientes de carga de cada línea antes del SGDA. Fuente: Propia.

Representación de las corrientes por fase a lo largo del periodo de medición antes de la incorporación del SGDA.



Anexo E. Corrientes de carga de cada línea después del SGDA. Fuente: Propia.

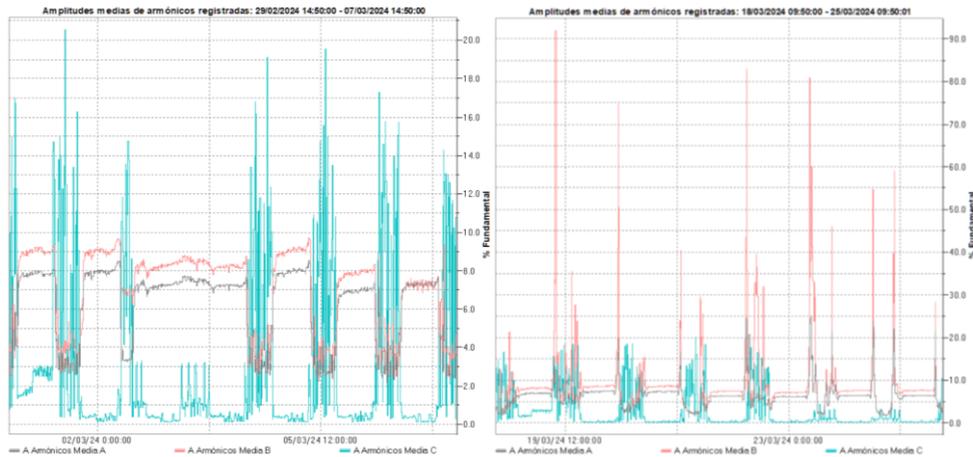
Representación de las corrientes por fase a lo largo del periodo de medición después de la incorporación del SGDA.



Anexo F. Armónicos individuales de Corriente – Cliente Comercial.

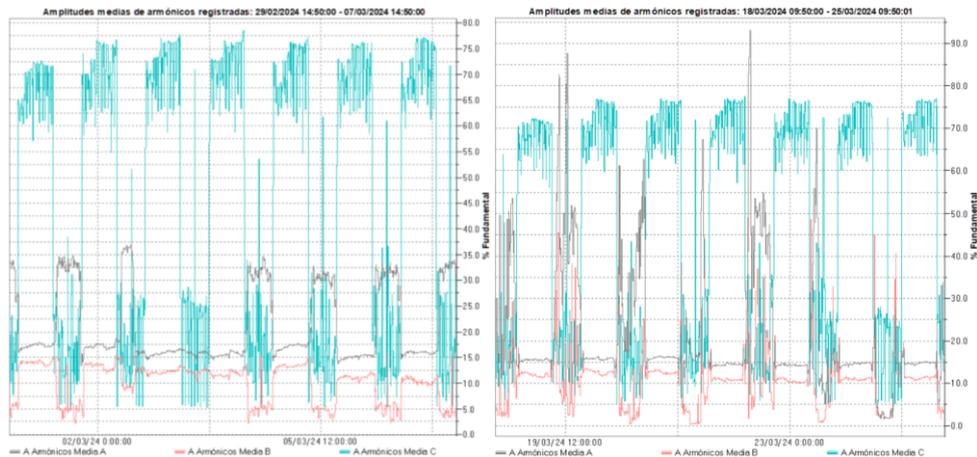
Se presentan los primeros 15 armónicos individuales de corriente de cada fase antes y después de integrar el SGDA, correspondiente al cliente del caso comercial, además se registra las fechas en donde se producen los valores máximos.

Orden 2



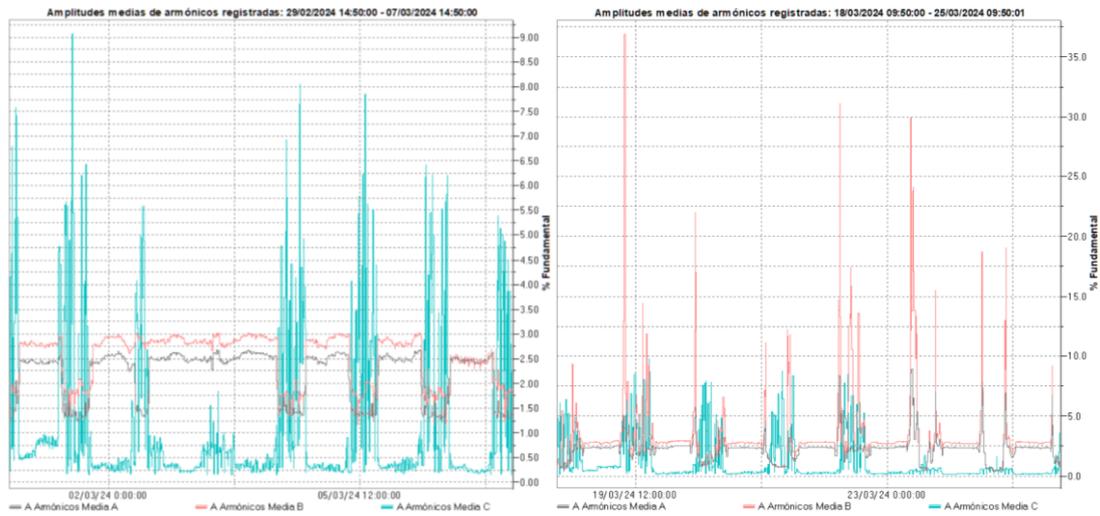
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	8.54 %	05/03/2024	AN	24.98 %	23/03/2024
BN	9.74 %	05/03/2024	BN	92.05 %	19/03/2024
CN	20.57 %	01/03/2024	CN	22.54 %	19/03/2024

Orden 3



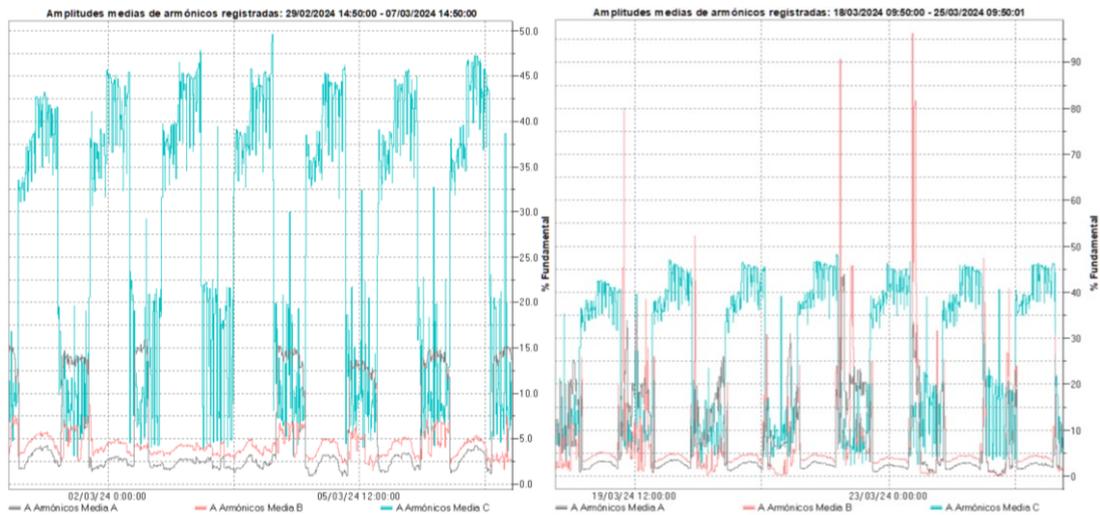
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	36.80 %	02/03/2024	AN	93.20 %	22/03/2024
BN	16.03 %	06/03/2024	BN	61.41 %	20/03/2024
CN	78.57 %	04/03/2024	CN	77.79 %	22/03/2024

Orden 4



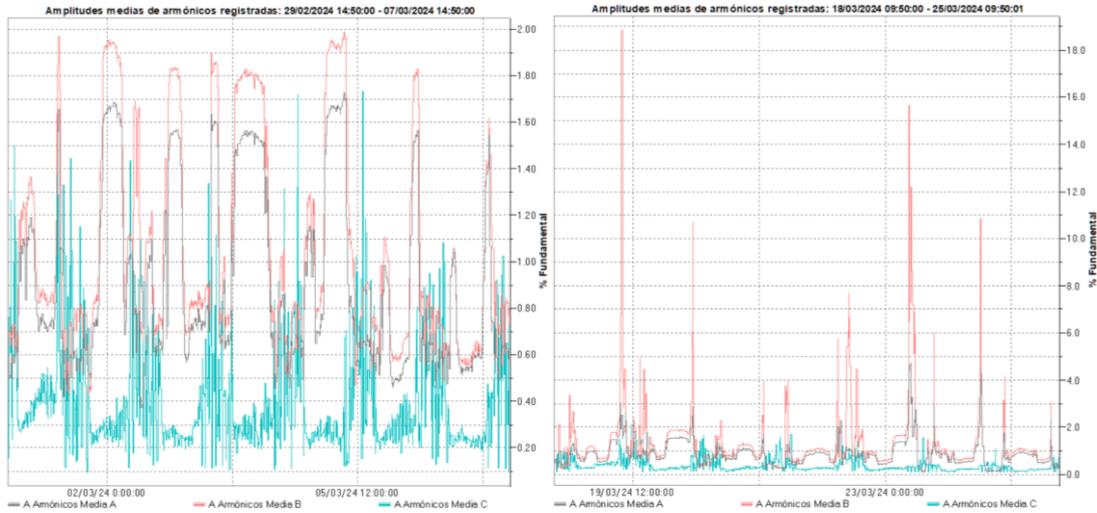
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	2.69 %	06/03/2024	AN	9.01 %	23/03/2024
BN	3.03 %	06/03/2024	BN	36.93 %	19/03/2024
CN	9.08 %	01/03/2024	CN	9.82 %	19/03/2024

Orden 5



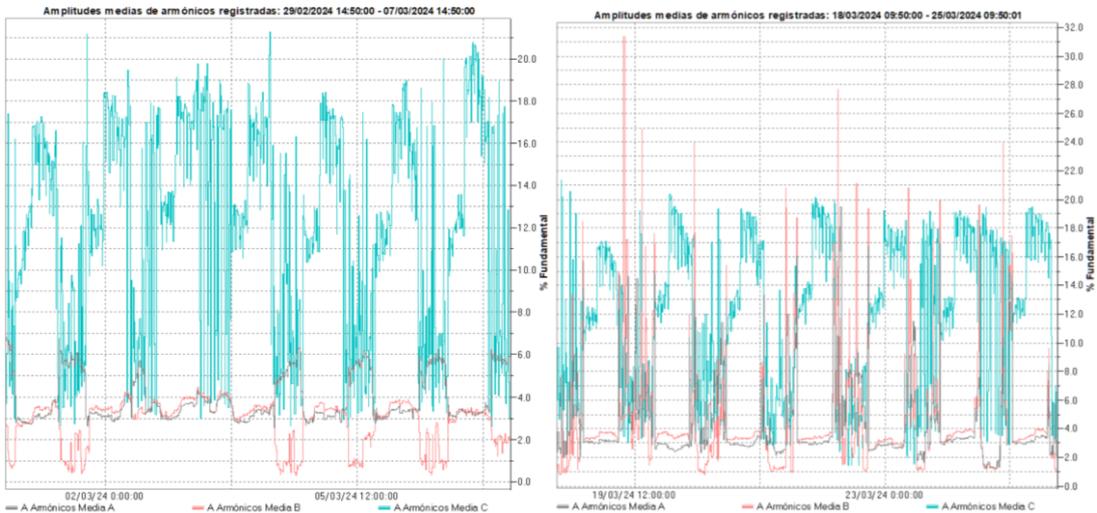
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	15.96 %	02/03/2024	AN	43.90 %	22/03/2024
BN	8.76 %	01/03/2024	BN	96.33 %	23/03/2024
CN	49.63 %	04/03/2024	CN	48.27 %	22/03/2024

Orden 6



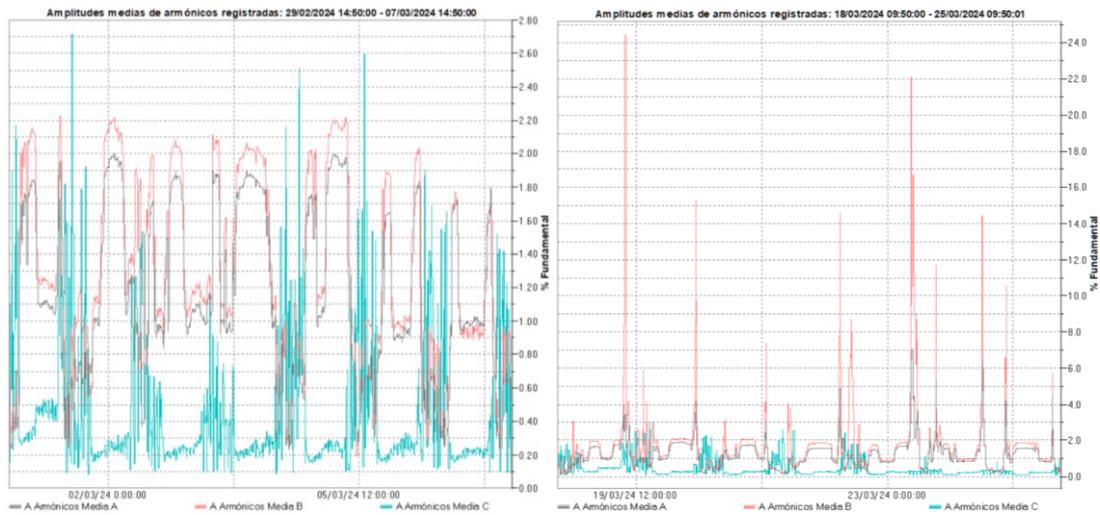
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	1.73 %	05/03/2024	AN	4.71 %	23/03/2024
BN	1.99 %	05/03/2024	BN	18.87 %	19/03/2024
CN	1.74 %	05/03/2024	CN	2.12 %	19/03/2024

Orden 7



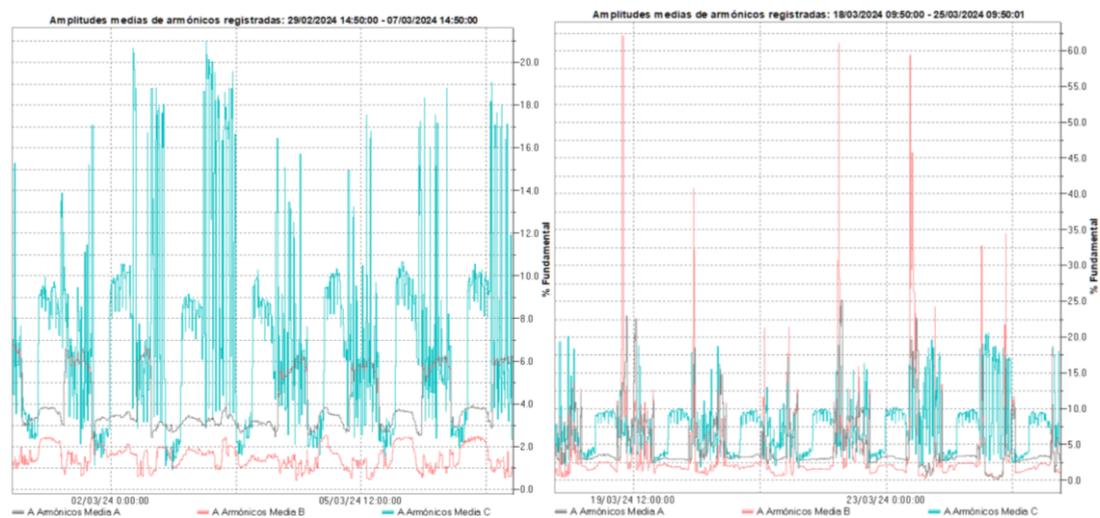
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	6.85 %	29/02/2024	AN	19.49 %	22/03/2024
BN	4.47 %	03/03/2024	BN	31.40 %	19/03/2024
CN	21.27 %	04/03/2024	CN	21.37 %	18/03/2024

Orden 8



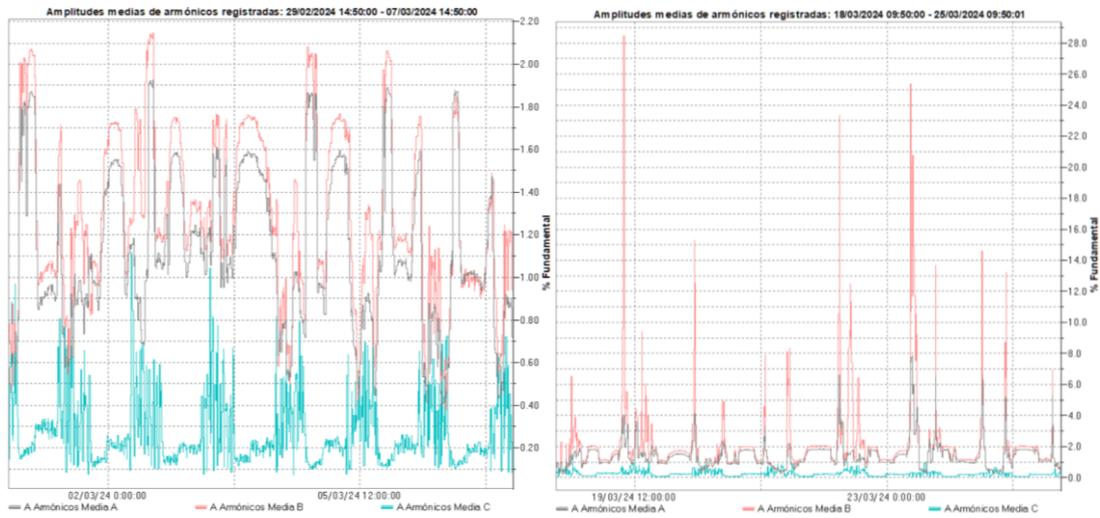
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	2.00 %	02/03/2024	AN	7.11 %	23/03/2024
BN	2.23 %	01/03/2024	BN	24.45 %	19/03/2024
CN	2.72 %	01/03/2024	CN	3.06 %	19/03/2024

Orden 9



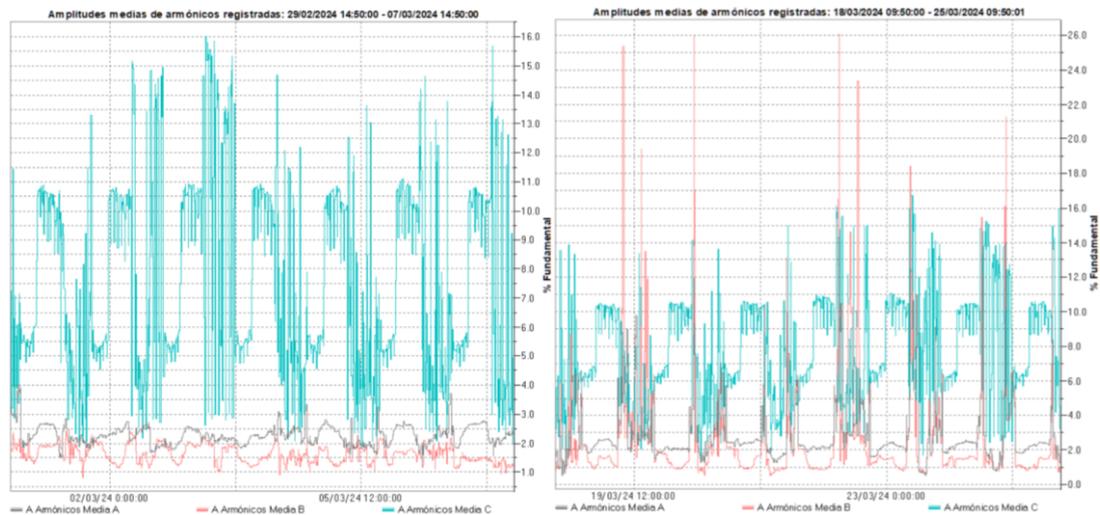
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	7.02 %	29/02/2024	AN	25.16 %	22/03/2024
BN	2.71 %	01/03/2024	BN	62.15 %	19/03/2024
CN	21.01 %	03/03/2024	CN	20.67 %	24/03/2024

Orden 10



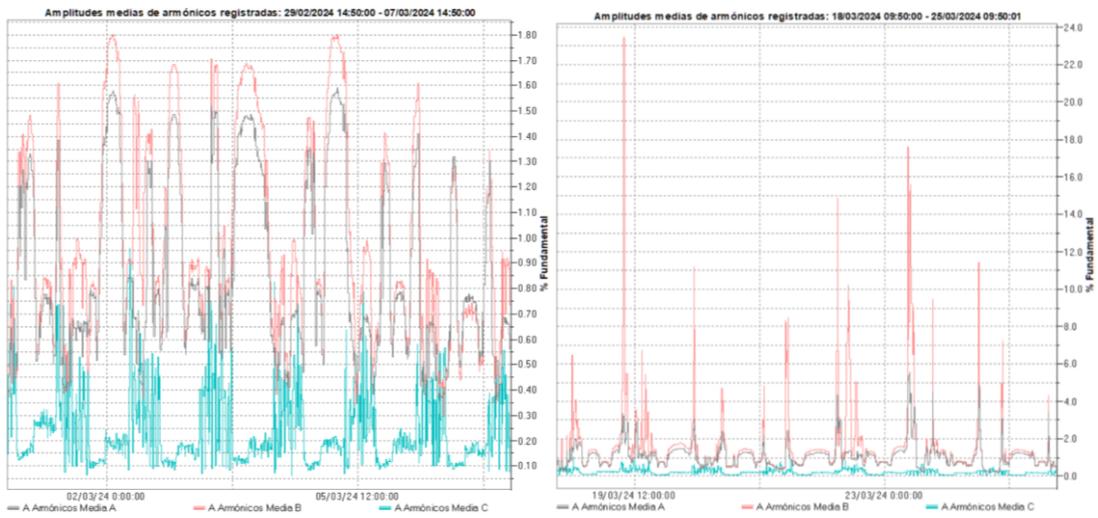
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	1.93 %	02/03/2024	AN	7.89 %	23/03/2024
BN	2.15 %	02/03/2024	BN	28.50 %	19/03/2024
CN	1.12 %	02/03/2024	CN	1.06 %	18/03/2024

Orden 11



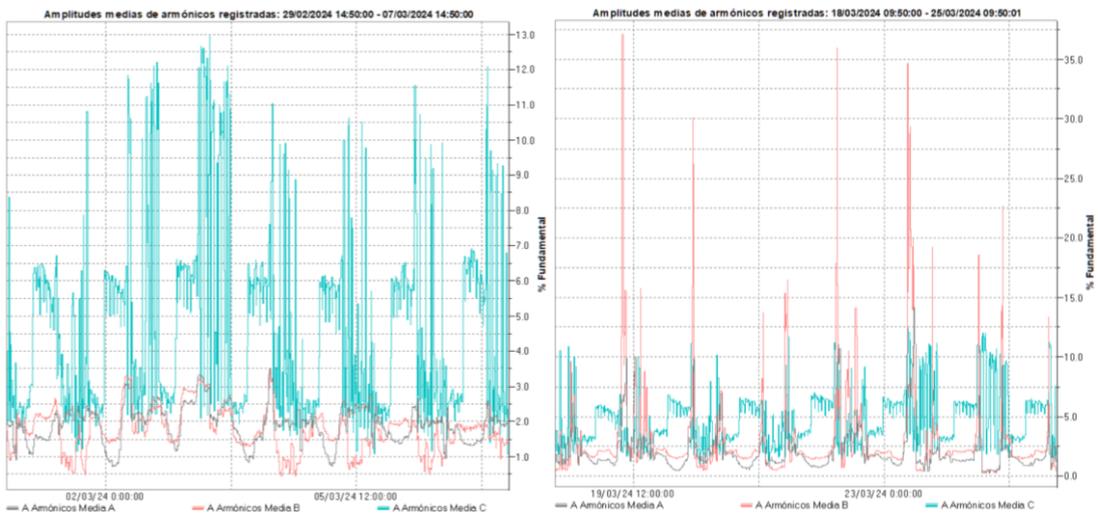
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	4.01 %	29/02/2024	AN	14.31 %	22/03/2024
BN	2.43 %	01/03/2024	BN	26.14 %	22/03/2024
CN	16.05 %	03/03/2024	CN	17.93 %	23/03/2024

Orden 12



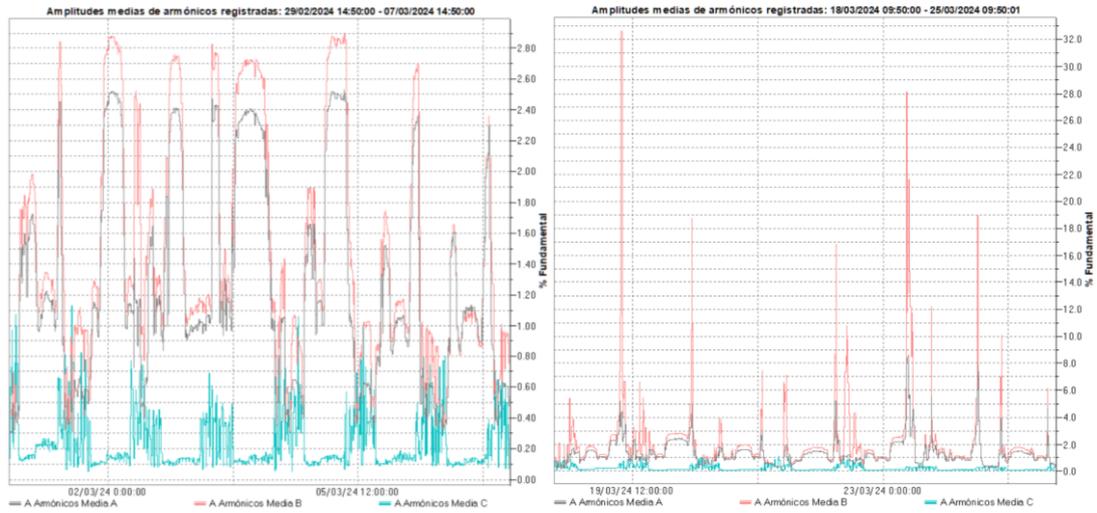
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	1.59 %	05/03/2024	AN	5.61 %	23/03/2024
BN	1.80 %	02/03/2024	BN	23.48 %	19/03/2024
CN	0.96 %	02/03/2024	CN	1.01 %	18/03/2024

Orden 13



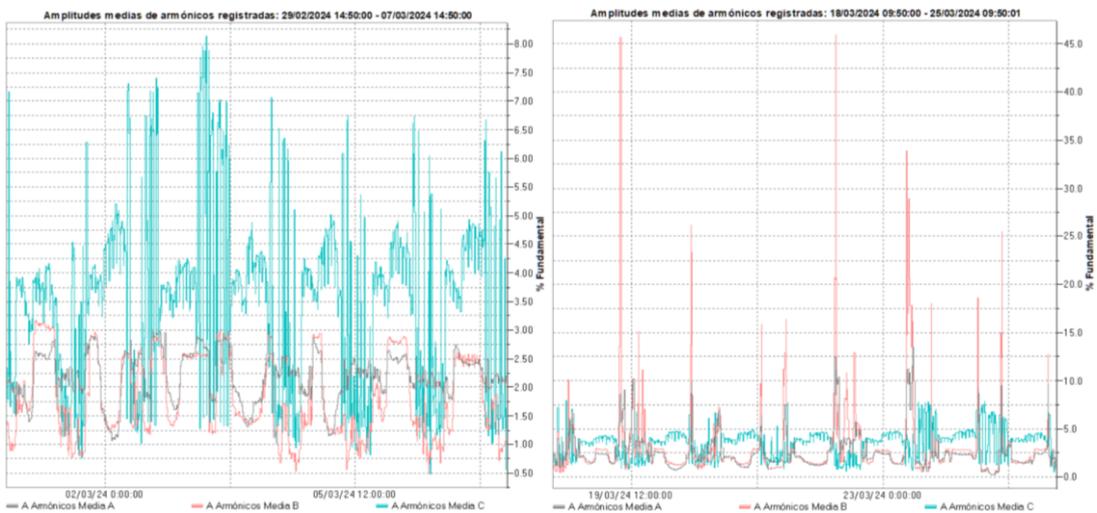
ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	3.50 %	04/03/2024	AN	14.13 %	23/03/2024
BN	3.45 %	04/03/2024	BN	37.16 %	19/03/2024
CN	12.98 %	03/03/2024	CN	12.45 %	23/03/2024

Orden 14



ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	2.53 %	05/03/2024	AN	8.63 %	23/03/2024
BN	2.91 %	05/03/2024	BN	32.65 %	19/03/2024
CN	1.13 %	01/03/2024	CN	1.28 %	19/03/2024

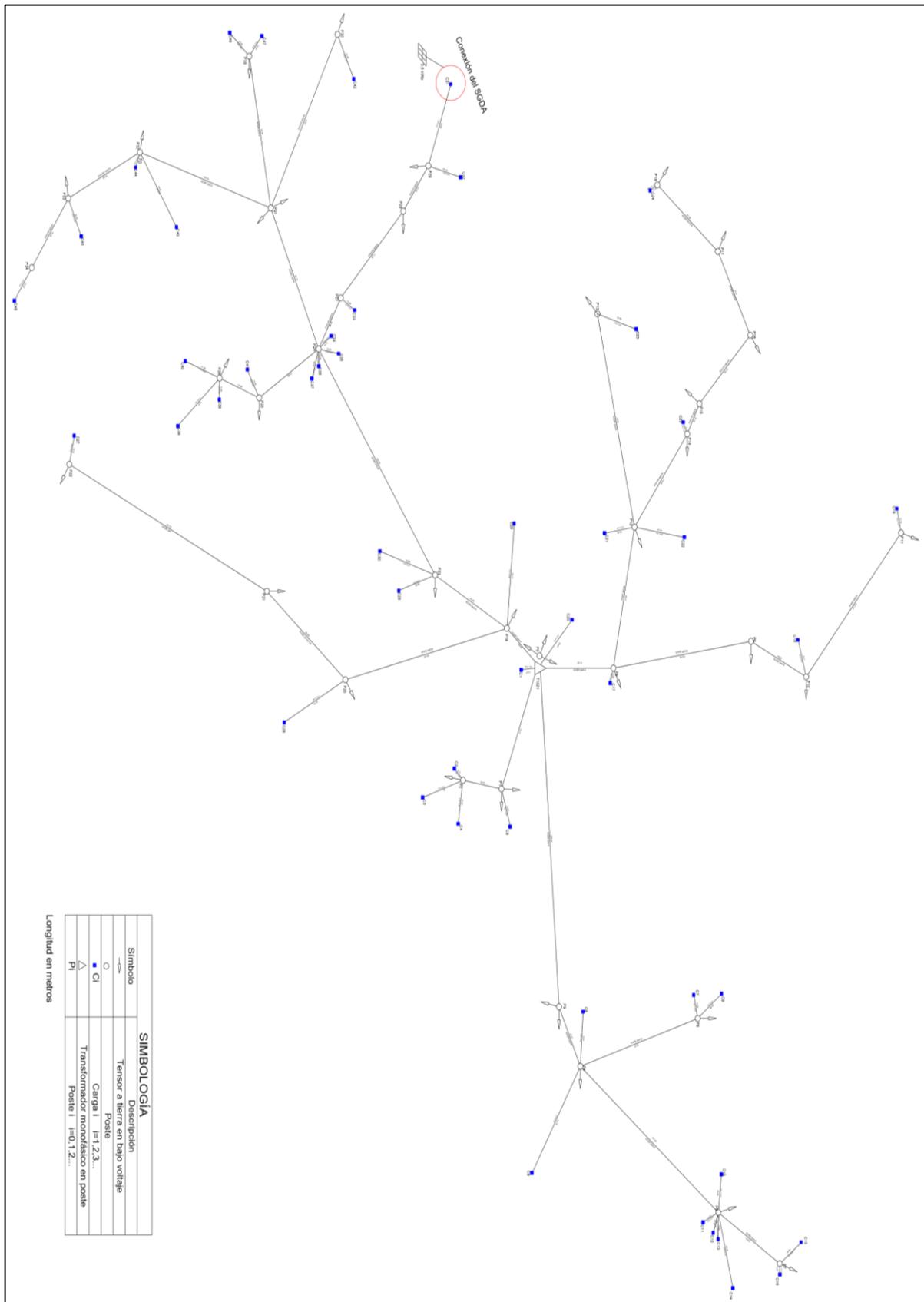
Orden 15



ANTES			DESPUES		
Fase	Máx	Fecha	Fase	Máx	Fecha
AN	2.98 %	04/03/2024	AN	13.52 %	23/03/2024
BN	3.17 %	01/03/2024	BN	46.01 %	22/03/2024
CN	8.14 %	03/03/2024	CN	8.04 %	23/03/2024

Anexo G. DIAGRAMA UNIFILAR TRANSFORMADOR 1021.

Diagrama Unifilar de la modelación de la red de bajo voltaje proveniente del transformador 1021. El PCC se establece en el usuario 31 como se distingue con el círculo de color rojo.



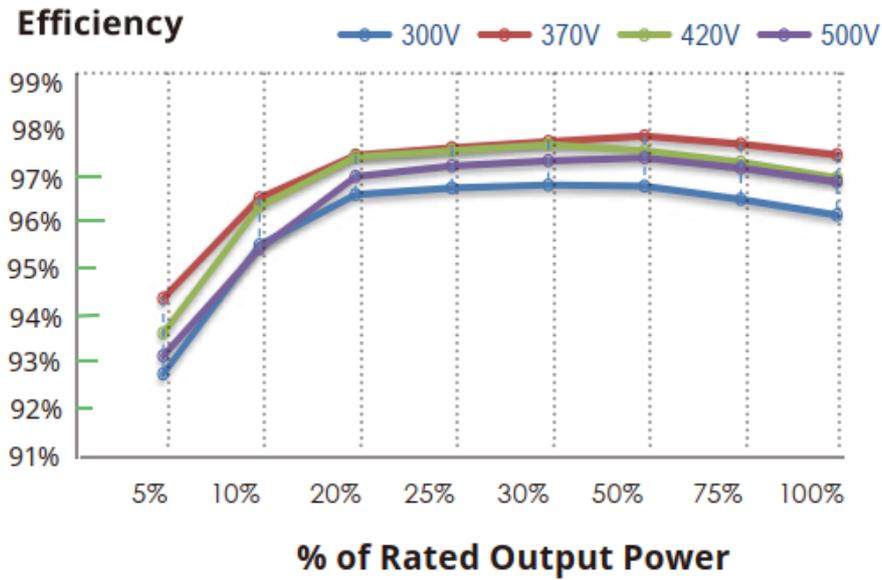
Anexo H. Cuadro de demanda máxima diversificada para los diferentes estratos.

Potencia instalada de acuerdo con los estratos correspondientes en base al número de usuarios.

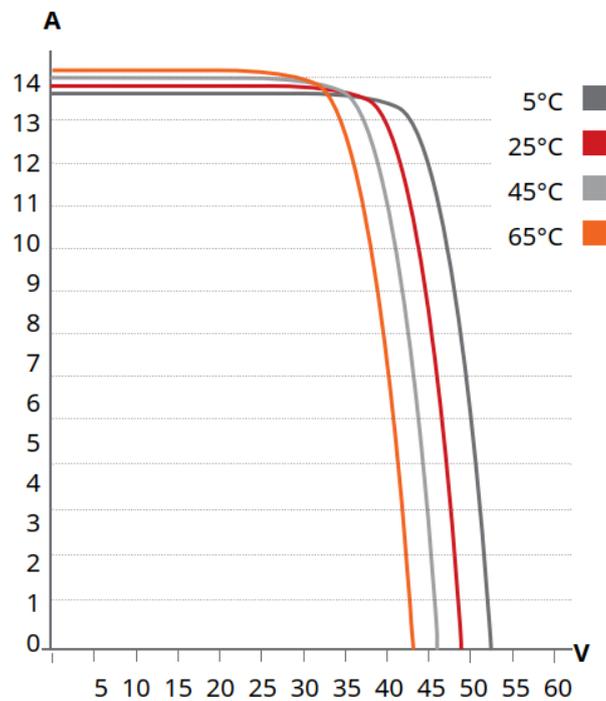
# DE USUARIOS	ESTRATO 'A1' 501 - 1000 kWh	ESTRATO 'A' 311 - 500 kWh	ESTRATO 'B' 181 - 310 kWh	ESTRATO 'C' 111 - 180 kWh	ESTRATO 'D' 61 - 110 kWh	ESTRATO 'E' 1 - 60 kWh
1	5.85	5.41	4.01	2.98	2.4	1.96
2	9.36	8.66	6.41	4.76	3.84	3.13
3	12.86	11.91	8.81	6.54	5.28	4.3
4	16.38	15.16	11.22	8.33	6.73	5.48
5	19.74	18.27	13.52	10.04	8.11	6.6
6	22.46	20.52	15.12	11.16	8.95	7.24
7	25.17	23.12	17.07	12.63	10.16	8.24
8	28.08	25.84	19.09	14.14	11.38	9.24
9	30.78	28.42	21.02	15.59	12.57	10.22
10	33.49	30.99	22.93	17.03	13.74	11.18
11	36.19	33.53	24.82	18.44	14.89	12.13
12	38.9	36.08	26.72	19.86	16.05	13.08
13	41.81	38.78	28.72	21.35	17.25	14.06
14	44.51	41.33	30.62	22.77	18.41	15
15	47.22	43.86	32.5	24.18	19.55	15.94
16	49.92	46.38	34.37	25.57	20.68	16.86
17	52.62	48.89	36.23	26.96	21.8	17.77
18	55.33	51.43	38.12	28.36	22.94	18.71
19	57.82	53.77	39.86	29.67	24	19.58
20	60.74	56.43	41.82	31.12	25.16	20.52

Anexo I. Curvas de eficiencia vs potencia del inversor CSI-5K-S22003-E (CSI Solar Co., 2023).

Información de la Hoja de datos del inversor correspondiente a las curvas de eficiencia versus potencia y potencia vs temperatura del caso del cliente comercial.

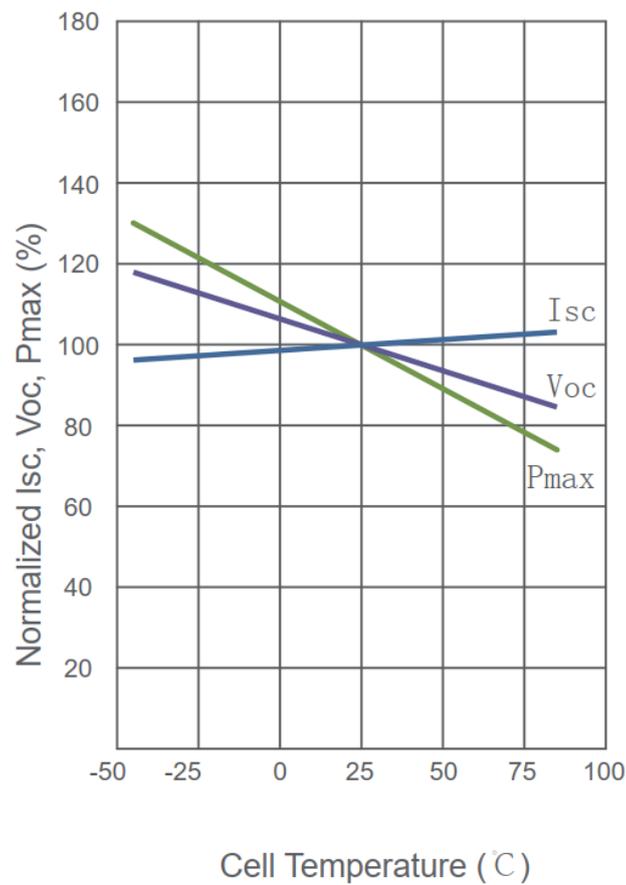


Anexo J. Curva de potencia vs temperatura para el panel CS6W-550 MS (CSI Solar Co., 2022).



Anexo K. Curva de potencia vs temperatura para el panel Cheetah HC 72M 390-410 Watt
(JinkoSolar Holding Co., 2023).

Información de la Hoja de datos del inversor correspondiente a la curva de potencia vs temperatura del caso del cliente residencial.



Anexo L. Pseudocódigo implementado para la simulación del caso de estudio cliente residencial Solano-Deleg.

Pseudocódigo implementado en OpenDSS para analizar el impacto de la calidad de energía antes y después de incorporar un SGDA del caso de estudio del cliente residencial.

```

Set MaxIter=100 //número máximo de iteraciones
// Definir el equivalente de Thévenin de la red de distribución
New Vsource.MySource bus1=sourcebus phases=1 pu=1.0 basekv=12.7 angle=0 frequency=60
~ MVAsc1=9.385 // Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
~ r0=8.6616 // Reactancia de secuencia cero en ohmios
~ x0=14.8554 // Resistencia de secuencia cero en ohmios
~ r1=8.6616 // Reactancia de secuencia positiva en ohmios
~ x1=14.8554 // Resistencia de secuencia positiva en ohmios

// Definir el transformador monofásico con toma central con el modelo de tres devanados
new Transformer.Trafo phases=1 windings=3 Xhl=1.5
~ wdg=1 bus=sourcebus kv=12.7 kVA=10 %r=0.5
~ wdg=2 bus=lvbus_A kv=0.120 kVA=10 %r=0.5
~ wdg=3 bus=lvbus_B kv=0.120 kVA=10 %r=0.5

New Monitor.LVBusMonitor element=Transformer.Trafo terminal=1 mode=1 ppolar=no
New Monitor.LVBusMonitor_A element=Transformer.Trafo terminal=2 mode=0 ppolar=no
New Monitor.LVBusMonitor_B element=Transformer.Trafo terminal=3 mode=0 ppolar=no

// Definición de los diferentes conductores de Al de la red monofásica de BT
New Linecode.ACSR1/0 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=0.654 x1=0.430
New Linecode.ACSR2 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=1.040 x1=0.447
New Linecode.ACSR4 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=1.653 x1=0.465
New Linecode.CON3X4 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=1.666 x1=0.103
New Linecode.CON3X6 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=2.65 x1=0.21
New Linecode.MUL2X6 nphases=1 units=km baseFreq=60
~ r1=2.65 x1=0.21

// Red de baja tensión. Tramos entre postes
New Line.T_P1_A bus1=lvbus_A bus2=P1_A length=0.07531 linecode=ACSR4
New Line.T_P1_B bus1=lvbus_B bus2=P1_B length=0.07531 linecode=ACSR4
New Line.P1_P2_A bus1=P1_A bus2=P2_A length=0.02927 linecode=ACSR4
New Line.P1_P2_B bus1=P1_B bus2=P2_B length=0.02927 linecode=ACSR4
New Line.T_P3_A bus1=lvbus_A bus2=P3_A length=0.20944 linecode=ACSR2
New Line.T_P3_B bus1=lvbus_B bus2=P3_B length=0.20944 linecode=ACSR2
New Line.P3_P4_A bus1=P3_A bus2=P4_A length=0.04037 linecode=ACSR2
New Line.P3_P4_B bus1=P3_B bus2=P4_B length=0.04037 linecode=ACSR2
New Line.P4_P5_A bus1=P4_A bus2=P5_A length=0.09247 linecode=ACSR4
New Line.P4_P5_B bus1=P4_B bus2=P5_B length=0.09247 linecode=ACSR4
New Line.P4_P6_A bus1=P4_A bus2=P6_A length=0.13726 linecode=ACSR4
New Line.P4_P6_B bus1=P4_B bus2=P6_B length=0.13726 linecode=ACSR4
New Line.P6_P7_A bus1=P6_A bus2=P7_A length=0.05589 linecode=ACSR4
New Line.P6_P7_B bus1=P6_B bus2=P7_B length=0.05589 linecode=ACSR4
New Line.T_P8_A bus1=lvbus_A bus2=P8_A length=0.05016 linecode=ACSR4
New Line.T_P8_B bus1=lvbus_B bus2=P8_B length=0.05016 linecode=ACSR4
New Line.P8_P9_A bus1=P8_A bus2=P9_A length=0.10398 linecode=ACSR4
New Line.P8_P9_B bus1=P8_B bus2=P9_B length=0.10398 linecode=ACSR4
New Line.P9_P10_A bus1=P9_A bus2=P10_A length=0.04665 linecode=ACSR4
New Line.P9_P10_B bus1=P9_B bus2=P10_B length=0.04665 linecode=ACSR4

```

```
New Line.P10_P11_A bus1=P10_A bus2=P11_A length=0.11419 linecode=ACSR4
New Line.P10_P11_B bus1=P10_B bus2=P11_B length=0.11419 linecode=ACSR4
New Line.P8_P12_A bus1=P8_A bus2=P12_A length=0.08921 linecode=ACSR4
New Line.P8_P12_B bus1=P8_B bus2=P12_B length=0.08921 linecode=ACSR4
New Line.P12_P13_A bus1=P12_A bus2=P13_A length=0.1358 linecode=ACSR4
New Line.P12_P13_B bus1=P12_B bus2=P13_B length=0.1358 linecode=ACSR4
New Line.P12_P14_A bus1=P12_A bus2=P14_A length=0.07006 linecode=ACSR4
New Line.P12_P14_B bus1=P12_B bus2=P14_B length=0.07006 linecode=ACSR4
New Line.P14_P15_A bus1=P14_A bus2=P15_A length=0.02103 linecode=ACSR4
New Line.P14_P15_B bus1=P14_B bus2=P15_B length=0.02103 linecode=ACSR4
New Line.P15_P16_A bus1=P15_A bus2=P16_A length=0.05709 linecode=ACSR4
New Line.P15_P16_B bus1=P15_B bus2=P16_B length=0.05709 linecode=ACSR4
New Line.P16_P17_A bus1=P16_A bus2=P17_A length=0.05740 linecode=ACSR4
New Line.P16_P17_B bus1=P16_B bus2=P17_B length=0.05740 linecode=ACSR4
New Line.P17_P18_A bus1=P17_A bus2=P18_A length=0.06126 linecode=ACSR4
New Line.P17_P18_B bus1=P17_B bus2=P18_B length=0.06126 linecode=ACSR4
New Line.T_P19_A bus1=lvbus_A bus2=P19_A length=0.02919 linecode=ACSR2
New Line.T_P19_B bus1=lvbus_B bus2=P19_B length=0.02919 linecode=ACSR2
New Line.P19_P20_A bus1=P19_A bus2=P20_A length=0.12457 linecode=ACSR2
New Line.P19_P20_B bus1=P19_B bus2=P20_B length=0.12457 linecode=ACSR2
New Line.P20_P21_A bus1=P20_A bus2=P21_A length=0.08048 linecode=ACSR1/0
New Line.P20_P21_B bus1=P20_B bus2=P21_B length=0.08048 linecode=ACSR1/0
New Line.P21_P22_A bus1=P21_A bus2=P22_A length=0.16708 linecode=ACSR4
New Line.P21_P22_B bus1=P21_B bus2=P22_B length=0.16708 linecode=ACSR4
New Line.P19_P23_A bus1=P19_A bus2=P23_A length=0.06301 linecode=ACSR2
New Line.P19_P23_B bus1=P19_B bus2=P23_B length=0.06301 linecode=ACSR2
New Line.P23_P24_A bus1=P23_A bus2=P24_A length=0.16555 linecode=ACSR2
New Line.P23_P24_B bus1=P23_B bus2=P24_B length=0.16555 linecode=ACSR2
New Line.P24_P25_A bus1=P24_A bus2=P25_A length=0.05385 linecode=ACSR1/0
New Line.P24_P25_B bus1=P24_B bus2=P25_B length=0.05385 linecode=ACSR1/0
New Line.P25_P26_A bus1=P25_A bus2=P26_A length=0.03195 linecode=ACSR1/0
New Line.P25_P26_B bus1=P25_B bus2=P26_B length=0.03195 linecode=ACSR1/0
New Line.P24_P27_A bus1=P24_A bus2=P27_A length=0.03585 linecode=ACSR1/0
New Line.P24_P27_B bus1=P24_B bus2=P27_B length=0.03585 linecode=ACSR1/0
New Line.P27_P28_A bus1=P27_A bus2=P28_A length=0.07138 linecode=ACSR1/0
New Line.P27_P28_B bus1=P27_B bus2=P28_B length=0.07138 linecode=ACSR1/0
New Line.P28_P29_A bus1=P28_A bus2=P29_A length=0.03375 linecode=ACSR1/0
New Line.P28_P29_B bus1=P28_B bus2=P29_B length=0.03375 linecode=ACSR1/0
New Line.P24_P31_A bus1=P24_A bus2=P31_A length=0.09471 linecode=ACSR2
New Line.P24_P31_B bus1=P24_B bus2=P31_B length=0.09471 linecode=ACSR2
New Line.P31_P30_A bus1=P31_A bus2=P30_A length=0.11910 linecode=ACSR1/0
New Line.P31_P30_B bus1=P31_B bus2=P30_B length=0.11910 linecode=ACSR1/0
New Line.P31_P32_A bus1=P31_A bus2=P32_A length=0.10359 linecode=ACSR2
New Line.P31_P32_B bus1=P31_B bus2=P32_B length=0.10359 linecode=ACSR2
New Line.P32_P33_A bus1=P32_A bus2=P33_A length=0.06066 linecode=ACSR2
New Line.P32_P33_B bus1=P32_B bus2=P33_B length=0.06066 linecode=ACSR2
New Line.P33_P34_A bus1=P33_A bus2=P34_A length=0.05104 linecode=ACSR2
New Line.P33_P34_B bus1=P33_B bus2=P34_B length=0.05104 linecode=ACSR2
New Line.P31_P35_A bus1=P31_A bus2=P35_A length=0.09602 linecode=ACSR4
New Line.P31_P35_B bus1=P31_B bus2=P35_B length=0.09602 linecode=ACSR4
// ACOMETIDAS
New Line.A1_A bus1=lvbus_A bus2=user1_A length=0.01021 linecode=MUL2X6
New Line.A2_A bus1=P2_A bus2=user2_A length=0.00971 linecode=CON3X4
New Line.A2_B bus1=P2_B bus2=user2_B length=0.00971 linecode=CON3X4
New Line.A3_A bus1=P2_A bus2=user3_A length=0.032 linecode=CON3X4
New Line.A3_B bus1=P2_B bus2=user3_B length=0.032 linecode=CON3X4
New Line.A4_A bus1=P2_A bus2=user4_A length=0.02751 linecode=CON3X4
New Line.A4_B bus1=P2_B bus2=user4_B length=0.02751 linecode=CON3X4
New Line.A5_A bus1=P1_A bus2=user5_A length=0.02423 linecode=MUL2X6
New Line.A6_B bus1=P4_B bus2=user6_B length=0.034 linecode=MUL2X6
New Line.A7_B bus1=P5_B bus2=user7_B length=0.01501 linecode=MUL2X6
New Line.A8_B bus1=P5_B bus2=user8_B length=0.02358 linecode=MUL2X6
New Line.A9_A bus1=P4_A bus2=user9_A length=0.07553 linecode=CON3X4
```

New Line.A9_B bus1=P4_B bus2=user9_B length=0.07553 linecode=CON3X4
New Line.A10_B bus1=P6_B bus2=user10_B length=0.02402 linecode=MUL2X6
New Line.A11_A bus1=P6_A bus2=user11_A length=0.0129 linecode=CON3X6
New Line.A11_B bus1=P6_B bus2=user11_B length=0.0129 linecode=CON3X6
New Line.A12_A bus1=P6_A bus2=user12_A length=0.01329 linecode=CON3X4
New Line.A12_B bus1=P6_B bus2=user12_B length=0.01329 linecode=CON3X4
New Line.A13_A bus1=P6_A bus2=user13_A length=0.01665 linecode=CON3X6
New Line.A13_B bus1=P6_B bus2=user13_B length=0.01665 linecode=CON3X6
New Line.A14_A bus1=P6_A bus2=user14_A length=0.04842 linecode=CON3X6
New Line.A14_B bus1=P6_B bus2=user14_B length=0.04842 linecode=CON3X6
New Line.A15_A bus1=P7_A bus2=user15_A length=0.02083 linecode=CON3X4
New Line.A15_B bus1=P7_B bus2=user15_B length=0.02083 linecode=CON3X4
New Line.A16_A bus1=P7_A bus2=user16_A length=0.00657 linecode=CON3X4
New Line.A16_B bus1=P7_B bus2=user16_B length=0.00657 linecode=CON3X4
New Line.A17_A bus1=P8_A bus2=user17_A length=0.00958 linecode=MUL2X6
New Line.A18_B bus1=P10_B bus2=user18_B length=0.02370 linecode=MUL2X6
New Line.A19_B bus1=P11_B bus2=user19_B length=0.01518 linecode=MUL2X6
New Line.A20_A bus1=lvbus_A bus2=user20_A length=0.03647 linecode=MUL2X6
New Line.A21_A bus1=P12_A bus2=user21_A length=0.02278 linecode=MUL2X6
New Line.A22_A bus1=P12_A bus2=user22_A length=0.03761 linecode=MUL2X6
New Line.A23_A bus1=P14_A bus2=user23_A length=0.00796 linecode=CON3X4
New Line.A23_B bus1=P14_B bus2=user23_B length=0.00796 linecode=CON3X4
New Line.A24_A bus1=P18_A bus2=user24_A length=0.00636 linecode=CON3X4
New Line.A24_B bus1=P18_B bus2=user24_B length=0.00636 linecode=CON3X4
New Line.A25_A bus1=P13_A bus2=user25_A length=0.03059 linecode=MUL2X6
New Line.A26_B bus1=P20_B bus2=user26_B length=0.05275 linecode=MUL2X6
New Line.A27_A bus1=P22_A bus2=user27_A length=0.01836 linecode=MUL2X6
New Line.A28_A bus1=P19_A bus2=user28_A length=0.06577 linecode=MUL2X6
New Line.A29_A bus1=P23_A bus2=user29_A length=0.02863 linecode=CON3X4
New Line.A29_B bus1=P23_B bus2=user29_B length=0.02863 linecode=CON3X4
New Line.A30_A bus1=P23_A bus2=user30_A length=0.04369 linecode=CON3X6
New Line.A30_B bus1=P23_B bus2=user30_B length=0.04369 linecode=CON3X6
New Line.A31_A bus1=P29_A bus2=user31_A length=0.05364 linecode=CON3X4
New Line.A31_B bus1=P29_B bus2=user31_B length=0.05364 linecode=CON3X4
New Line.A32_A bus1=P29_A bus2=user32_A length=0.02513 linecode=CON3X4
New Line.A32_B bus1=P29_B bus2=user32_B length=0.02513 linecode=CON3X4
New Line.A33_A bus1=P27_A bus2=user33_A length=0.01299 linecode=CON3X4
New Line.A33_B bus1=P27_B bus2=user33_B length=0.01299 linecode=CON3X4
New Line.A34_A bus1=P24_A bus2=user34_A length=0.01217 linecode=CON3X4
New Line.A34_B bus1=P24_B bus2=user34_B length=0.01217 linecode=CON3X4
New Line.A35_A bus1=P24_A bus2=user35_A length=0.01503 linecode=CON3X4
New Line.A35_B bus1=P24_B bus2=user35_B length=0.01503 linecode=CON3X4
New Line.A36_A bus1=P24_A bus2=user36_A length=0.01064 linecode=CON3X4
New Line.A36_B bus1=P24_B bus2=user36_B length=0.01064 linecode=CON3X4
New Line.A37_A bus1=P24_A bus2=user37_A length=0.01924 linecode=CON3X4
New Line.A37_B bus1=P24_B bus2=user37_B length=0.01924 linecode=CON3X4
New Line.A38_A bus1=P26_A bus2=user38_A length=0.01339 linecode=CON3X4
New Line.A38_B bus1=P26_B bus2=user38_B length=0.01339 linecode=CON3X4
New Line.A39_A bus1=P26_A bus2=user39_A length=0.04315 linecode=CON3X4
New Line.A39_B bus1=P26_B bus2=user39_B length=0.04315 linecode=CON3X4
New Line.A40_A bus1=P26_A bus2=user40_A length=0.02748 linecode=CON3X4
New Line.A40_B bus1=P26_B bus2=user40_B length=0.02748 linecode=CON3X4
New Line.A41_A bus1=P25_A bus2=user41_A length=0.01965 linecode=CON3X4
New Line.A41_B bus1=P25_B bus2=user41_B length=0.01965 linecode=CON3X4
New Line.A42_A bus1=P30_A bus2=user42_A length=0.03038 linecode=CON3X4
New Line.A42_B bus1=P30_B bus2=user42_B length=0.03038 linecode=CON3X4
New Line.A43_A bus1=P32_A bus2=user43_A length=0.05408 linecode=CON3X4
New Line.A43_B bus1=P32_B bus2=user43_B length=0.05408 linecode=CON3X4
New Line.A44_A bus1=P32_A bus2=user44_A length=0.00256 linecode=CON3X4
New Line.A44_B bus1=P32_B bus2=user44_B length=0.00256 linecode=CON3X4
New Line.A45_A bus1=P33_A bus2=user45_A length=0.02554 linecode=CON3X4
New Line.A45_B bus1=P33_B bus2=user45_B length=0.02554 linecode=CON3X4
New Line.A46_A bus1=P34_A bus2=user46_A length=0.02437 linecode=CON3X4

```
New Line.A46_B bus1=P34_B bus2=user46_B length=0.02437 linecode=CON3X4
New Line.A47_A bus1=P35_A bus2=user47_A length=0.01567 linecode=MUL2X6
New Line.A48_A bus1=P35_A bus2=user48_A length=0.02066 linecode=CON3X4
New Line.A48_B bus1=P35_B bus2=user48_B length=0.02066 linecode=CON3X4
```

```
New Loadshape.Perfila npts=144 interval=0.1667 mult=(file=curvaP1.csv)
```

```
// Definir las cargas de los usuarios individualmente, distribuyendo cargas de 240V en ambas fases
```

```
New Load.User1_A phases=1 bus1=user1_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User2_A phases=1 bus1=user2_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User2_B phases=1 bus1=user2_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User3_A phases=1 bus1=user3_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User3_B phases=1 bus1=user3_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User4_A phases=1 bus1=user4_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User4_B phases=1 bus1=user4_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User5_A phases=1 bus1=user5_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User6_B phases=1 bus1=user6_B kv=0.120 kw=7.497 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User7_B phases=1 bus1=user7_B kv=0.120 kw=7.497 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User8_B phases=1 bus1=user8_B kv=0.120 kw=7.497 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User9_A phases=1 bus1=user9_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User9_B phases=1 bus1=user9_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User10_B phases=1 bus1=user10_B kv=0.120 kw=7.497 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User11_A phases=1 bus1=user11_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User11_B phases=1 bus1=user11_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User12_A phases=1 bus1=user12_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User12_B phases=1 bus1=user12_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User13_A phases=1 bus1=user13_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User13_B phases=1 bus1=user13_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User14_A phases=1 bus1=user14_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User14_B phases=1 bus1=user14_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User15_A phases=1 bus1=user15_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User15_B phases=1 bus1=user15_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User16_A phases=1 bus1=user16_A kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User16_B phases=1 bus1=user16_B kv=0.120 kw=3.748 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User17_A phases=1 bus1=user17_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User18_B phases=1 bus1=user18_B kv=0.120 kw=9.144 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User19_B phases=1 bus1=user19_B kv=0.120 kw=9.144 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User20_A phases=1 bus1=user20_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User21_A phases=1 bus1=user21_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User22_A phases=1 bus1=user22_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User23_A phases=1 bus1=user23_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User23_B phases=1 bus1=user23_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User24_A phases=1 bus1=user24_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User24_B phases=1 bus1=user24_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User25_A phases=1 bus1=user25_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User26_B phases=1 bus1=user26_B kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User27_A phases=1 bus1=user27_A kv=0.120 kw=6.057 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User28_A phases=1 bus1=user28_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User29_A phases=1 bus1=user29_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User29_B phases=1 bus1=user29_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User30_A phases=1 bus1=user30_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User30_B phases=1 bus1=user30_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User31_A phases=1 bus1=user31_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User31_B phases=1 bus1=user31_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Monitor.clientesfv_A element=Load.User31_A terminal=1 mode=0 ppolar=no
New Monitor.clientesfv_B element=Load.User31_B terminal=1 mode=0 ppolar=no
New Load.User32_A phases=1 bus1=user32_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User32_B phases=1 bus1=user32_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User33_A phases=1 bus1=user33_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User33_B phases=1 bus1=user33_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User34_A phases=1 bus1=user34_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User34_B phases=1 bus1=user34_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
New Load.User35_A phases=1 bus1=user35_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=Perfila
```

```

New Load.User35_B phases=1 bus1=user35_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User36_A phases=1 bus1=user36_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User36_B phases=1 bus1=user36_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User37_A phases=1 bus1=user37_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User37_B phases=1 bus1=user37_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User38_A phases=1 bus1=user38_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User38_B phases=1 bus1=user38_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User39_A phases=1 bus1=user39_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User39_B phases=1 bus1=user39_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User40_A phases=1 bus1=user40_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User40_B phases=1 bus1=user40_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User41_A phases=1 bus1=user41_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User41_B phases=1 bus1=user41_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User42_A phases=1 bus1=user42_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User42_B phases=1 bus1=user42_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User43_A phases=1 bus1=user43_A kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User43_B phases=1 bus1=user43_B kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User44_A phases=1 bus1=user44_A kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User44_B phases=1 bus1=user44_B kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User45_A phases=1 bus1=user45_A kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User45_B phases=1 bus1=user45_B kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User46_A phases=1 bus1=user46_A kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User46_B phases=1 bus1=user46_B kv=0.120 kw=3.029 pf=0.9 daily=PerfilA

New Load.User47_A phases=1 bus1=user47_A kv=0.120 kw=12.366 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User48_A phases=1 bus1=user48_A kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
New Load.User48_B phases=1 bus1=user48_B kv=0.120 kw=6.183 pf=0.9 daily=PerfilA
//New Monitor.clientesfv_A element=Load.User48_A terminal=1 mode=0 ppolar=no
//New Monitor.clientesfv_B element=Load.User48_B terminal=1 mode=0 ppolar=no
// Definir el sistema fotovoltaico de 3.5 kW
New PVSystem.PV1_A phases=1 bus1=user31_A kv=0.120 kVA=1.75 irrads=1.0 Pmpp=1.75 temperature=25 PF=1
New Monitor.PV1MonitorA element=PVSystem.PV1_A terminal=1 mode=1 ppolar=no
New PVSystem.PV1_B phases=1 bus1=user31_B kv=0.120 kVA=1.75 irrads=1.0 Pmpp=1.75 temperature=25 PF=1
New Monitor.PV1MonitorB element=PVSystem.PV1_B terminal=1 mode=1 ppolar=no
// Curvas de eficiencia y potencia vs temperatura para el sistema fotovoltaico
New XYCurve.MyPvsT npts=4 Xarray=[75, 50, 25, 0] Yarray=[0.78, 0.88, 1, 1.1]
New XYCurve.MyEff npts=8 Xarray=[0.05, 0.1, 0.2, 0.25, 0.30, 0.50, 0.75, 1] Yarray=[0.928, 0.957, 0.967, 0.968, 0.97,
0.968, 0.967, 0.961]
// Curvas de irradiancia y temperatura para 24 horas
New Loadshape.MyIrrad npts=144 interval=0.1667 mult=(file=irradiancia.csv)
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[9.561, 9.183, 8.808, 8.526, 8.482, 8.623, 9.694, 12.265, 14.289, 16.238,
17.684, 18.744, 19.424, 19.764, 19.501, 18.666, 17.428, 15.734, 13.613, 12.694, 12.196, 11.728, 11.333, 11.024]
// Asignar las curvas de eficiencia y temperatura al sistema fotovoltaico
Edit PVSystem.PV1_A effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
Edit PVSystem.PV1_B effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

set voltagebases=[12.7, 0.120]
calcv
solve

// Simulación semanal con pasos de 10 minutos
solve mode=daily stepsize=1s number=30000
//simulacion armónica
solve mode=HarmonicsT harmonics=[1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15] stepsize=10s number=144
Export monitors LVBusMonitor_A
Export monitors LVBusMonitor_B
Export monitors clientesfv_A
Export monitors clientesfv_B

```

Anexo M. Pseudocódigo implementado para la simulación del caso de estudio cliente comercial Banco del Austro.

Pseudocódigo implementado en OpenDSS para analizar el impacto de la calidad de energía antes y después de incorporar un SGDA del caso de estudio del cliente comercial.

```

clear
// Configuración del circuito
New Circuit.SIMULACION_B_AUSTRO basekv=22 pu=1.0 phases=3 bus1=sourcebus.1.2.3

// Equivalente de Thévenin de la red de distribución
New Vsource.MySource bus1=sourcebus phases=3 pu=1.0 basekv=22 angle=0 frequency=60
~ MVAsc3=86.612 // Potencia de cortocircuito trifásico en MVA
~ MVAsc1=28.219 // Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
~ r0=2.0663 // Reactancia de secuencia cero en ohmios
~ x0=5.6326 // Resistencia de secuencia cero en ohmios
~ r1=1.4437 // Reactancia de secuencia positiva en ohmios
~ x1=5.4046 // Resistencia de secuencia positiva en ohmios

// Definir el transformador trifásico de 100 kVA, 22 kV/220 V (fase-fase)
New Transformer.Xfmr phases=3 windings=2 Xhl=4.0
~ wdg=1 bus=sourcebus.1.2.3 conn=delta kv=22 kva=100
~ wdg=2 bus=secondary.1.2.3.0 conn=wye kv=0.22 kva=100

// Monitor de voltaje para el transformador
New Monitor.Xfmr element=Transformer.Xfmr terminal=1 mode=0 ppolar=no
New Monitor.Xfmr2 element=Transformer.Xfmr terminal=2 mode=0 ppolar=no

// Importar Loadshapes desde archivos CSV
New Loadshape.LoadshapeA npts=10061 interval=0.01667 mult=(file=FaseA.csv)
New Loadshape.LoadshapeB npts=10061 interval=0.01667 mult=(file=FaseB.csv)
New Loadshape.LoadshapeC npts=10061 interval=0.01667 mult=(file=FaseC.csv)

// Definir las cargas por fase
New Load.A phases=1 bus1=secondary.1.0 kv=0.127 kW=1 pf=0.93 daily=LoadshapeA
New Load.B phases=1 bus1=secondary.2.0 kv=0.127 kW=1 pf=0.89 daily=LoadshapeB
New Load.C phases=1 bus1=secondary.3.0 kv=0.127 kW=1 pf=0.57 daily=LoadshapeC
New Monitor.LoadA element=Load.A terminal=1 mode=1 ppolar=no
New Monitor.LoadB element=Load.B terminal=1 mode=1 ppolar=no
New Monitor.LoadC element=Load.C terminal=1 mode=1 ppolar=no

// Definir el sistema fotovoltaico de 10 kW conectado a las fases 1 y 2
New PVSystem.PV1 phases=2 bus1=secondary.1.2 kv=0.220 kVA=10 irrads=1 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
New Monitor.PV1Monitor element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

// Curvas de eficiencia y potencia vs temperatura para el sistema fotovoltaico
New XYCurve.MyPvsT npts=4 Xarray=[65, 45, 25, 5] Yarray=[0.8, 0.865, 0.92, 1.012]
New XYCurve.MyEff npts=8 Xarray=[0.05, 0.1, 0.2, 0.25, 0.30, 0.50, 0.75, 1] Yarray=[0.928, 0.957, 0.967, 0.968, 0.97, 0.968, 0.967, 0.961]

// Curvas de irradiancia y temperatura para 24 horas
New Loadshape.MyIrrad npts=1431 interval=0.01667 mult=(file=irradiancia.csv)
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[9.561, 9.183, 8.808, 8.526, 8.482, 8.623, 9.694, 12.265, 14.289, 16.238, 17.684, 18.744, 19.424, 19.764, 19.501, 18.666, 17.428, 15.734, 13.613, 12.694, 12.196, 11.728, 11.333, 11.024]
Plot Loadshape Object=MyIrrad
// Asignar las curvas de eficiencia y temperatura al sistema fotovoltaico
Edit PVSystem.PV1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

// Configurar voltajes base y resolver el circuito
set voltagebases=[22.0, 0.220]

```

```

calcv
solve

```

```

// Simulación semanal con pasos de 10 minutos
solve mode=daily stepsize=1m number=1431

```

```

// Simulación armónica
solve mode=harmonics harmonics=[1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31]

```

```

// Exportar los datos de armónicos a archivos CSV
Export monitors Xfmr2

```

Anexo N. Valores de resistencia y reactancia para conductores.

Valores utilizados de resistencia y reactancias para el modelamiento de las líneas en base a lo expuesto en (Grainger, 2004).

Conductor		Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]
Tipo	Calibre		
ACSR	6	2.449	0.418
	4	1.653	0.465
	2	1.040	0.447
	1/0	0.654	0.430
CON.AI	4	1.666	0.103
	6	2.65	0.21