

**Caracterización de Causas de Potencia No Activa en Frontera Comercial de un Usuario  
AGPE con SFV sin Inyección a la Red**

Autor

**Yeison Miguel Velandia Ortiz**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

**Dr. Gabriel Ordóñez Plata**

Codirector

**Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos**

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2023

**Dedicatoria**

*A Dios, mi madre, mi hermano y mi familia con todo mi amor.*

*Yeison Miguel Velandia Ortiz*

## **Agradecimientos**

*A Dios por ser mi refugio y fortaleza. A mi madre Teresa por ser mi aliada número uno.*

*A mi familia por creer, motivarme y apoyarme.*

*Al director Gabriel y codirectora María Alejandra por creer y apoyar la idea del proyecto. Al profesor Oscar Aguirre por su motivación y articulación para el préstamo de equipos, acceso a datos y asesoría.*

*Al instructor Iván Giraldo por su motivación y articulación con el Centro Industrial de Mantenimiento Integral (SENA, Girón) para acceder a las instalaciones y condiciones de trabajo.*

***Yeison Miguel Velandia Ortiz***

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
1. Introducción .....	18
1.1 Motivación y justificación .....	18
1.1.1 Tendencia de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red .....	20
1.1.2 Potencia no activa en AGPE con SFV .....	22
1.1.3 Problemas consecuentes por el transporte de potencia no activa y el factor de potencia no controlados en usuarios AGPE con sistemas FV .....	23
1.1.4 Alternativa legal para exoneración de pagos por transporte potencia no activa.....	25
1.1.5 Alternativa técnica para mitigación de potencia no activa .....	26
1.2 Objetivos .....	27
1.2.1 Objetivo general.....	28
1.2.2 Objetivo específicos.....	28
1.3 Contribución .....	28
1.4 Disposición y orden del documento.....	30
2. Causas técnicas de potencia no activa medida en sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red .....	31
2.1 Sistemas solares fotovoltaicos objeto de la metodología propuesta .....	31
2.1.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	32
2.1.2 Componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y funcionamiento del sistema	33
2.1.3 Declaración acerca de la venta de excedentes de generación .....	37

2.1.4 Causas técnicas objeto de la metodología propuesta .....	37
2.2 Medidor de frontera comercial y la red eléctrica .....	38
2.2.1 Medición de potencia no activa y factor de potencia.....	39
2.2.2 Tipos de conexión de medidores y algoritmos del mercado.....	39
2.3 Cargas .....	40
2.3.1 Carga resistiva.....	40
2.3.2 Carga reactiva inductiva .....	40
2.3.3 Carga reactiva capacitiva .....	41
2.3.4 Cargas no lineales .....	41
2.5 Módulos fotovoltaicos e inversor.....	42
3. Metodología .....	45
3.1 Fase I. Medición.....	46
3.1.1 Conexión del equipo de medida y obtención de datos.....	46
3.1.2 Censo de cargas, incluyendo los componentes del sistema fotovoltaico.....	47
3.2 Fase II. Análisis .....	47
3.2.1 Estudio de los datos obtenidos basado en estándares .....	47
3.2.2 Análisis de la carga según levantamiento del censo y contraste con mediciones.....	47
3.2.3 Análisis de Modelo IEEE 1459, comprobación de resultados de medición y caracterización .....	47
3.3 Fase III. Jerarquización.....	48
3.4 Fase IV. Diagnóstico eléctrico y recomendaciones .....	48
4. Fase de medición.....	49
4.1 Descripción caso de estudio.....	49

4.2 Elección de puntos de medición .....	51
4.3 Selección de equipos.....	53
4.4 Conexión de equipos.....	53
4.5 Censo de cargas.....	56
4.6 Datos de consumo .....	59
4.7 Estudio termográfico.....	61
5. Análisis .....	62
5.1 Estructura de análisis y criterios de caracterización .....	62
5.2 Rama de la generación solar fotovoltaica .....	66
5.2.1 Inversor FV .....	70
5.2.2 Módulos FV .....	75
5.3 Rama de la red eléctrica.....	76
5.3.1 Medidor bidireccional tarifario .....	78
5.3.2 Red de distribución eléctrica.....	82
5.4 Ramas de la carga .....	83
5.4.1 Carga .....	85
6. Presentación de resultados .....	88
6.1 Super Decisions .....	88
6.2 Evaluación y jerarquización de causas .....	89
6.3 Diagnóstico eléctrico .....	91
7. Conclusiones.....	94
Referencias Bibliográficas .....	96
Apéndices.....	100

### Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Registro de consumo de energía activa en cada uno de los edificios.....</i>	56
Tabla 2 <i>Levantamiento de datos nominales de cargas en cada uno de los sistemas conectados al sistema FV.....</i>	57
Tabla 3 <i>Registro de las actividades de los circuitos conectados a la subestación durante la medición.....</i>	57
Tabla 4 <i>Código de colores de plantilla de actividad de la carga en tiempo de medición.....</i>	58
Tabla 5 <i>Registro de consumos por medidor bidireccional del sistema FV del CIMI.....</i>	59
Tabla 6 <i>Causas caracterizadas y criterios de referencia .....</i>	65
Tabla 7 <i>Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de generación en días laborales .....</i>	67
Tabla 8 <i>Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la generación FV el fin de semana .....</i>	69
Tabla 9 <i>Resultados numéricos para descripción de inversor FV y módulos FV.....</i>	70
Tabla 10 <i>Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la red entre semana ..</i>	76
Tabla 11 <i>Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la red el fin de semana .....</i>	77
Tabla 12 <i>Resultados numéricos para descripción de medidor de frontera comercial y la red eléctrica.....</i>	79
Tabla 13 <i>Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para las cargas de subestación CIMI</i>	83

Tabla 14 <i>Relevancia de fenómenos de ineficiencia en la carga</i> .....	86
Tabla 15 <i>Ponderaciones obtenidas para ejecutar en Super Decisions</i> .....	89
Tabla 16 <i>Relevancia de fenómenos de ineficiencia en la carga</i> .....	91

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Diagrama de consecuencias sobre la motivación del presente trabajo de grado</i> .....	19
Figura 2 <i>Pasos que componen un estudio de calidad de energía</i> .....	26
Figura 3 <i>Tipos de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red</i> .....	32
Figura 4 <i>Componentes de sistema solar FV conectado a la red eléctrica</i> .....	33
Figura 5 <i>Ejemplos de perfil de generación solar fotovoltaica y perfil de carga</i> .....	35
Figura 6 <i>Espina de pescado de Causas Técnicas – Efecto de la potencia no activa tarifada</i> .....	38
Figura 7 <i>Potencia aportada por el arreglo de módulos FV</i> .....	42
Figura 8 <i>Metodología propuesta para estudio de causas de excesos de potencia no activa</i> .....	45
Figura 9 <i>Medición multipunto para el estudio de calidad de potencia eléctrica</i> .....	51
Figura 10 <i>Medición multipunto implementada para caso de estudio</i> .....	52
Figura 11 <i>Analizadores de redes HDPQ Visa y Guide que fueron conectados</i> .....	54
Figura 12 <i>Conexión de analizador de red Fluke 435 II</i> .....	55
Figura 13 <i>Potencia no activa transportada por medidor bidireccional durante semana de medición</i> .....	60
Figura 14 <i>Conexiones existentes en la barra principal de TGBT de la subestación del CIMI</i> ...	63
Figura 15 <i>Potencia reactiva obtenida de analizador de redes de rama FV y medidor de frontera comercial</i> .....	72
Figura 16 <i>Potencia no activa obtenida de analizador de redes, en la red y medidor de frontera comercial</i> .....	80

Figura 17 *Modelo generado en Super Decisions* ..... 88

Figura 18 *Jerarquización de causas de potencia no activa en diagrama de Pareto* ..... 91

### Lista de Apéndices

	<b>pág.</b>
Apéndice A. Formulario para caso sinusoidal y caso no sinusoidal (modelo IEEE 1459) .....	100
Apéndice B. Fichas técnicas de equipos que conforman el sistema fotovoltaico del CIMI (caso de estudio).....	104
Apéndice C. Fichas técnicas de analizadores de redes usados en la fase de medición del desarrollo de este proyecto de grado.....	114
Apéndice D. Diagrama unifilar de subestación del CIMI (caso de estudio) .....	117
Apéndice E. Registro completo de levantamiento de datos nominales de cargas en cada uno de los ambientes.....	115
Apéndice F. Registro completo de actividad de los cargas conectadas a la subestación durante la medición.....	116
Apéndice G. Evidencia de resultados termográficos.....	117
Apéndice H. Informe de análisis de resultados en la rama de la generación solar fotovoltaica.	123
Apéndice I. Informe de análisis de resultados en la rama de la red eléctrica.....	124
Apéndice J. Informe de análisis de resultados en la rama de la carga.....	125
Apéndice K. Código Matlab para cálculo de parámetros eléctricos.....	126
Apéndice L. Archivo en Super Decisions de modelo multicriterio generado.....	127
Apéndice M. Informe de resultados obtenidos de los resultados de la aplicación del método AHP en Super Decisions.....	128
Apéndice N. Factura de consumo eléctrico del Centro Industrial de Mantenimiento Integral de Sena (caso de estudio).....	134

Apéndice O. Declaración de fabricante de inversor Fronius sobre Control Automático de Tensión.....136

## Glosario

**Autogenerador a pequeña escala:** es un sistema de generación de energía eléctrica de baja potencia que puede ser utilizado para: suministrar energía en lugares remotos, auto abastecer la energía requerida por un usuario y para aplicaciones de emergencia. Los autogeneradores pueden funcionar con diferentes fuentes de energía renovable, su capacidad de generación es para su abastecimiento y menor a 1 MW.

**Componentes armónicas:** permiten realizar la representación de señales eléctricas distorsionadas como la suma de señales sinusoidales (componentes armónicas) cuyas frecuencias son la frecuencia fundamental y múltiplos enteros de ésta.

**Calidad de potencia:** se refiere a la capacidad de la energía eléctrica suministrada a un sistema para funcionar correctamente y sin interrupciones. La calidad de potencia incluye aspectos como la frecuencia, la tensión, la estabilidad, la distorsión armónica y la interrupción.

**Cargas no lineales:** son aquellas cargas que no tienen una relación lineal entre la tensión que reciben y la corriente que consumen. Estas cargas generan distorsión armónica, y pueden generar problemas en la calidad de la energía eléctrica suministrada. Las cargas no lineales son muy comunes en: cargas residenciales, comerciales e industriales, debido a la presencia de dispositivos de electrónica de potencia, como los inversores, convertidores, rectificadores y otros equipos similares que se utilizan para controlar la velocidad de los motores eléctricos, regular la tensión de los transformadores, y otras aplicaciones.

**Distorsión armónica:** es la cuantificación individual o total de la deformación de las señales de tensión y corriente. La distorsión armónica puede ser causada por equipos eléctricos, como motores y transformadores, y afecta la calidad de la potencia eléctrica.

**Desbalance en tensión y corriente:** se refiere a una distribución desigual de la tensión o la corriente en un sistema eléctrico trifásico. El desbalance puede causar sobrecarga en algunas fases y subcarga en otras, lo que puede provocar daños en los equipos eléctricos y disminuir la eficiencia del sistema.

**Diagnóstico eléctrico:** es el proceso de evaluación y análisis del estado de un sistema eléctrico, con el objetivo de identificar problemas y determinar las medidas necesarias para solucionarlos. El diagnóstico eléctrico puede incluir la medición de parámetros eléctricos, como la tensión, la corriente y la potencia, así como pruebas específicas de los equipos eléctricos.

**Factor de potencia:** es una medida de eficiencia con la que se está utilizando la potencia que genera trabajo útil en un sistema eléctrico. Se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. En un sistema trifásico puede verse afectado negativamente el factor de potencia por la existencia de fenómenos como la potencia reactiva, la distorsión armónica y el desbalance.

**Modelo IEEE 1459:** es un estándar desarrollado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) que establece un marco para la medición de la calidad de la potencia eléctrica. El modelo incluye la medición de los componentes de la potencia eléctrica, incluyendo las potencias: activa, reactiva y aparente, así como las potencias debidas a la distorsión armónica y al desbalance en sistemas trifásicos.

**Medición de variables eléctricas:** es fundamental en el sector eléctrico, ya que permite modelar, analizar, realizar el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, y gestionar los sistemas eléctricos para garantizar su seguridad, calidad y eficiencia. Para medir estas variables eléctricas se utilizan instrumentos de medida, como los multímetros, los wattmetros, los analizadores de calidad de la energía, entre otros.

**Potencia no activa:** es la parte de la energía eléctrica que no se convierte en trabajo útil, sino que se almacena en forma de energía magnética o eléctrica en el sistema eléctrico, o se presenta como distorsión. Por consiguiente, la potencia no activa se divide en: potencia reactiva y potencia de distorsión armónica.

**Potencia reactiva capacitiva:** es la parte de la energía eléctrica que se almacena en forma de energía eléctrica en un campo eléctrico, como el que se forma en un condensador.

**Potencia reactiva inductiva:** es la parte de la energía eléctrica que se almacena en forma de energía magnética en un campo magnético, como el que se forma en una bobina.

**Sistema solar fotovoltaico conectado a la red:** es un sistema de generación de energía eléctrica que utiliza paneles solares para convertir la energía solar en energía eléctrica. El sistema está conectado a la red eléctrica y puede suministrar energía eléctrica a la red.

## Resumen

**Título:** Caracterización de causas de potencia no activa en frontera comercial de un usuario AGPE con SFV sin inyección a la red\*

**Autor:** Yeison Miguel Velandia Ortiz\*\*

**Palabras Clave:** Potencia no activa, calidad de potencia, sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red, potencia reactiva, distorsión, desbalance, diagnóstico eléctrico.

**Descripción:** Se propone e implementa una metodología de estudio de la potencia no activa en el sistema fotovoltaico de la sede CIMI del SENA de Girón. Se pretende que sea una metodología que se pueda usar para el estudio de potencia no activa en cualquier otro Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE). A partir de ella, se genera un diagnóstico que constará de un informe de calidad de energía eléctrica, orientado a caracterizar el origen de la potencia no activa. En el informe se clasificarán las causas de medición de potencia no activa en la frontera comercial y se presentará, a través del principio de Pareto, el nivel de impacto de cada causa sobre esta potencia. Por último, según los resultados obtenidos de los entregables ya descritos, se generarán recomendaciones y sugerencias, sin evaluar ni ejecutar posibles soluciones de compensación.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Programa Ingeniería Eléctrica. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Doctor Ingeniero Industrial. Codirector: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería Electrónica.

### Abstract

**Title:** Characterization of causes of non-active power at the commercial border of an AGPE user with SFV without injection into the grid\*

**Author(s):** Yeison Miguel Velandia Ortiz<sup>1</sup>

**Key Words:** Non-active power, power quality, grid-connected photovoltaic solar systems, reactive power, distortion, imbalance, electrical diagnosis.

**Description:** A non-active power study methodology is proposed and implemented in the photovoltaic system of the CIMI headquarters of SENA in Girón. It is intended to be a methodology that can be used for the study of non-active power in any other Small-Scale Autogenerator (AGPE). From it, a diagnosis is generated that will consist of a power quality report aimed at characterizing the origin of the non-active power. The report will classify the causes of non-active power measurement at the commercial border and will present, through the Pareto principle, the level of impact of each cause on the problem. Finally, according to the results obtained from the deliverables already described, recommendations and suggestions will be generated, without evaluating or executing possible compensation solutions.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup>Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Programa Ingeniería Eléctrica. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Doctor Ingeniero Industrial. Codirector: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería Electrónica.

## **1. Introducción**

Este capítulo inicia con la motivación, justificación de este trabajo de grado, donde se desarrollan los antecedentes, se presenta el problema, se plantea el propósito y se fundamenta, y se demarca el alcance. Luego, se trazan los objetivos del trabajo de grado, se describe la metodología propuesta para lograr el enfoque de este trabajo, y se presentan las contribuciones. Por último, se expone la disposición y orden del presente documento.

### **1.1 Motivación y justificación**

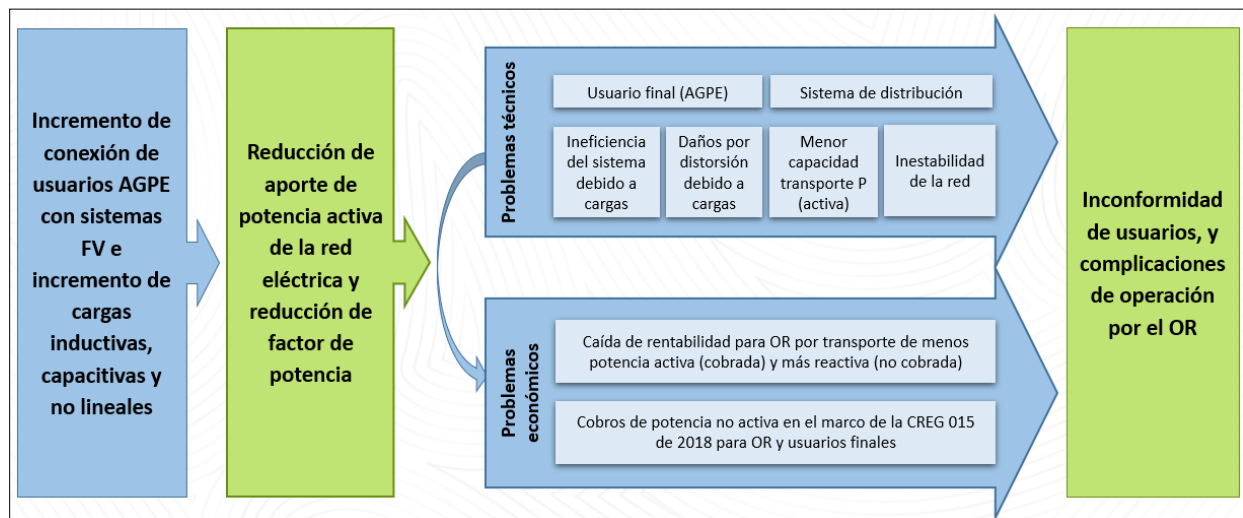
Los sistemas solares Fotovoltaicos (FV) conectados a la red eléctrica son una solución de preferencia para la generación de energía renovable y la reducción del costo de la factura de consumo eléctrico en viviendas residenciales, comerciales e industriales. Pero su implementación requiere considerar el control del factor de potencia del sistema eléctrico y, asimismo, mitigar el transporte de potencia no activa sobre el límite permitido para evitar cobros relacionados en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 [13], establecidos para la potencia reactiva consumida de la red eléctrica que supera el 50% de la potencia activa demandada, y para el total de potencia reactiva inyectada a la red eléctrica. La potencia no activa es aquella potencia que agrupa la potencia reactiva, relacionada con los efectos inductivo de cargas con bobinados y capacitivo del principio de campo eléctrico, y la potencia de distorsión, causada por la no linealidad de las cargas [1, 2].

Dado que gran parte del sector de la energía fotovoltaica, debido a la novedad de la masificación del uso de la fuente renovable, desconoce el grado de implicación que tienen los componentes del sistema fotovoltaico en la calidad de la energía eléctrica de la vivienda y del sistema de distribución local, los diseñadores o instaladores de sistemas FV conectados a la red no prestan atención a evitar consecuencias indeseables en cuanto al transporte de potencia no activa

desde el diseño. En caso contrario, si se conocen las implicaciones en calidad de energía, existen casos en que no se fija atención sobre el problema para no considerar elevados costos en tecnologías de compensación de potencia no activa. Adicionalmente, el descuido del comportamiento de la potencia no activa en un sistema FV conectado a la red tiene asociados aspectos técnicos negativos en la instalación y a la factura de energía eléctrica del propietario (ver Figura 1).

**Figura 1**

*Diagrama de consecuencias sobre la motivación del presente trabajo de grado*



*Nota.* El gráfico muestra las consecuencias de potencia no activa en usuarios de la red eléctrica con conexión de sistema fotovoltaico a la red, los cuales están en incremento. El diagrama de consecuencias de la Figura 1, se profundizará del inciso 1.1.1 al 1.1.3.

El Centro Industrial de Mantenimiento Integral (CIMI) es una sede del SENA ubicada en Girón, Santander. Esta sede dispone de un sistema solar FV para proveer parte de su consumo eléctrico mientras existe generación solar y se encuentra configurado para inyección nula de excedentes de energía generada a la red eléctrica. Por las características de su carga y la

implementación de la instalación FV, el CIMI presenta cobros por transporte de potencia no activa (ver Apéndice N). Esta condición convierte al CIMI en el caso de estudio del presente trabajo de grado, donde se implementó la metodología de estudio de calidad de energía eléctrica orientada a caracterizar las causas de potencia no activa en usuarios de sistemas FV conectados a la red, en virtud de obtener soportes para una gestión de eficiencia energética en el CIMI y una estrategia que permita abordar el problema de potencia no activa no controlada en sistemas FV conectados a la red.

### ***1.1.1 Tendencia de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red***

Los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica se están dando con un crecimiento significativo. En 2021, a nivel mundial, la energía solar fotovoltaica tuvo un aumento del 26% respecto a 2020 y, en el plan mundial de un escenario de cero emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la participación de energías renovables está siendo ampliamente impulsada desde políticas gubernamentales con proyección a triplicar la capacidad instalada de estas energías para el año 2050 [3]. Energías como la solar fotovoltaica, se encuentran con un panorama favorable para un incremento constante y prometedor, tanto internacional como nacionalmente: los costos de fabricación de sus componentes son decrecientes, su tecnología es cada vez más eficiente y modular, y los mecanismos de comercialización son impulsados gracias a los estímulos desde el gobierno [3, 4]. Además, como Colombia está ubicado cerca de la línea ecuatorial, se goza con una irradiación de 3,5 a 6 kWh/m<sup>2</sup> por día según la ubicación [5], una situación que es privilegiada respecto a otros países [6, 7].

Los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), conectados a la red eléctrica con fuentes de energía solar fotovoltaica con capacidad menor o igual a 1 MW, son catalogados dentro de los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) por la Resolución UPME

281 de 2015 [8], es decir, dentro de aquellos generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía que generan para su propio consumo eléctrico. Puesto que el usuario en estudio (CIMI, sede SENA en Girón) cuenta con un sistema FV de capacidad instalada en AC de 90 kW, entra en la categoría de AGPE.

Se puede constatar la tendencia hacia la alta penetración de AGPE en Colombia, a través de los reportes de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Por ejemplo, en el “*Plan de Expansión de Referencia. 2020 – 2034*” [9], se registra que la capacidad instalada de energía solar a pequeña escala<sup>2</sup> fue de 15 MW y de gran escala<sup>3</sup> fue de 18 MW en 2019, siendo 9,8 MW el aporte total de energía solar en 2018 y proyectándose 594 MW de expansión fija a pequeña escala para el año 2034.

Con el incremento de conexión de usuarios AGPE al Sistema de Distribución Local (SDL), surge la necesidad de investigar a profundidad aspectos técnicos requeridos por los sistemas de generación solar que se conectan a la red, para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad de la red eléctrica [6]. Resulta de interés dentro de la línea de análisis de este trabajo de grado, únicamente la generación solar por sistemas fotovoltaicos sin baterías o no híbrido<sup>4</sup>, pues además de ser característica del sistema FV del CIMI, constituyen la tipología de autogeneración de mayor penetración en el SDL. En 2019, la Electrificadora de Santander ESSA informó de 96 solicitudes de conexión de proyectos en el SDL, todos fueron de tecnología fotovoltaica, principalmente sin configuración híbrida [7].

---

<sup>2</sup> Proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW. Agrupa AGPE y Generadores Distribuidos (GD), estos últimos son personas jurídicas autorizadas para distribuir energía.

<sup>3</sup> Proyectos con capacidad mayor a 1 MW.

<sup>4</sup> Sistema FV híbrido: Integra otras fuentes energía (eólica, grupo electrógeno, entre otros) o acumuladores de energía.

### ***1.1.2 Potencia no activa en AGPE con SFV***

Si las cargas del sistema eléctrico son monofásicas, no lineales o con bajo factor de potencia, ocasionan perturbaciones que repercuten directamente en la disminución del factor de potencia del sistema, y a su vez, en la posible aparición de potencia no activa consumida o inyectada [10]. En cuanto a las cargas monofásicas se asocia un desbalance o corriente por el neutro en sistemas trifásicos. Respecto a las cargas con factores de potencia menores a la unidad, reúne aquellos equipos eléctricos que demandan potencia reactiva en el efecto electromagnético de sus bobinados o aquellos que descargan potencia reactiva en dirección de la fuente por acción de capacitores, ejemplo de estos últimos son los condensadores después de la etapa de rectificación en algunas luminarias. Específicamente las cargas no lineales, son equipos con electrónica de potencia que les concede ventajas en cuanto a su capacidad de control, automatización, confiabilidad, espacio y eficiencia [11], propiciándose un área de amplio desarrollo los últimos años [10].

En autogeneradores residenciales con sistemas FV conectados a la red, se instalan medidores bidireccionales para la tarifación. Los cuales permiten censar el transporte de potencia activa y no activa (reactiva) en dirección del abastecimiento de la carga de la vivienda o hacia la red de distribución eléctrica, con la regularidad de mostrar valores inesperados de energía no activa que reflejan comportamientos inductivos, capacitivos, de desbalance o distorsión en la instalación eléctrica.

Ante la conexión a la red de múltiples sistemas FV a pequeña escala, la red eléctrica pasará a proveer menos potencia activa de la que proveía a estos usuarios AGPE y la potencia no activa suministrada desde la red continuará siendo la misma demandada por los usuarios, ocasionando que disminuya el factor de potencia de las instalaciones de usuarios AGPE y que el Operador de

Red (OR) pierda actividad comercial en el suministro de potencia activa y requiera cobrar por el uso de su infraestructura eléctrica para transporte de potencia no activa. Esto sucede porque los módulos FV generan únicamente potencia activa, generando parte de la demanda de potencia activa de las instalaciones. Por consiguiente, es importante, y cada vez lo será más, resolver cómo mitigar la potencia no activa en las instalaciones FV conectadas a la red.

### ***1.1.3 Problemas consecuentes por el transporte de potencia no activa y el factor de potencia no controlados en usuarios AGPE con sistemas FV***

En primer lugar, como aparece en la Figura 1, una consecuencia de un bajo factor de potencia, en el contexto de alta penetración de cargas no compensadas y sistemas de generación solar FV, son los problemas técnicos para la instalación del usuario final: ineficiencia del sistema para el transporte de potencia activa, riesgo en la capacidad del dimensionamiento inicial de la instalación, y posibles daños a equipos sensibles a la distorsión de corriente como controladores lógicos programables, alimentación eléctrica ininterrumpida y ordenadores. Por medio del concepto 432 de la CREG [12], en respuesta al cuestionamiento de un usuario, se mencionan complicaciones que enfrentan los OR debido al transporte de potencia no activa, entre las que se encuentran complicaciones para la mantener la estabilidad de la red y la reducción de capacidad de transporte de potencia activa.

El sistema no tiene que transportar más potencia no activa si las cargas siguen siendo las mismas y existe implementación de sistemas solares FV, sin embargo, en la red disminuye la potencia activa en la proporción que el sistema FV inyecta esta potencia a la carga y por lo tanto la potencia no activa pasa a ser más significativa en relación con la nueva potencia activa que deberá suministrar la red a la carga por la instalación de los sistemas solares FV. Por ello, en busca de promover el control de transporte de potencia no activa desde la gestión de cada usuario con

sus cargas y viabilizar el servicio de los OR, la CREG ha dispuesto la facturación por consumo de potencia no activa a los usuarios con sistemas FV. Así, un bajo factor de potencia también podría representar problemas económicos para el usuario, como: los cobros por transporte potencia no activa cobrada en el marco del Artículo 16 de la Resolución CREG 015 de 2018 [13] y su modificación CREG 195 de 2020 [14], y el incremento de facturación de energía activa por mayor consumo de corriente.

Los cobros por consumo o inyección de potencia no activa es una realidad inminente que todo usuario de la red eléctrica, debe contemplar cuando planea invertir en un sistema fotovoltaico conectado a la red. En el ámbito del consumo de potencia no activa, es importante establecer el grado de implicación que tienen las afectaciones a la calidad de la energía eléctrica debidas a las cargas y los componentes del sistema fotovoltaico, de manera que se realicen acciones adecuadas, de reducción del consumo o inyección de potencia no activa.

Las peticiones y quejas recibidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), sobre todo luego que entrara en vigor la Resolución CREG 015 de 2018 [13], provenientes de gran número de usuarios autogeneradores fotovoltaicos que manifiestan inconformidad con el cobro por “transporte de energía reactiva” descrito en el Artículo 16 de la resolución mencionada [13, 15, 16], demuestran la proliferación de indeseables consecuencias monetarias para los autogeneradores debido a transporte de potencia no activa, la importancia que tiene esta problemática para todos los implicados en garantizar un sistema eléctrico confiable y sostenible.

Un aspecto relevante entre la multitud de quejas e inconformidades por el cobro de potencia no activa, ha sido que los usuarios afectados (autogeneradores) están solicitando que se les permita participar en el control de tensión del sistema eléctrico [5, 12, 15, 16]. Una situación que contempla

la normativa pero que requiere una revisión técnica para garantizar que se cuenta con infraestructura, y se cumple con los requisitos técnicos ser un actor activo en el control de la tensión en el sistema eléctrico.

#### ***1.1.4 Alternativa legal para exoneración de pagos por transporte potencia no activa***

En el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 [13], se establece el cobro por el transporte de potencia no activa inductiva cuando excede el 50% de la potencia activa consumida y por el total de potencia no activa inyectada a la red eléctrica. No obstante, se excluye de este pago a las plantas generadoras que participen en el control de tensión mediante la generación o absorción de potencia reactiva. Esto beneficia a los agentes generadores, incluyendo cogeneradores y autogeneradores, siempre que cumplan con la debida instalación de un regulador de tensión automático. Aunque la anterior resolución establece la exoneración del pago de potencia reactiva, no especifica qué certificados o elementos deben ser instalados para obtener la exoneración, dejando esta coordinación con el operador de red.

Los sistemas solares fotovoltaicos utilizan inversores modernos que están diseñados en conformidad con las normas UL1741 e IEEE 1547. Estos inversores pueden ajustar la tensión en un rango específico y gestionar la producción de potencia activa a través de la generación o consumo de potencia reactiva. Además, los inversores están diseñados para garantizar la seguridad y la conformidad electromagnética, evitando el funcionamiento cuando la red está desenergizada.

Esto permite a los usuarios de sistemas solares fotovoltaicos encontrar una solución legal para la exoneración del cobro por transporte de potencia reactiva, siempre que cuenten con inversores que controlen la tensión. Sin embargo, incluso si se exonera al usuario del pago por potencia reactiva, el usuario puede continuar sin tomar medidas para abordar la ineficiencia de su sistema y la vulnerabilidad de la vida útil de sus equipos. Además, persiste el problema de potencia

reactiva en el sistema y la infraestructura del operador de red sigue siendo utilizada para el transporte de esta potencia reactiva sin incentivos económicos, lo que afecta negativamente su actividad comercial.

### ***1.1.5 Alternativa técnica para mitigación de potencia no activa***

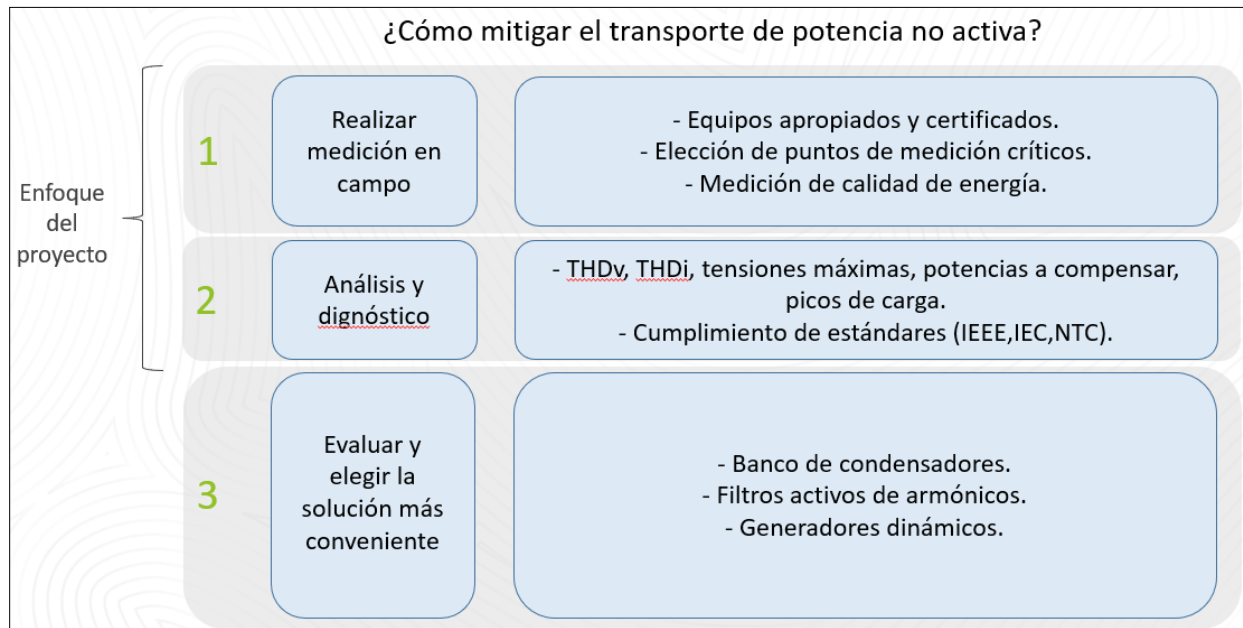
Luego de identificar las implicaciones de la potencia no activa no controlada en sistemas FV, se identifica la necesidad de investigación en cómo mitigar la potencia no activa en los AGPE. Se acudió a estándares normativos, investigaciones y servicios empresariales con el propósito de recopilar los procedimientos usados para caracterizar un problema eléctrico y gestionar soluciones de eficiencia energética, como la mitigación de potencia no activa [17-24]. Se encontró que comúnmente para atender esta necesidad desde la ingeniería, se sigue un estudio de calidad de energía (ver Figura 2), que consta de la ejecución de las siguientes etapas: la medición en campo, el análisis y revisión de cumplimiento de estándares, formulación de diagnóstico eléctrico<sup>5</sup>, y la evaluación y elección de la solución más conveniente. Quedando fuera del alcance del presente trabajo, la evaluación y elección de la solución más conveniente.

### **Figura 2**

*Pasos que componen un estudio de calidad de energía*

---

<sup>5</sup> Informe técnico que analiza datos y determina el carácter de los problemas de la instalación eléctrica.



*Nota.* El gráfico presenta los 3 pasos que se siguen comúnmente en un estudio de calidad de energía eléctrica y se adecuan como solución al problema de la potencia no activa en sistemas FV.

En este trabajo de grado se establece la propuesta de una metodología para la medición, el análisis y la consolidación de un diagnóstico eléctrico que indique el grado de implicación de las causas del problema. La metodología está orientada a caracterizar las causas de potencia no activa medida en la frontera comercial con el operador de red, y se precisó usarla en el sistema FV del CIMI. Se generan algunas recomendaciones basadas en los resultados del estudio, más no se evalúa, ni elige, una solución de compensación del problema.

## 1.2 Objetivos

Los objetivos general y específicos del trabajo de grado se exponen a continuación.

### ***1.2.1 Objetivo general***

Implementar una metodología de estudio de calidad de energía a un SFV conectado a la red y sin inyección de la sede CIMI del SENA en Girón, con énfasis en caracterizar las causas de potencia no activa en la frontera comercial con el operador de red.

### ***1.2.2 Objetivo específicos***

Proponer una metodología de seguimiento y adquisición de datos para el diagnóstico y la evaluación de causas de potencia no activa en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica.

Emplear estándares internacionales (IEC, IEEE y UNE), y nacionales (INCONTEC) para monitorización de parámetros eléctricos y su análisis, permitiendo definir el estado del sistema eléctrico del caso de estudio.

Determinar la incidencia en el transporte de potencia no activa de los principales componentes del SFV del caso de estudio y de sus condiciones de operación.

Aplicar estrategia de Pareto para identificar la valoración del aporte de cada causa al problema de la potencia no activa en el sistema y poder jerarquizarlas.

Presentar fundamentos y recomendaciones que contribuyan a la futura elección de la solución de mitigación de potencia no activa en la sede CIMI del SENA en Girón.

## **1.3 Contribución**

El CIMI es un usuario AGPE industrial que presenta consumos diurnos y exportación nocturna de potencia no activa, aunque no es penalizado por ser ente público. La identificación de las causas de la problemática es una base importante para gestionar futuras alternativas de eficiencia energética. Por otra parte, el caso de estudio es un ejemplo para evidenciar los aspectos

técnicos que debería atender en su instalación cualquier usuario AGPE con sistema FV, con el propósito de mitigar el consumo o exportación de potencia no activa.

La metodología propuesta en este trabajo de grado configura una iniciativa para la medición y caracterización de la potencia no activa en función del tipo de usuario AGPE con sistema solar FV (según los componentes de su instalación). Con su aplicación se da fundamentos para la acertada elección de una solución de compensación de potencia no activa, o del problema eléctrico que se plantee inicialmente, y la formulación de acciones de eficiencia energética en el AGPE con instalación FV.

El desarrollo y resultados del trabajo de grado reflejan la importancia de la medición para entender qué sucede en las instalaciones eléctricas, identificar las propias causas del problema eléctrico que interesa solventar y confrontar estas causas de forma que se optimicen costos. También se motiva al trabajo en la fabricación de equipos de medición y compensación más económicos que la oferta comercial actual, para poder hacer frente a los retos que conllevan la transición energética.

A través de la aplicación de la metodología propuesta se esclarecen las causas técnicas que generan potencia no activa y se presentan cuáles tienen más impacto, con respaldo normativo y de expertos, de modo que al replicar la metodología en otros AGPE con sistemas FV, se podrán identificar patrones técnicos que posibilita al OR modificar las exigencias a los nuevos usuarios a fin de prevenir la incertidumbre normativa e informar al respecto a todos los usuarios del sistema eléctrico que instalen sistemas FV. Tal como sugiere el nuevo proyecto de resolución No. 701027 de 2022 [25] presentada para opinión pública por la CREG, que encarga a los OR establecer formularios de requisitos técnicos para aprobar la participación en el control de tensión de los AGPE con sistemas FV.

Teniendo en cuenta las implicaciones en la calidad de potencia de los componentes de un sistema FV, se pueden tomar acciones para controlar el transporte de potencia no activa, desde el diseño de las nuevas instalaciones FV, y desde compensaciones adecuadas para las que ya se encuentran conectadas. Acciones que darían lugar a una conexión de usuarios AGPE que sostendría armonía con la calidad, eficiencia y confiabilidad de la red eléctrica.

#### **1.4 Disposición y orden del documento**

El presente capítulo corresponde al primero del documento y comprende la introducción, donde se contextualiza alrededor del enfoque del trabajo de grado, se profundiza en la motivación, se demarca el alcance y se expone la metodología propuesta.

El segundo capítulo describe y caracteriza las causas de potencia no activa en un sistema FV conectado a la red.

Del tercer al sexto capítulo se desarrolla la aplicación de la metodología propuesta en el primer capítulo en el caso de estudio, la sede CIMI del SENA en Girón, Santander. El tercer capítulo muestra todas las mediciones y levantamiento de información realizado. En el cuarto capítulo se evalúan y analizan los datos obtenidos y registrados en el tercer capítulo. En el quinto capítulo se construye la jerarquización de las causas de potencia no activa en el CIMI según los criterios establecidos para obtención de Pareto. En el sexto capítulo se realiza el diagnóstico eléctrico de la instalación, se resumen los resultados y se generan algunas recomendaciones.

Finalmente, el séptimo capítulo adjunta las conclusiones y aportes del trabajo de grado.

## **2. Causas técnicas de potencia no activa medida en sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red**

Este capítulo presenta las generalidades sobre las causas técnicas de potencia no activa que se miden en el medidor tarifario de la frontera comercial de los usuarios del servicio de suministro eléctrico que instala un sistema FV conectado a la red eléctrica, y las cuales se busca caracterizar con la metodología. Se comienza con una contextualización de los sistemas FV conectados a la red y se especifica aquellos a los que se destina la aplicación de la metodología propuesta en el Capítulo 3. Con lo anterior es posible acotar las causas de potencia no activa según los sistemas FV objetivo, entonces se definen componentes y fenómenos que aportan al problema en dichos sistemas. Finalmente, desde el Apartado 2.3 en adelante, son exploradas cada una de las causas.

### **2.1 Sistemas solares fotovoltaicos objeto de la metodología propuesta**

La generación fotovoltaica es la obtención de energía eléctrica con el aprovechamiento de la energía solar, disponible durante el día. Este tipo de generación se da a partir de un recurso inagotable (el Sol) y permite combinarse con otras fuentes renovables. Su implementación implica: muy baja contaminación, bajo mantenimiento, larga vida útil, y con el desarrollo tecnológico disminuyen los costos y aumenta eficiencia. Por dichas ventajas es que desde políticas gubernamentales se promueve el uso de sistemas de generación con energías renovables como la solar y cada vez se expande más la implementación de este tipo de generación.

Existen dos tipos de sistemas FV, los aislados y los conectados a la red. Los aislados se usan cuando la red de distribución está alejada a los puntos de consumo, para suministrar energía para sistemas de iluminación, sistemas de bombeo y riego, sistemas remotos de redes de comunicación, y necesidades de alimentación eléctrica en áreas rurales. En cambio, los sistemas

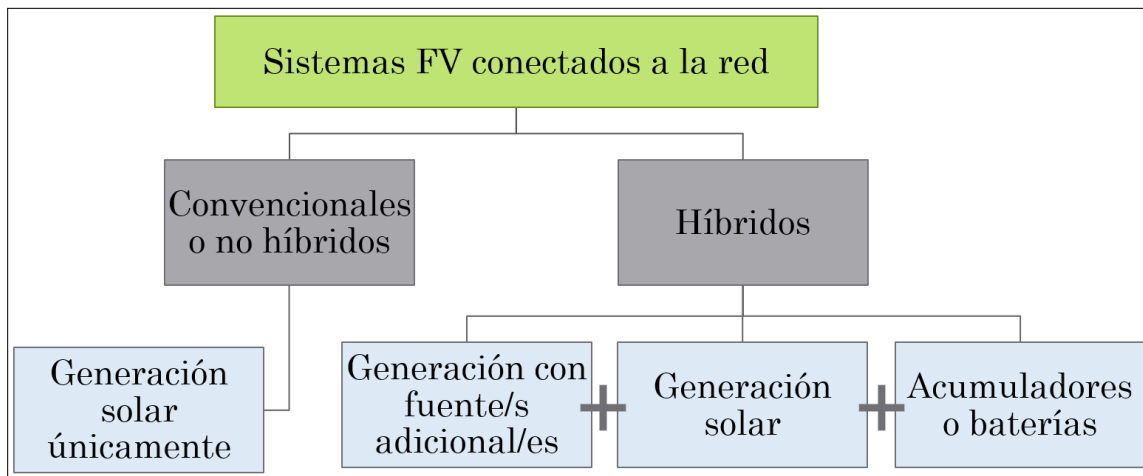
FV conectados a la red se usan para instalaciones domésticas, comerciales e industriales, cercanas a la red de distribución. Específicamente, estos últimos son los que se encuentran expuestos a responder por cobros adicionales al consumo de potencia activa, en caso de presentar transporte de potencia no activa sobre los límites definidos por la CREG, por ello el tipo de sistemas FV de interés para este trabajo de grado son los conectados a la red.

**2.1.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

Se pueden clasificar los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en aquellos convencionales y los híbridos (ver Figura 3).

**Figura 3**

*Tipos de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red*



*Nota.* El esquema muestra que además de los sistemas FV conectados a la red convencionales, también existen híbridos que adicionan otra fuente de generación o baterías.

Existen sistemas FV híbridos que permiten involucrar medios de generación de energía eléctrica adicionales al solar FV. Puede tratarse de medios de generación que usan fuentes renovables y aprovechan recursos de la zona de instalación, tales como generación eólica, geotérmica, de biomasa y de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH); o en su defecto, usan

fuentes no renovables, como gas o diésel en grupos electrógenos, que suelen usarse donde se requiere niveles muy altos de confiabilidad. También se encuentran sistemas FV en los que se usan acumuladores de energía o baterías, del mismo modo ocurre en los sistemas FV aislados, con el fin de obtener mayor confiabilidad de la instalación. Pero las soluciones híbridas suelen no considerarse por temas de viabilidad financiera o de disponibilidad de los recursos de generación, y porque es suficiente la confiabilidad brindada por el OR para las necesidades del usuario.

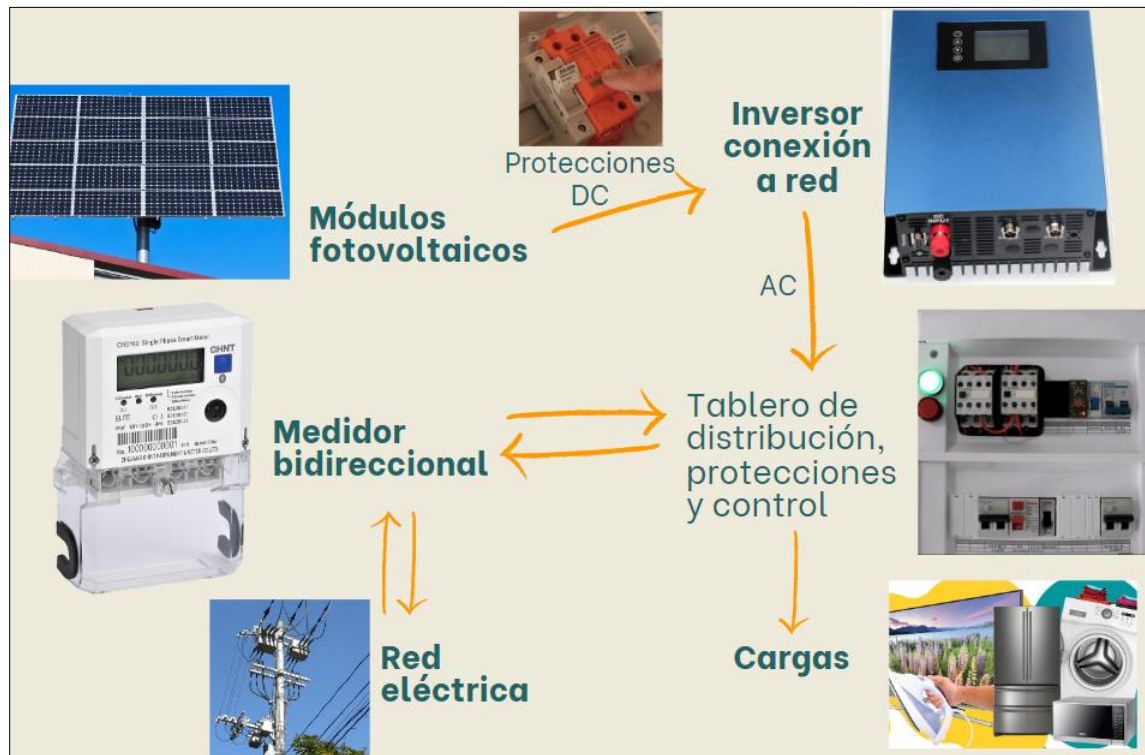
Como se indicó en el Apartado 1.1.1, y debido a las desventajas mencionadas para las soluciones híbridas, la solución que principalmente se implementa en Colombia es la de sistemas FV convencionales o no híbridos. Estos sistemas se diferencian de los híbridos porque solo involucran la generación solar y no usan acumuladores de energía, y son los sistemas FV objeto de la metodología propuesta. En adelante, y como se ha realizado hasta este punto del documento, se continúa llamando a los sistemas FV conectados a la red convencionales, sencillamente, como sistemas FV conectados a la red.

### ***2.1.2 Componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y funcionamiento del sistema***

Un sistema FV conectado a la red se compone de la configuración de módulos FV, el inversor, el medidor tarifario bidireccional, la red eléctrica, cableado y protecciones (ver Figura 4).

#### **Figura 4**

*Componentes de sistema solar FV conectado a la red eléctrica*



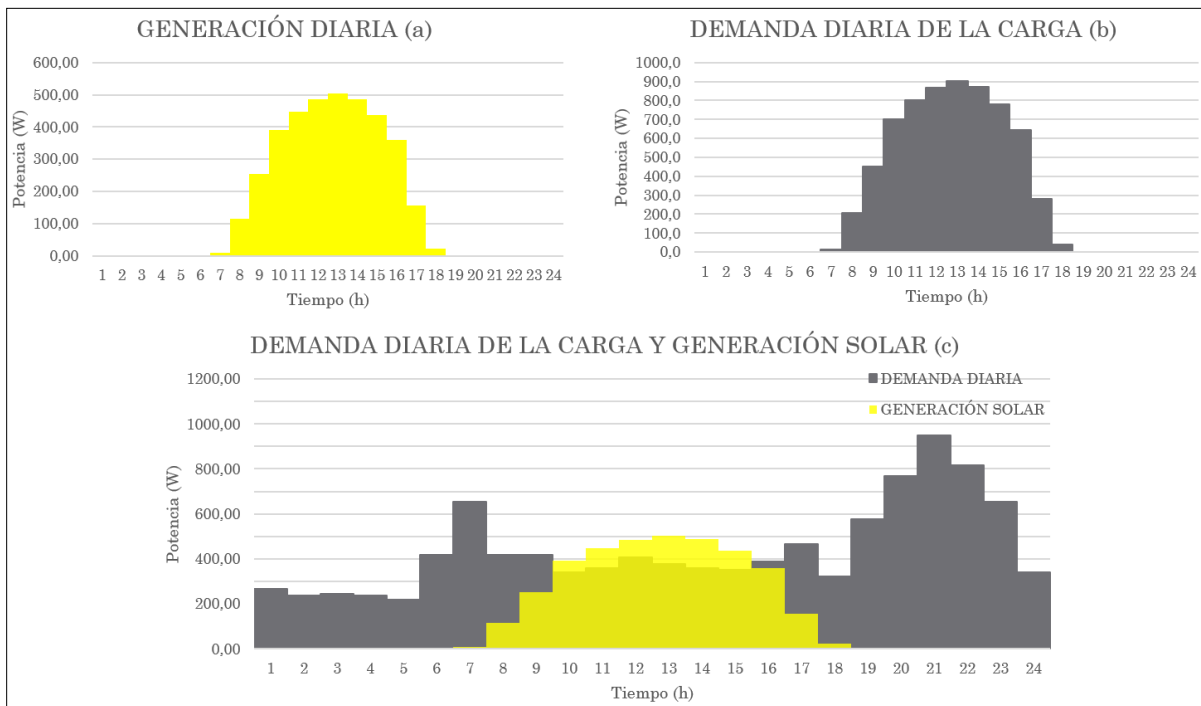
*Nota.* Se muestran los componentes de un sistema FV conectado a la red. Las flechas señalan cómo podría fluir la potencia activa de acuerdo con condiciones de tiempo y configuración.

Los módulos FV se encargan de la transformación de la energía de fotones de luz solar a energía eléctrica en continua, el inversor recibe la señal de corriente en continua para convertirla a alterna, y luego con esta señal se suministra la energía a la carga que está demandando potencia. La carga son los equipos de consumo eléctrico del usuario del sistema FV. Si el usuario tiene autorizado inyectar potencia a la red eléctrica, tal como se revisa en el Apartado 2.1.3, la potencia generada que esté por encima del abastecimiento de la carga es dirigida a la red eléctrica por el control del inversor. El medidor bidireccional mide la energía eléctrica que consume la carga de la red, y eventualmente, la energía eléctrica que se inyecte a la red de suministro como sobrante de la generación solar.

Los flujos de potencia se dan según los perfiles de generación solar y demanda de la carga. Como se visualiza en la Figura 5a, la curva característica de generación solar fotovoltaica es una campana de Gauss donde se evidencia la generación diurna y en mayor cantidad a horas del mediodía. El perfil de demanda de la carga puede cambiar según el uso final que el usuario le da a su instalación, en residencial, comercial o industrial (en la Figura 5b se muestra uno aleatorio). Sumado a la variedad de inversores y medidores bidireccionales en el mercado, justamente la variedad de la carga según el usuario hace el problema de la potencia no activa muy particular para cada uno.

**Figura 5**

*Ejemplos de perfil de generación solar fotovoltaica y perfil de carga*



*Nota.* El gráfico muestra ejemplos de perfiles de la potencia generada por módulos FV y la demanda de potencia de una vivienda aleatoria.

La Figura 5c refleja que durante el día habrá flujo de potencia desde los paneles FV hacia la carga, la parte de potencia que hace falta para cubrir la carga se consume de la red. Esto sucede en la intersección de los perfiles de 6 a 9 am y de 3 a 6 pm, la región amarilla verdosa es el abastecimiento de parte de la carga por la generación solar y la gris es la parte que abastece la red. En la intersección de los perfiles, en el período de 9 am a 2 pm, la generación solar es tal que abastece por completo la carga y sobra potencia (región en amarillo puro). La potencia sobrante se inyecta a la red si se encuentra el sistema FV configurado para realizar esta tarea y se amplía al respecto en el Apartado 2.1.3. Durante la noche cuando no hay generación solar, la red eléctrica entrega toda la potencia requerida por la carga.

Los equipos mencionados, según su principio de funcionamiento, piezas constructivas y estado de estas, pueden aportar al transporte de potencia no activa en la instalación, de manera que se fija especial atención en caracterizar la participación de cada uno de estos equipos en la energía no activa y el factor de potencia que se está midiendo en la frontera comercial de los usuarios.

El cableado y protecciones son componentes del sistema FV que se pueden ver afectados por el transporte de potencia no activa o un bajo factor de potencia. Se pueden recalentar conductores y puntos de conexión en protecciones por flujo de potencia no activa (reactiva y distorsión), ocasionando pérdidas por efecto Joule, desgaste en puntos de conexión y posible disparo de protecciones. De esta forma, el cableado y protecciones pueden conllevar efectos del problema de la potencia no activa, pero en condiciones apropiadas de funcionamiento no son causa del problema. Dado el interés del presente trabajo de grado en los orígenes del problema de la potencia no activa, entonces el cableado y protecciones no se tienen en cuenta entre las causas a caracterizar.

### ***2.1.3 Declaración acerca de la venta de excedentes de generación***

El usuario que instale un sistema FV conectado a la red, debe manifestar cuál será su posición frente a la posibilidad de la venta de aquella energía eléctrica que se genera desde los módulos FV y no se consume directamente por la carga. Esta energía es el excedente de la generación solar FV y es posible inyectarlos a la red, tal como la Resolución CREG 174 de 2021 [34] establece. Una resolución para los AGPE que también establece la facturación y las condiciones y los procedimientos de conexión a la red.

En el gráfico c de la Figura 5, la región de intersección entre los perfiles de generación y demanda se torna de color amarillo verdoso, y justo encima de esta área, de 9 am a 2 pm se ubica un área de color amarillo puro que corresponde a energía de la generación solar que ha quedado libre de carga porque se generó más de la energía demandada por esta (excedentes). Al área de color amarillo verdoso se le llama autoconsumo y al área de color amarillo puro, excedentes. Si el cliente declara que inyectará los excedentes de la energía eléctrica a la red, la energía que se inyectará será la de color amarillo puro y la de amarillo verdoso es la consumida por la carga. Por el contrario, si el cliente se declara un auto-generador con inyección cero a la red (potencia activa), el área de color amarillo puro no se inyecta a la red, corresponde a excedentes de energía que tiene la capacidad de generar el sistema FV y que el inversor gestiona para que no se transforme más allá de la potencia demandada por la carga. En este último caso, para que el sistema FV sea eficiente, se busca que desde el dimensionamiento el tamaño de la generación sea pensado para abastecer la mayor carga posible durante el día sin producir excedentes.

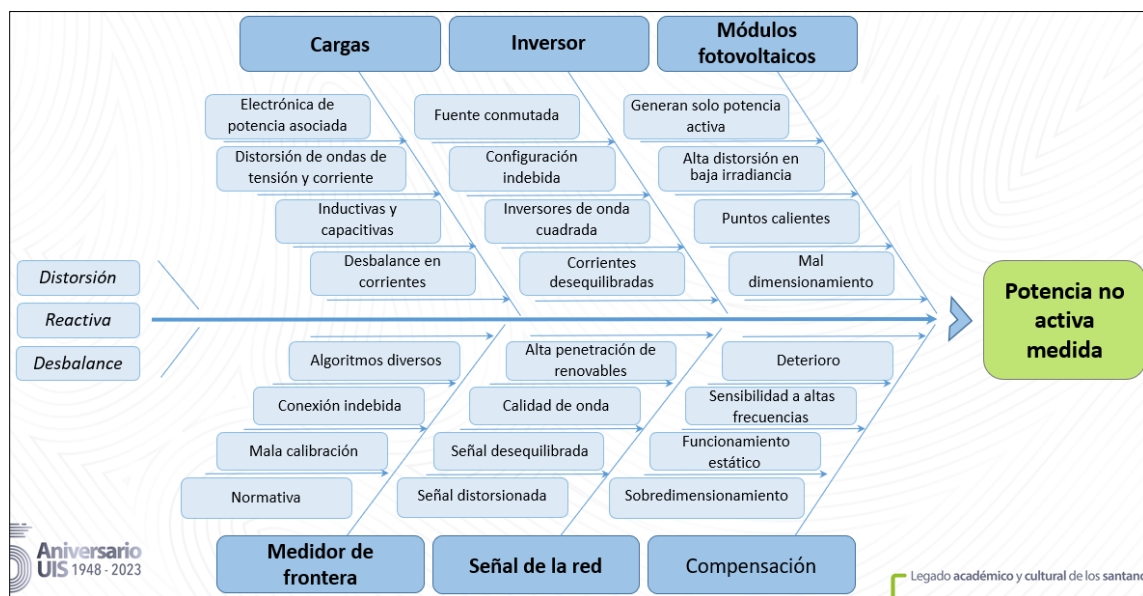
### ***2.1.4 Causas técnicas objeto de la metodología propuesta***

Se definen las causas de potencia no activa que se buscan caracterizar en el sistema FV de la sede CIMI del SENA en Girón (Figura 6). Se encuentra que los aspectos que inciden sobre el

problema de potencia no activa en un AGPE de las características del CIMI (no híbrido), son: la naturaleza (linealidad y factor de potencia) y estado de las cargas [12, 13, 16, 27, 29], el inversor [11, 28], la generación de los módulos fotovoltaicos [6-11], el medidor de la frontera comercial [15, 30], la calidad de la señal de la red eléctrica [11, 26], el desbalance del sistema eléctrico [11, 26] y la compensación [27-29].

**Figura 6**

*Espina de pescado de Posibles Causas Técnicas – Efecto de la potencia no activa tarifada*



*Nota.* El gráfico presenta los actores que pueden ser causantes de la potencia no activa medida en la frontera comercial de un usuario de la red eléctrica con conexión de un sistema FV.

A continuación, se abordan las generalidades de cada una de las causas, donde se caracterizan entorno al problema de la potencia no activa.

## 2.2 Medidor de frontera comercial y la red eléctrica

El medidor requerido en la frontera comercial de un usuario con sistema FV es un medidor que cense el transporte de energía en dos direcciones, desde la red hacia la carga y viceversa. A

este tipo de medidor se le llama bidireccional. Justo como indica la norma técnica de EPM RA8-030 [35] para la selección y conexión de medidores de energía y transformadores de medida, en el caso de que el usuario sea un auto-generador.

El medidor bidireccional es un dispositivo avanzado de medición de energía eléctrica, con características antifraude, interfaz de comunicación con centrales/módems de telemedida, cuatro esquemas tarifarios, perfil de carga extendido, y medición de energías activa, reactiva y aparente.

### ***2.2.1 Medición de potencia no activa y factor de potencia***

Al considerarse ciento por ciento eficiente un sistema eléctrico que transporta netamente potencia activa [13], la potencia no activa reduce la eficiencia e integra aquellas potencias debidas a fenómenos que incurren en pérdidas para sistemas eléctricos balanceados, es decir, en sistemas que sus corrientes por fase son aproximadamente iguales. Estos fenómenos son los campos magnéticos y eléctricos en cargas reactivas, a los que se les asocia la potencia reactiva descrita en los Apartados 2.3.2 y 2.3.3, y el fenómeno de la distorsión de onda que se les atribuye la potencia de distorsión. Por lo anterior, es conveniente formular la potencia no activa y factor de potencia según si el sistema es sinusoidal o no lo es [2].

En el caso sinusoidal se realizan los cálculos con la formulación reconocida para un sistema equilibrado y balanceado, con únicamente presencia de la componente fundamental. En el caso no sinusoidal se consideran sistemas que involucran la no linealidad de los equipos. Para medir apropiadamente sistemas con distorsión, incluso también desbalance, el modelo más apropiado es el IEEE 1459 (Apéndice A).

### ***2.2.2 Tipos de conexión de medidores y algoritmos del mercado***

Los tipos de medidores son trifilares o trifásicos de dos elementos y tres elementos.

En el mercado colombiano, en materia de medidores bidireccionales, las marcas que más se comercializan son Elster, Microstar, Itron, Circutor y Tecún. El algoritmo que emplean es la formulación que se encuentra en el Apéndice A para el caso sinusoidal.

## **2.3 Cargas**

Las cargas en un sistema eléctrico agrupan los equipos de consumo de energía eléctrica que usan los usuarios finales de la red eléctrica. Asimismo, ocurre en una instalación FV conectada a la red, las cargas del usuario son un componente del sistema que varía si el uso de la instalación es residencial, comercial o industrial. Dichas cargas consumen potencia activa para producir trabajo útil, pero de acuerdo con sus elementos constructivos, cada una puede clasificarse como una carga resistiva, inductiva, capacitiva y no lineal.

### ***2.3.1 Carga resistiva***

En este tipo de cargas las señales de corriente y tensión se encuentran en fase, es decir su factor de potencia es 1 y por lo tanto, toda la energía consumida se convierte en trabajo útil y no existirían pérdidas. En los conductores existiría flujo de potencia en una sola dirección, desde la fuente hacia las cargas, y se nombra potencia activa. No hay ocupación de la capacidad de los conductores con transporte de potencias diferentes a la activa.

Son ejemplos de cargas resistivas: estufas eléctricas, cafeteras y luminarias incandescentes.

### ***2.3.2 Carga reactiva inductiva***

En este tipo de cargas la corriente y la tensión presentan un desfase, específicamente la corriente se atrasa a la señal de tensión, dando como resultado un factor de potencia menor a la unidad y positivo. Estas cargas consumen potencia activa para generar trabajo y parte de la

potencia eléctrica requerida, se emplea para la acción de campos magnéticos en bobinados eléctricos.

A la potencia que suple los efectos inductivos en bobinas se le llama potencia reactiva, que particularmente se dirige desde la fuente hacia la carga inductiva, por lo cual se le atribuye un signo positivo. La potencia reactiva inductiva ocupa capacidad de los conductores para su transporte y aunque representa pérdidas, es necesaria para la magnetización en equipos como: motores eléctricos (motobombas, refrigeradores, licuadoras), reactores y transformadores.

### ***2.3.3 Carga reactiva capacitiva***

En este tipo de cargas la corriente y la tensión presentan un desfase, específicamente la corriente se adelanta a la señal de tensión, dando como resultado un factor de potencia menor a la unidad y negativo. Estas cargas consumen poca potencia activa para generar trabajo y gran parte de la potencia es utilizada para el almacenamiento de energía por campos eléctricos en condensadores.

A la potencia que suple los efectos capacitivos en condensadores también se le llama potencia reactiva, pero se le atribuye signo negativo, porque los condensadores se comportan como fuentes de energía reactiva que exportan potencia reactiva desde la carga capacitiva hacia la fuente o red eléctrica. La potencia reactiva capacitiva puede incrementar la tensión eléctrica del sistema.

Ejemplos de cargas capacitivas son: bancos de condensadores para compensación de factores de potencia, condensadores para suavizar picos de voltaje en etapas de rectificación, y líneas de media y alta tensión.

### ***2.3.4 Cargas no lineales***

Son aquellas cargas que en su funcionamiento afectan en la forma de la onda sinusoidal, principalmente en la señal de corriente [2]. La no linealidad en las cargas es una característica que

también puede influir en la distorsión de la señal de tensión. Además, se puede presentar la afectación a cargas sensibles dentro del mismo sistema eléctrico y la reducción del factor de potencia (aquel que representa la eficiencia del sistema según del modelo IEEE 1459).

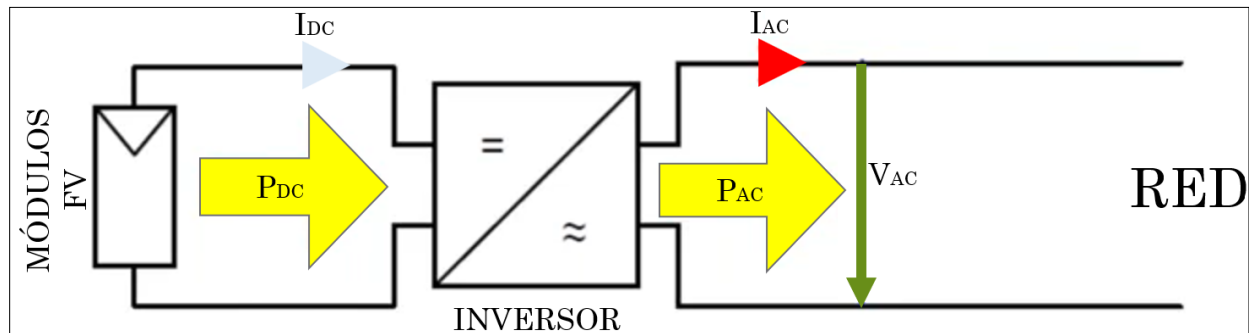
Se consideran cargas no lineales a aquellas cargas que se componen de electrónica de potencia (diodos, transistores, tiristores, IGBT, etc.), como lo son fuentes de alimentación conmutadas e inversores, que hacen parte cada vez más de los equipos usados en el sector residencial, industrial y comercial. A su vez, las cargas no lineales pueden presentar comportamiento capacitivo y otras inductivo. Ejemplo de las primeras son luminarias incandescentes CFL, televisores LCD, máquinas informáticas, UPS y luminarias LED; respecto a las segundas, se pueden nombrar aires acondicionados y equipos de soldadura de arco.

## **2.5 Módulos fotovoltaicos e inversor**

Los módulos FV son los encargados de transformar la intensidad de radiación solar ( $W/m^2$ ) en potencia eléctrica (W), una potencia de naturaleza continua. En su paso por el inversor, la corriente continua generada desde los módulos FV se transforma en alterna que en su totalidad es activa [10], a menos que desde el inversor se configure un factor de potencia diferente de la unidad según necesidades especiales de la instalación. En la Figura 7 se muestra el principio de generación de potencia activa debida a la producción de los módulos FV.

### **Figura 7**

*Potencia aportada por el arreglo de módulos FV*



*Nota.* El gráfico enseña la naturaleza de la potencia producida por los módulos FV y el tipo de corriente que es entregada en el punto de conexión, donde llega la red y se conecta la carga.

La potencia activa obtenida en alterna a la salida del inversor está dada por la expresión:

$$P_{AC} = \eta P_{DC} \quad (1)$$

Donde  $\eta$  es la eficiencia de conversión del inversor, la cual varía según la referencia.

Los módulos FV no almacenan energía, la generación es aprovechable en los instantes que los módulos están expuestos a la radiación directa del sol. Aunque en la Figura 5a se mostró un perfil de carga que denota una curva suave característica de la generación solar (campana de Gauss), la nubosidad ocasiona que la curva sea amorfa por altibajos de generación. Este comportamiento puede significar distorsión de la señal de corriente a la salida del inversor, que resulta ser crítica en períodos de baja radiación.

Con lo anterior, se puede afirmar que la actividad operativa de los módulos FV tienen sus implicaciones en la potencia no activa medida en la frontera comercial del usuario con sistema FV. Primero, en cuanto a riesgo de penalización por potencia no activa consumida, porque los módulos FV luego de instalarse y proveer parte de la energía activa horaria demandada por la carga reducen el aporte de energía activa horaria de la red, mientras la red continua suministrando la potencia reactiva que requiere la carga para efectos de magnetización; esto significa que al relacionar la energía activa horaria y reactiva horaria suministradas por la red, el usuario puede estar con mayor

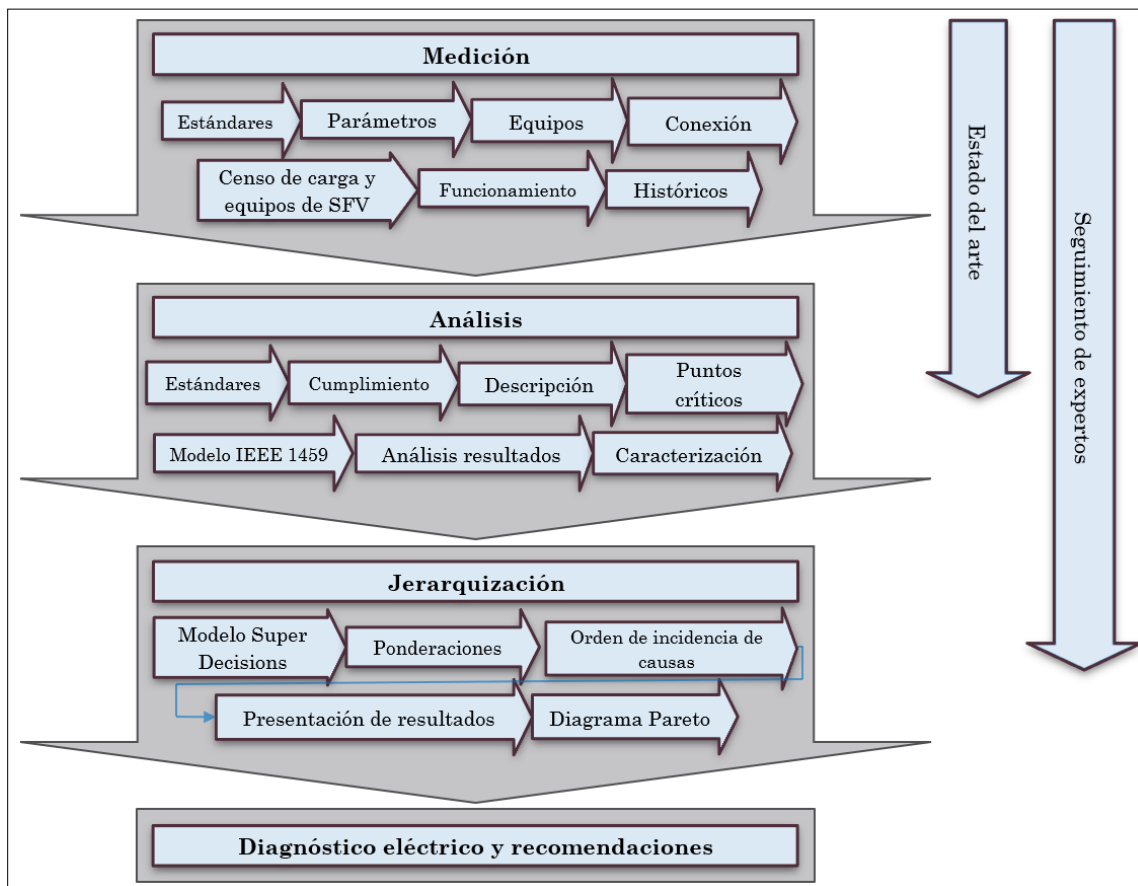
riesgo de que su consumo de energía no activa (para este caso reactiva únicamente) supere el 50% de la activa y deba pagar este excedente.

### 3. Metodología

Se propone la metodología de la Figura 8 como plan de acción para la caracterización de las causas de potencia no activa en los sistemas FV conectados a la red. Esta metodología comprende la base de desarrollo de este trabajo de grado, al ser la aplicada en la instalación FV del CIMI como ejemplo de funcionamiento de ésta, para caracterizar el problema de la potencia no activa en los AGPE.

**Figura 8**

*Metodología propuesta para estudio de causas de potencia no activa*



*Nota.* El gráfico presenta las fases que permiten caracterizar las causas de potencia no activa en una instalación FV conectada a la red.

En las fases que se presentan a través del capítulo, se consideran las etapas de un estudio de calidad de energía: la medición, el análisis y la consolidación de un diagnóstico eléctrico. La particularidad de la presente metodología es contar con la fase de jerarquización para complementar la etapa de análisis, y de usar el método de Pareto para definir un orden de incidencia de las causas del problema de la potencia no activa.

Es de resaltar que durante la ejecución de la metodología es constante el apalancamiento con el estado del arte y los expertos que puedan contribuir en cada fase.

### **3.1 Fase I. Medición**

Para la fase medición, comprendida por elección de equipo adecuado, punto de medición, modo de conexión y parámetros a monitorizar, se tienen los siguientes recursos: los estándares IEC 61000-4-30/2015 [25], IEC 61000-4-7/2013 [26] y IEEE 1159/2019 [18], el artículo “Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos” [35], y los trabajos de grado [21] y [28]: “Caracterización de la carga eléctrica residencial ubicada en el sector la Feria – Piedecuesta” y “Estudio de calidad de la energía eléctrica en el Laboratorio AT205”. En esta fase también se realizará el censo de cargas, dado que permite saber las características de las cargas que se tiene en la instalación eléctrica, y así, identificar cuáles pueden requerir potencia no activa para funcionar.

Esta fase es cumplida cuando finaliza con éxito dos tareas que pueden desarrollarse paralelamente:

#### ***3.1.1 Conexión del equipo de medida y obtención de datos***

Esta tarea requiere de la elección acertada de los equipos de medida (analizadores de redes), la elección de los apropiados puntos de medición y la correcta conexión de los equipos. También

será necesario el almacenamiento de los datos y los programas computacionales para su procesamiento.

### ***3.1.2 Censo de cargas, incluyendo los componentes del sistema fotovoltaico***

Se solicitan históricos de consumo, así como permisos en el CIMI para tomar datos nominales de las cargas, encuestar sobre su uso y chequear su estado.

## **3.2 Fase II. Análisis**

Fase comprendida por la revisión del cumplimiento de estándares y análisis. Se realiza estudio de los datos obtenidos de la monitorización en base a los Estándar IEEE 519-2014 [29] y UNE-EN 50160/2011 [30].

Para realizar esta fase, se establecen las dos tareas que se describen a continuación.

### ***3.2.1 Estudio de los datos obtenidos basado en estándares***

Se revisa el cumplimiento de estándares IEEE, IEC, UNE e INCONTEC, y se formula una descripción de los puntos críticos que requieran mayor atención por la no conformidad con los límites establecidos en el estándar que corresponda.

### ***3.2.2 Análisis de la carga según levantamiento del censo y contraste con mediciones***

Se clasifican las cargas según su naturaleza de linealidad y su impacto sobre aspectos como: reactivos, distorsión y/o desbalance, para contrastar con las mediciones obtenidas de los analizadores de redes.

### ***3.2.3 Análisis de Modelo IEEE 1459, comprobación de resultados de medición y caracterización***

Se comprueban premisas que se van construyendo en el desarrollo de la metodología, por medio de comparación entre mediciones que representan un mismo evento y la justificación de los eventos importantes. Además, se validan resultados con la aplicación del modelo de potencias del Estándar IEEE 1459 [31].

### **3.3 Fase III. Jerarquización**

En esta fase es empleado el principio de Pareto para establecer las causas de mayor impacto de la potencia no activa. Según la caracterización realizada en el análisis de cada una de las causas de potencia no activa (desplegadas a profundidad en el Capítulo 2) y, a través de ponderaciones asignadas mediante la revisión de criterios de calidad de potencia, se aplica el principio de Pareto como sugiere [32] para establecer la jerarquización de las causas de potencia no activa.

Se usa el aplicativo Super Decisions como asistente de ordenamiento de la incidencia de las causas estudiadas en la potencia no activa.

### **3.4 Fase IV. Diagnóstico eléctrico y recomendaciones**

Por último, se realiza el diagnóstico del sistema eléctrico, para generar conclusiones. Para ello se presenta y justifica los resultados del principio de Pareto construido en la Fase III.

Se interrelacionan los resultados alcanzados, se presenta la condición de la instalación eléctrica y se recomiendan posibles soluciones, sin realizar una evaluación técnico-financiera de las mismas.

#### 4. Fase de medición

Este capítulo contiene la fase inicial de la metodología propuesta, aplicada en el sistema FV conectado a la red del CIMI (sede SENA) para caracterización de las causas técnicas de potencia no activa revisadas en el Capítulo 2. Se trata de la fase de medición, donde se reúne todo el levantamiento de información del caso de estudio.

##### 4.1 Descripción caso de estudio

El caso de estudio consta de un sistema de autogeneración de energía solar fotovoltaica conectado a la red con inyección cero a la red, de las siguientes características: capacidad instalada en DC de 123,42 kWp y una capacidad instalada en AC de 90kW, conexión a la red eléctrica de baja de tensión (228 V/131 V) en el tablero eléctrico de la subestación de 1000 kVA del CIMI, ubicado en Girón, Santander. En el CIMI hay dos subestaciones, una de las cuales tiene instalado el sistema FV. La subestación con el sistema FV instalado es la de interés para el caso de estudio, se hará referencia a esta siempre que se hable de subestación del caso de estudio.

*Los componentes del sistema fotovoltaico son los siguientes:*

- 220 paneles de 465Wp
- 48 paneles de 440Wp
- 6 inversores Fronius de 15kW
- 1 tablero para el sistema fotovoltaico
- 1 tablero totalizador
- 1 sistema de inyección cero

*Conexión en corriente continua (DC) del sistema FV:*

- La conexión en DC del sistema está conformada por 20 strings de 11 paneles solares de 465 W y 4 strings de 12 paneles solares de 440 W distribuidos en 6 inversores.

- $20 \text{ strings} \times 11 \text{ paneles/string} \times 465 \text{ W} = 102.300 \text{ W}$

- $4 \text{ strings} \times 12 \text{ paneles/string} \times 440 \text{ W} = 21.120 \text{ W}$

- Potencia total instalada en DC = 123,42 kW

*Conexión AC sistema FV:*

- La conexión en AC del sistema está conformada por la inyección de corriente alterna de los 6 inversores de 15 kW.

- Potencia AC:  $6 \text{ inv} \times 15 \text{ kW} = 90 \text{ kW}$

- Conexión a la red eléctrica de baja de tensión de la subestación del SENA.

*Subestación:*

- Transformador de 1000 kVA con relación de transformación 34,5 kV/228-131 V.

- Medidor bidireccional en frontera comercial marca Elster con conexión a dos elementos por lado de media tensión del transformador de la subestación.

- El tablero general de baja tensión (TGBT) cuenta con 12 circuitos ramales.

*Carga:*

- Equipos de ofimática.

- Equipos de soldadura.

- Aires acondicionados.

- Iluminación LED.

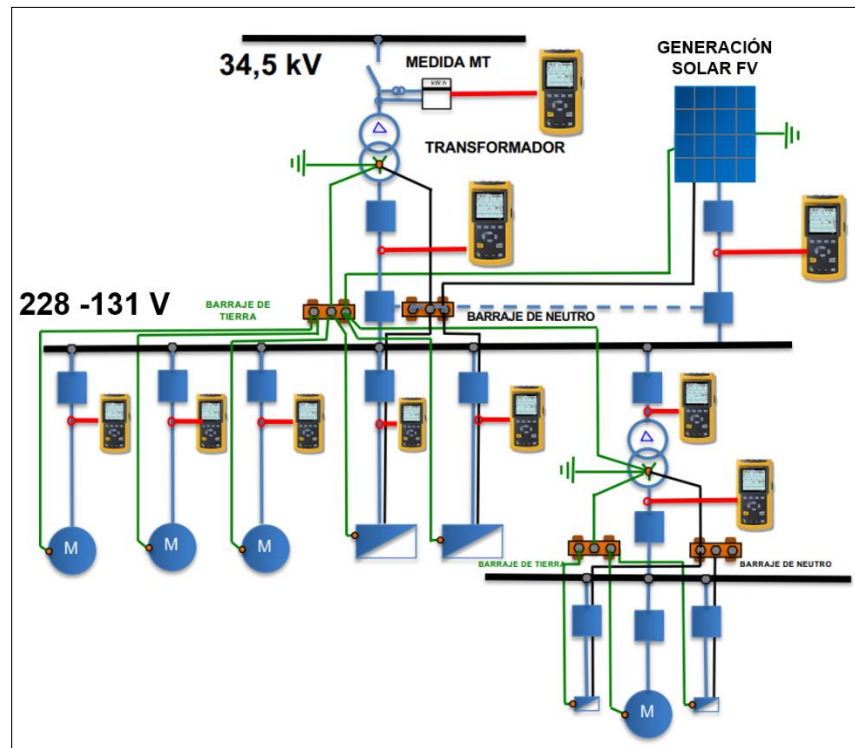
En el Apéndice B se encuentran las fichas técnicas de los equipos que conforman el sistema FV.

#### **4.2 Elección de puntos de medición**

Los puntos de medición se eligen de acuerdo con la normativa NTC 5001 del 2008 para estudio de calidad de potencia [17], y la propuesta de Vera, Santamaría y Jaramillo en [20] para el análisis de calidad de potencia en un sistema industrial. En las referencias citadas se coincide en el punto de conexión o acople común (PCC) del usuario a la red es el punto donde se ubica la frontera comercial y donde se debe medir para realizar un estudio de calidad de potencia que se pretenda usar para presentar al operador de red y/o para la gestión de la eficiencia energética de la instalación eléctrica del usuario. Además, [20] sugiere una medición multipunto y simultánea para una mayor recolección de datos que permita analizar el flujo de potencia y el origen de eventos. Como coincide con el propósito de este trabajo de grado lograr atribuir a un protagonista específico la causa del problema de la potencia no activa tarifada para usuarios con sistemas FV, se decidió registrar los datos que permitieran referenciar características de la mayor cantidad de componentes posibles. La Figura 9 muestra los puntos de medición que se deberían considerar para el estudio del sistema eléctrico.

#### **Figura 9**

*Medición multipunto para el estudio de calidad de potencia eléctrica*

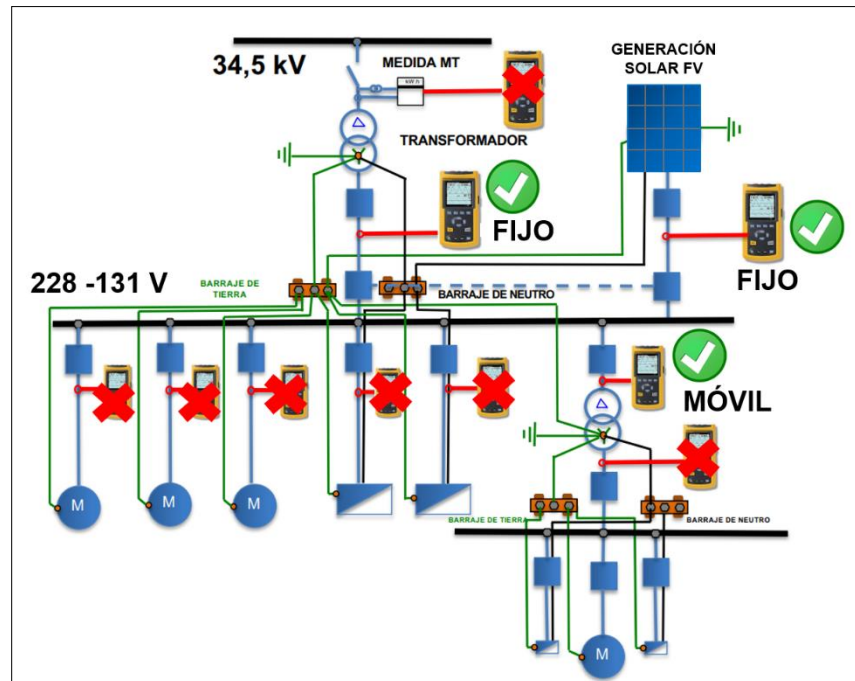


*Nota.* Se presenta instalación industrial con sistema FV donde se instalan los medidores para el estudio de calidad de potencia. Tomado de Jairo Flechas.

Aunque lo ideal sería una medición como la mostrada en la Figura 9, se eligieron los puntos en base a optimizar costos y adaptarse a las restricciones del proceso de medición (acceso al lado de alta del transformador y disponibilidad de medidores). En ese sentido, se eligió conectar un analizador de redes justo del lado de baja del transformador de la subestación, uno en la inyección de potencia del sistema FV y se destinó uno móvil para registrar el comportamiento de cada uno de los circuitos ramales derivados del barraje general de baja tensión del transformador (ver Figura 10).

### Figura 10

*Medición multipunto implementada para caso de estudio*



*Nota.* Se presenta representación de instalación solar del CIMI con sistema FV, donde se instalan medidores necesarios para estudio de calidad de potencia.

### 4.3 Selección de equipos

Se seleccionaron analizadores de redes clase A, que cumplan con los requerimientos establecidos por la norma IEC 61000-4-30 [25]. Los tres analizadores de redes utilizados son: dos HDPQ Visa marca Dranetz y un analizador de redes Fluke 435 II. Sus especificaciones se presentan en el Apéndice C.

### 4.4 Conexión de equipos

Un tiempo mínimo recomendado para realizar registros de parámetros de potencia y que estos tengan robustez mínima para posiblemente confrontar resultados ante el OR, es de 7 días.

Por eso se conectaron los analizadores redes durante ese tiempo en los puntos indicados en la Figura 10.

Para la conexión fue necesario el apoyo de operarios calificados para la conexión de los instrumentos, con todos sus equipos de protección personal (EPP). En la Figura 11 se observan los analizadores de redes HDPQ instalados.

### Figura 11

*Analizadores de redes HDPQ Visa y Guide que fueron conectados*



*Nota.* En la imagen se encuentran los analizadores de red, marca Dranetz que fueron instalados.

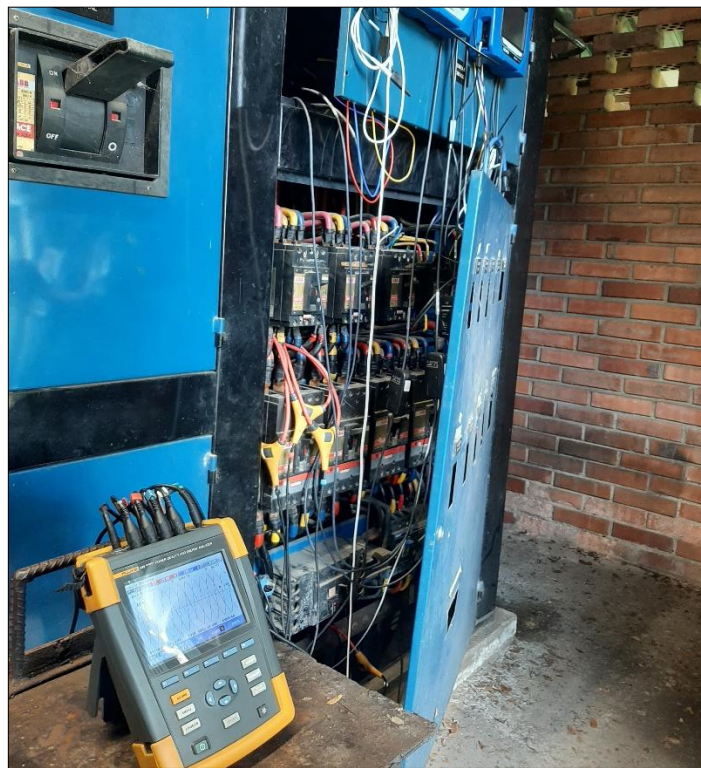
Uno de los analizadores de redes conectados como se evidencia en la Figura 11 se conectó en la llegada al TGBT del circuito de generación solar FV de 90 kWp, y el otro analizador de redes,

de la misma referencia de primero, se instaló censando toda la carga y generación, en el barraje de salida de baja tensión del transformador de la subestación.

El analizador de redes Fluke 435 II no se dejó como punto de medición fijo, en cambio, se movió por cada uno de los circuitos de la carga que se distribuyen desde el TGBT (Figura 12).

### Figura 12

*Conexión de analizador de red Fluke 435 II*



*Nota.* En la parte baja de la imagen se observa en operación el analizador de redes que se movió por cada uno de los circuitos de carga del TGBT.

El analizador de redes móvil (Fluke 435 II) se movió por jornadas de 2 a 6 horas, a aquellos circuitos que tenían actividad en sus ambientes. Se tomaron tendencias de calidad de potencia y formas de onda que sirven para la aplicación del modelo IEEE 1459 en la fase de evaluación de la metodología propuesta.

**4.5 Censo de cargas**

En el censo de cargas se identificó qué equipos se tienen en cada uno de los ambientes, a los que alimentan cada uno de los circuitos de carga derivados desde el TGBT.

**Tabla 1**

*Registro de consumo de energía activa en cada uno de los edificios.*

ÁREA	EQUIPOS ILUMINACIÓN (LÁMPARAS Y/O LUMINARIAS)		EQUIPOS OFIMÁTICOS		CLIMATIZACIÓN CENTRAL		CLIMATIZACIÓN INDIVIDUAL		BOMBEO		MÁQUINAS Y HERRAMIENTAS		OTROS	
	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)	Cantidad	Consumo energético mes (kWh/mes)
Edificio A	144	516	168	2.547			21	4.901			1	47	50	4.183
Edificio B	655	2.507	433	6.728	2	1.412	59	15.575	3	3	202	10.395	113	3.659
Edificio C	7	9	13	92			4	225			3	167	4	765
Edificio D	129	795	83	821	2	2.164	8	1.802			27	124	28	1.064
Edificio E	20	66	1	3			1	3			6	37	1	3
Edificio F	147	849	1	3			3	66			72	17.877	3	27
Edificio G	28	83	9	114			2	481			2	38	4	587
Edificio Mondragón			1	14										

*Nota.* La tabla corresponde a un registro previo de consumos de energía activa por mes en edificios del CIMI.

En la recopilación de información de históricos y estudios semejantes, se encuentra la Tabla 1. De allí interesa especialmente los consumos de energía activa de los edificios D, E, F y G, a los que sirve de suministro la subestación donde se encuentra la generación FV (caso de estudio).

Por otra parte, en la Tabla 2 se presenta el levantamiento de las cargas instaladas en los edificios donde se instaló el sistema FV.

Adicionalmente, la Tabla 3 se presenta el registro de las actividades de los circuitos conectados a la subestación durante la medición y la Tabla 4 muestra el código de colores establecido en la plantilla de las actividades (Tabla 3) de la carga durante el tiempo de medición.

**Tabla 2**

*Levantamiento de datos nominales de cargas en cada uno de los sistemas conectados al sistema*

*FV.*

BASE DE DATOS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN DE SUBESTACIÓN CIMI SENA GIRÓN														
AMBIENTE	DERIVACIÓN	CARGAS	CANTIDAD	FASES	TENSIÓN [V]	FP	CORRIENTE UNITARIA [A]	POTENCIA UNITARIA [W]	CORRIENTEx CANTIDAD [A]	POTENCIAx CANTIDAD [W]	POTENCIA TOTAL [W]		CORRIENTE DISEÑO/ AMBIENTE [A]	MÁX CORRIENTE MEDIDA/ AMBIENTE [A]
											DERIVACIÓN	AMBIENTE		
TD-CO1	Tablero de pared	DCEN	1	3	228	0,8	36,1	11400	36,1	11400,0	62641,8	100941,8	334,5	61,7
		Dialarc HF	1	3	228	0,8	39,2	12400	39,2	12400,0				
		SKYWORX52540 (208)	1	3	220	0,7383	42,6	11985	42,6	11984,7				
		TOMAHAWK 1000	1	3	230	0,7383	21,1	6206	21,1	6205,9				
		TOMAHAWK 450 Mpa	1	3	230	0,74	67	19751	67,0	19751,3				
		Tomacorrientes 131 V	5	1	131	0,95	1,4	180	7,2	900,0				
	Blindobarra	KAESER compresor	1	3	228	0,8	17,7	5600	17,7	5600,0	38300,0			
		ELECTRODE NEGATIVE	1	3	228	0,8	55,1	17400	55,1	17400,0				
		Hypertherm	1	3	228	0,8	48,4	15300	48,4	15300,0				
		BROTHERS CO TROY	1	3	230	0,8	62	19759	62,0	19759,2				
TD-CO1A	Tablero de pared	IDEALARC 250 CLASS II (30)	2	3	230	0,7383	49	14412	98,0	28823,5	69594,0	129437,4	461,8	53,8
		MILLER XMT 450 Mpa	1	3	230	0,74	67	19751	67,0	19751,3				
		Tomacorrientes 131 V	1	1	131	0,95	1,4	180	1,4	180,0				
		Tomacorrientes 228 V	3	2	228	0,95	1,4	360	4,3	1080,0				
		MILLER XMT 450 Mpa	1	3	230	0,74	67	19751	67,0	19751,3				
		LINCOLN EW 1	2	3	230	0,74	42	12381	84,0	24762,8				
	Blindobarra	TD-Blind-1A-1	2	2	230	0,74	39	7665	78,0	15329,3	59843,4			
		TD-Blind-1A-2	2	2	230	0,74	39	7665	78,0	15329,3				
TD-CO2	Tablero de pared	Aire acondicionado	1	2	228	0,96	12,5	3159,3	12,5	3159,3	13059,3	13059,3	48,2	11,9
		Tomacorrientes 131 V	5	1	131	0,95	1,4	180	7,2	900,0				
		Tomacorrientes 3F	6	3	228	0,8	4,7	1500	28,5	9000,0				
		Extractores	1	2	228	0,96	12	3032,9	12,0	3032,9				
		IDEALARC 250 CLASS II (30)	2	3	230	0,7383	49	14411,8	98,0	28823,5				
TD-CO2A	Tablero de pared	Tomacorrientes 3F	11	3	228	0,8	4,7	1500	52,2	16500,0	48536,4	151487,6	513,5	92,7
		Tomacorrientes 131 V	1	1	131	0,95	1,4	180	1,4	180,0				
		LINCOLN EW 1	3	3	230	0,74	42	12381,4	126,0	37144,2				
		Tomacorrientes 3F	2	3	228	0,8	4,7	1500	9,5	3000,0				
	TD-Aux-2A-1	LINCOLN EW 1	5	3	230	0,74	42	12381,4	210,0	61907,0	40144,2			
		Tomacorrientes 131 V	1	1	131	0,95	1,4	180	1,4	180,0				
	TD-Aux-2A-2	Tomacorrientes 228 V	2	2	228	0,95	1,4	360	2,9	720,0	900,0			
		IDEALARC SP-250 MIC	1	3	230	0,7383	49	14412	49,0	14411,8				
Tablero de pared (1)	LINCOLN EW 1	1	3	230	0,7383	42	12353	42,0	12352,9	48204,7				
	EST-280	2	3	230	0,7383	34	10000	68,0	20000,0					
	Tomacorrientes 131 V	8	1	131	0,95	1,4	180	11,6	1440,0					
	Tomacorrientes 131 V	8	1	131	0,95	1,4	180	11,6	1440,0					

*Nota.* Se registra en la tabla el levantamiento eléctrico de datos nominales de cargas de conectadas a la subestación con sistema FV del CIMI.

**Tabla 3**

*Registro de las actividades de los circuitos conectados a la subestación durante la medición*

SEMANA 3 DE OCTUBRE A 9 DE OCTUBRE											
EDIFICIO	AMBIENTE	JORNADA	HORARIO	DÍAS							
				LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO	
E	TD-CO1 TD-CO1A	MAÑANA	6:30-12:30	D	D	D	E (Socialización)	E (Socialización)	E (TD-CO1)	D	
		TARDE	14:00-18:00	D	D	D	D	D	D	D	
		NOCHE	18:30-22:00	E Carlos Beltrán	E Carlos Beltrán	E Carlos Beltrán	D	D	D	D	
	TD-CO2 TD-CO2A	MAÑANA	6:30-12:30	D	E Zaida Torres	D	D	D	E Carlos Beltrán	D	
		TARDE	14:00-18:00	E Carlos Beltrán	E Carlos Beltrán	E Carlos Beltrán	D	D	E (Hasta las 4:30) Zaida	D	
		NOCHE	18:30-22:00	D	E Zaida Torres	E Zaida Torres	D	D	D	D	
	TD-CO3 TD-CO3A	MAÑANA	6:30-12:30	D	D	D	D	E	E	D	
		TARDE	14:00-18:00	D	D	D	D	D	D	D	
		NOCHE	18:30-22:00	D	D	D	D	D	D	D	
	D	BLOQUE D	MAÑANA	7:30-12:00	E	E	E	E	E	D	D
			TARDE	13:00-17:00	E	E	E	E	E	E (Electrónica)	D

Nota. La tabla contiene el registro de energización o actividad de cada uno de los ambientes y edificios conectados a la subestación del caso de estudio.

**Tabla 4**

*Código de colores de plantilla de actividad de la carga en tiempo de medición*

CÓDIGO DE COLORES CAMPOS DE ACTIVIDAD
ENERGIZADO
DEENERGIZADO
INSTRUCTOR
PENDIENTES POR CONFIRMAR

Nota. La tabla presenta el significado de los colores empleados en los registros de la Tabla 3.

Las Tablas 2, 3 y 4 muestran el registro detallado de las cargas que se tienen en el CIMI que permite establecer las responsabilidades que se identifiquen en fases siguientes. Es un dato de relevancia, el factor de potencia y naturaleza de la carga. Con los datos de placa de cada una de las

cargas, se conoce el factor de potencia a condiciones nominales de las diferentes cargas. El proceso de medición y su posterior análisis permite identificar la naturaleza de la carga.

#### 4.6 Datos de consumo

Se tienen los valores horarios de consumo e inyección de energía en la frontera comercial del caso de estudio durante la semana de medición. Un medidor bidireccional de la marca Elster, conectado en configuración de dos elementos, registra el consumo y generación de la energía eléctrica. La Tabla 5 presenta el registro la energía eléctrica (activa y no activa) durante el tiempo que fueron instalados los analizadores de calidad.

**Tabla 5**

*Registro de consumos por medidor bidireccional del sistema FV del CIMI*

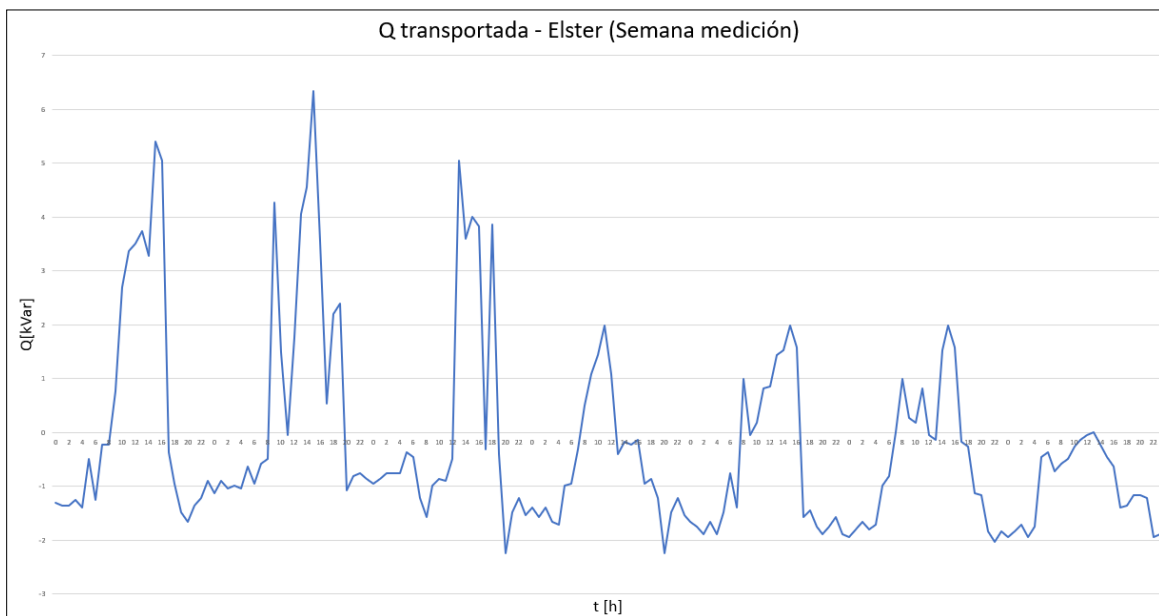
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
SENAGIRON_I	1/10/2022	1,8	1,485	1,755	1,395	1,53	0,72	0,675	0,045	0	0	0	0,045	
SENAGIRON_I	2/10/2022	1,44	1,485	1,665	1,8	1,62	0,54	0,405	0,72	1,26	1,17	1,53	0,945	1,125
SENAGIRON_I	3/10/2022	1,305	1,35	1,35	1,26	1,395	0,495	1,26	0,225	0,225	0	0	0	0
SENAGIRON_I	4/10/2022	1,125	0,9	1,035	0,99	1,035	0,63	0,945	0,585	0,495	0	0	0,045	0
SENAGIRON_I	5/10/2022	0,945	0,855	0,765	0,765	0,765	0,36	0,45	1,215	1,575	0,99	0,855	0,9	0,495
SENAGIRON_I	6/10/2022	1,395	1,575	1,395	1,665	1,71	0,99	0,945	0,315	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	7/10/2022	1,665	1,755	1,89	1,665	1,89	1,485	0,765	1,395	0	0,045	0	0	0
SENAGIRON_I	8/10/2022	1,935	1,8	1,665	1,8	1,71	0,99	0,81	0	0	0	0	0	0,045
SENAGIRON_I	9/10/2022	1,935	1,845	1,71	1,935	1,755	0,45	0,36	0,72	0,585	0,495	0,27	0,135	0,045
SENAGIRON_I	10/10/2022	1,98	1,98	2,16	2,025	1,8	0,855	0,045	0	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	11/10/2022	1,71	1,71	1,755	1,845	1,665	0,63	0,855	0,495	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	12/10/2022	1,935	1,755	1,98	2,025	1,665	0,9	0,495	0	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	13/10/2022	1,935	1,935	1,89	1,89	1,575	1,53	1,305	1,35	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	14/10/2022	1,62	1,71	1,71	1,665	1,395	0,36	0,09	0	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	15/10/2022	1,665	1,62	1,62	1,395	1,53	0,405	1,35	0,135	0,045	0	0	0	0,09
SENAGIRON_I	16/10/2022	1,395	1,755	1,845	1,89	1,71	0,585	0,585	0,495	0,27	0,72	0,315	0,495	0,135
SENAGIRON_I	17/10/2022	1,71	1,8	1,71	1,665	1,575	0,81	0,81	0,945	0,99	0,675	0,855	0,81	0,81
SENAGIRON_I	18/10/2022	1,665	1,71	1,8	1,935	1,935	1,26	0,765	0	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	19/10/2022	1,44	1,485	1,71	1,575	1,71	0,81	1,26	0,495	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	20/10/2022	1,845	1,845	1,89	1,935	1,71	0,9	0,585	0	0	0	0	0	0
SENAGIRON_I	21/10/2022	1,44	1,35	1,395	1,26	1,395	0,765	1,485	1,44	0,585	0	0	0	0
SENAGIRON_I	22/10/2022	1,08	1,575	1,755	1,62	1,53	0,99	0,405	0,18	0	0,045	0	0,18	0
SENAGIRON_I	23/10/2022	1,395	1,62	1,665	1,53	1,395	0,495	0,675	0,72	0,54	0,36	0,045	0,09	0

*Nota.* La tabla permite ver los datos registrados por el medidor bidireccional Elster de la frontera comercial del sistema FV del CIMI.

Los registros del medidor bidireccional permiten realizar la gráfica de la Figura 13 para apreciar del comportamiento diario de la potencia no activa registrada durante la semana de medición.

### Figura 13

*Potencia no activa transportada por medidor bidireccional durante semana de medición*



*Nota.* La Figura muestra el transporte de potencia no activa registrado por medidor de la frontera comercial del sistema FV del CIMI.

De la curva de la Figura 13 se puede atribuir la presencia de cargas capacitivas en gran medida en el CIMI. El sistema del CIMI presenta un comportamiento inductivo únicamente a la entrada de operación de los equipos, en el horario laboral. En horarios de poca o nula actividad laboral de la carga, el medidor de la frontera comercial ve al sistema como una carga con comportamiento capacitivo. Los horarios de más baja carga son todas las noches, sábado en la tarde y domingo todo el día. En horas de medio día, cuando salen los trabajadores y estudiantes a

descansar, son las horas de poca actividad de la carga y se presentó exportación a la red de potencia reactiva de naturaleza capacitiva.

#### **4.7 Estudio termográfico**

Se llevó a cabo un estudio termográfico en el TGBT de la subestación del caso de estudio. El objetivo principal fue evaluar el comportamiento de las protecciones trifásicas y detectar posibles problemas que se pudieran relacionar con las causas de la potencia no activa. El resultado de este estudio se usa para justificar premisas en el diagnóstico eléctrico y se encuentra en el Apéndice G.

## 5. Análisis

En este capítulo, se analizarán los parámetros obtenidos a partir de la información proporcionadas por el analizador de redes, estableciendo relaciones entre ellas y los resultados obtenidos. Además, se realizará un tratamiento de los datos utilizando Matlab, con el fin de obtener indicadores de potencia. También se identificarán los puntos críticos en el comportamiento de los parámetros bajo estudio.

El capítulo incluye un primer apartado que presenta de manera breve los resultados de medición y el cumplimiento de los estándares en las ramas de generación fotovoltaica, la red eléctrica y la carga. Para un análisis más detallado, se adjuntarán informes anexos como apéndices, que proporcionarán un panorama completo de los resultados.

Asimismo, se llevará a cabo la validación de los resultados en el segundo apartado, utilizando el modelo IEEE 1459, que permitirá revisar el comportamiento de las potencias debidas a: los reactivos, la distorsión y el desbalance presentes en el sistema.

Por último, en el apartado final del capítulo, se establecerán los criterios de evaluación y se caracterizarán las causas de potencia no activa en base a dichos criterios. Esto permitirá una comprensión más profunda de los factores que influyen en este aspecto clave del sistema eléctrico.

En resumen, en este capítulo se aborda la evaluación y análisis de los datos obtenidos durante la fase de medición de la metodología propuesta. A través de un enfoque riguroso y detallado, se presenta un análisis del comportamiento de los parámetros eléctricos y se obtiene en base a los estándares establecidos y los criterios de evaluación definidos.

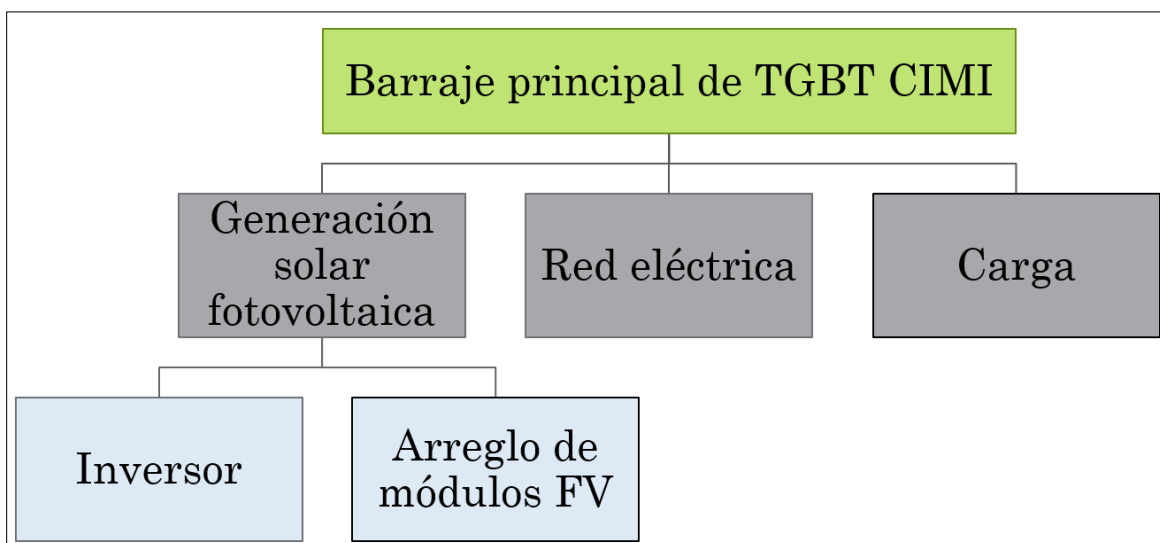
### 5.1 Estructura de análisis y criterios de caracterización

Los resultados de medición se analizan considerando los tres sistemas existentes en la barra principal de baja tensión de la subestación del CIMI (ver Figura 14). La rama de generación solar

comprende el inversor y la configuración de los módulos FV, la rama de la carga son los circuitos que se desprenden de la barra principal y suministran la energía eléctrica a las diferentes cargas eléctricas del CIMI, y la rama de la red es la proveniente de la red eléctrica donde se ubica la frontera comercial (justo del lado de media tensión del transformador).

### Figura 14

*Conexiones existentes en la barra principal de TGBT de la subestación del CIMI*



*Nota.* La Figura muestra las derivaciones en la barra principal del tablero general de baja tensión de la subestación del caso de estudio.

A partir de la medición en el punto de la inyección de generación solar, se analizan las causas de potencia no activa del caso de estudio: inversor y módulos FV. Con la medición en el punto de la red eléctrica, se analizan las causas de potencia no activa del caso de estudio: red eléctrica y medidor bidireccional de la frontera comercial. Y, por último, con la medición dinámica en varios puntos de la carga, se analiza la causa de potencia no activa del caso de estudio: carga del sistema FV.

Es clave el modelo IEEE 1459 (ver Apéndice A) para atribuir características propias a cargas y componentes del sistema FV del CIMI. Para la caracterización y evaluación de las causas se consideran muy apropiados los aspectos de ineficiencia en sistemas eléctricos: distorsión, desbalance y transporte de potencia reactiva. A su vez, la potencia reactiva se puede descomponer en inductiva y capacitiva, la distorsión se descompone en aquella de la señal de tensión y la de la señal de corriente, y el desbalance existe en tensión y en corriente.

La potencia reactiva inductiva es la utilizada para efectos magnéticos en las cargas, se consume de la fuente, reduce la tensión en la fuente y se da un margen regulatorio de 50% de la potencia activa suministrada por el OR para su consumo sin cargos en facturación [13].

La potencia reactiva capacitiva se utiliza para la acción de campos eléctricos en las cargas, se suministra a la fuente, incrementa la tensión de la fuente y se penaliza cualquier kWh horario que se registre en los canales de el medidor bidireccional.

La distorsión de corriente es la deformación de la onda sinusoidal ideal de corriente, ocasionada por conmutación a altas frecuencias y potencias, o por alta impedancia en el cableado.

La distorsión de tensión es la deformación de la onda de tensión, causada por variadores de velocidad, hornos de arco y otras cargas no lineales [17]. Este fenómeno trae como consecuencias variaciones en magnitud de la medida facturada de potencia reactiva por alteración los valores de tensión.

El desbalance de tensión es el desequilibrio de la magnitud y fase de las señales de tensión, causada por cargas no balanceadas en sistemas trifásicos, pueden ocasionar sobrecalentamiento de conductores y que rectificadores aumenten distorsión armónica de corriente.

El desbalance de corriente es la asimetría de magnitud y fase de señales de corriente, ocasionado por el desbalance de cargas en el sistema trifásico, los desbalances en tensión de la red

eléctrica y corrientes armónicas altas. Se ve incrementada las corrientes por el neutro, la reducción del factor de potencia (afectación indirecta de la magnitud de potencia reactiva) y sobrecalentamiento de conductores.

Los aspectos descritos se establecen como criterios para caracterización de cada una de las causas de potencia no activa estudiadas (ver Tabla 6).

**Tabla 6**

*Posibles causas caracterizadas y criterios de referencia*

<b>Posibles causas</b>	<b>Criterios</b>
<p>Medidor bidireccional tarifario</p> <p>La red eléctrica</p> <p>El inversor</p> <p>Los módulos FV</p> <p>La carga</p>	<p>Potencia reactiva inductiva</p> <p>Potencia reactiva capacitiva</p> <p>Distorsión de corriente</p> <p>Distorsión de tensión</p> <p>Desbalance en corriente</p> <p>Desbalance o desequilibrio en tensión</p>

*Nota.* Esta tabla muestra las causas de potencia no activa que se caracterizan para el caso de estudio y los criterios base para la caracterización.

## 5.2 Rama de la generación solar fotovoltaica

En el Dran View 7 (aplicación de visualización de parámetros eléctricos del analizador de redes HDPQ) se pudo visualizar gráficos y obtener parámetros eléctricos (ver el Apéndice H). El estudio identificó dos períodos de comportamiento del sistema eléctrico. Durante los horarios laborales, la potencia no activa suministrada por la red de suministro, se requiere por desbalance, distorsión y reactivos requeridos por la carga. En períodos de baja carga, como la noche y el fin de semana, se transporta potencia reactiva hacia la red.

La transición entre día y noche cambia el comportamiento del sistema de inductivo a capacitivo debido al encendido y apagado de equipos. Durante las horas nocturnas, la generación solar actúa como un condensador con factor de potencia cercano a cero. El CIMI inyecta reactivos capacitivos a la red, por lo que se propone ajustar los reactivos inyectados en la noche mediante la modificación del factor de potencia fijo de los inversores.

En el Capítulo 12 del Apéndice H se encontró que la distorsión armónica total de corriente es significativa durante la noche (35%) y durante la generación solar (9% en promedio). Esto afecta los niveles de cargabilidad del transformador y conductores. Sin embargo, al realizar el análisis de la Distorsión de Demanda Total (TDD) en el Capítulo 13 del Apéndice H, se encuentra que el límite de TDD para el sistema del caso de estudio es 15% y el TDD más alto encontrado durante las noches es aproximadamente 0,09% y durante las horas de medio día es aproximadamente 0,01%. Lo anterior significa que se cumple el Estándar IEEE 519/2022 y las distorsiones encontradas no representan un peligro para el sistema. Además, la distorsión no se considera en el algoritmo del medidor comercial para la tarificación.

En el Capítulo 16 del Apéndice H se encontró que el desbalance en corriente presenta comportamientos críticos durante horas de baja irradiancia y en horas nocturnas, para bajas corrientes (aproximadamente 3,3 A).

Se observa un desperdicio de potencia generada por el sistema solar durante las horas de mayor irradiancia debido a la limitación de la inyección de excedentes de potencia activa a la red. La inyección cero de excedentes ocurre por medio de un sistema de medición (SmarMeter), el cual informa a los inversores para gestionar el funcionamiento de las celdas solares que permitan producir únicamente la potencia requerida por la carga del sistema.

Para la validación de los resultados se usa modelo IEEE 1459 en las muestras de tensión y corriente sensadas por los analizadores de redes en el barraje general de baja tensión y en la rama de generación FV.

Para la rama de generación los parámetros obtenidos se listan en la Tabla 7.

**Tabla 7**

*Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de generación en días laborales*

		Sistemas FV entre semana				
		5:00-7:00	10:00-14:00	17:30-18:30	22:00-2:00	
		Lunes	Lunes	Viernes	Viernes	
Fundamental	Aparente	Se1 [VA]	1729,9	49155	346,72	407,39
		Se1+ [VA]	1724,6	49152	330,87	367,42
		SU1 [VA]	136,07	597,48	103,65	175,97
	Activa	P1+ [W]	1723,7	49147	-17,474	-16,131
	Reactiva	Q1+ [Var]	56,594	-651,02	330,41	367,07
No fundamental	Aparente	SeN [VA]	1444,1	1826,8	1319,9	1344,5
		SeH [VA]	31,663	29,801	28,227	34,711
	Activa	PH [W]	-3,531	-9,4527	-0,698	0,76982
	Distorsión	Del [Var]	1443,3	1570,5	1319,6	1344
		DeV [Var]	37,952	932,76	7,4169	10,522
		DeH [Var]	31,465	28,262	28,219	34,702
Combinado	Aparente	Se [VA]	2253,5	49189	1364,7	1404,8
	Activa	P [W]	1720,5	49139	-17,987	-14,961
	No activa	N [Var]	1455,3	2208,1	1364,6	1404,8
THDv	THD Va [%]	2,0762	1,8716	2,1482	2,5399	
	Va rms [V]	130,63	129,93	130,53	130,26	
	THD Vb [%]	2,1934	1,6988	2,0211	2,5825	
	Vb rms [V]	131,33	130,45	131,12	130,83	
	THD Vc [%]	2,0591	1,8062	2,0351	2,5199	
	Vc rms [V]	131,51	130,79	131,38	131,16	
THDi	THD In [%]	12808	13428	14605	12959	
	In rms [A]	3,2321	3,2194	3,2179	3,2297	
	THD Ia [%]	77,307	2,7726	393,93	324,19	
	Ia rms [A]	5,2207	123,98	2,7934	2,9196	
	THD Ib [%]	69,528	2,7334	439,11	667,48	
	Ib rms [A]	5,5989	126,52	3,0338	2,9916	
	THD Ic [%]	68,927	2,6872	228,75	189,38	
	Ic rms [A]	5,4043	126,67	2,9634	3,248	
Desequilibrio tensión	secVL1+ [V]	227,12	225,8	226,87	226,39	
	secVL1- [V]	0,84597	0,8552	0,82928	0,82318	
	secVL10 [V]	0	0	0	0	
Desbalance corriente	secI1+ [A]	4,384	125,67	0,842	0,937	
	secI1- [A]	0,33847	1,4112	0,1695	0,36382	
	secI10 [A]	0,06764	0,36016	0,2017	0,2623	

*Nota.* Esta tabla reúne las potencias del modelo IEEE 1459 y datos de distorsión de corriente y desbalance para la rama de generación solar FV en días no festivos.

Previo al análisis de la aplicación del modelo IEEE 1459, cabe anotar que la dirección positiva del flujo de potencia es aquel flujo desde el inversor hacia el barraje principal del TGBT. Partiendo de la salvedad anterior, al revisar los valores Q1+ se confirma que los inversores consumen potencia reactiva y se comportan como una bobina en horarios de mayor generación solar, por el contrario, en horas de baja o nula irradiancia los inversores inyectan potencia reactiva al barraje y se comportan como condensadores. Al observar los valores de reactiva

En el fin de semana en la rama de generación solar FV (ver Tabla 8), se obtuvo que el sistema FV entrega potencia activa al medio día, como era de esperarse, y se evidenció el consumo nocturno que existe por parte de los inversores. Esto último, es porque los inversores están configurados para continuar censando información y tratando los datos durante la noche, asimismo este consumo de operación nocturno confirma que los inversores no se desconectan automáticamente del barraje principal. Aunque los inversores no permitan inyección de potencia activa hacia la red, sí se transportará potencia no activa, y exactamente la reactiva será medida por el medidor bidireccional de la frontera comercial. Como los inversores cuentan con condensadores para su operación, los condensadores son la causa de la potencia reactiva capacitiva que se transporta mayormente en la noche.

**Tabla 8**

*Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la generación FV el fin de semana*

			Sistemas FV fin de semana	
			Domingo 11:40	Domingo 00:30
Fundamental	Aparente	Se1 [VA]	6481,5	383,37
		Se1+ [VA]	6478,1	379,29
		SU1 [VA]	209,49	55,796
	Activa	P1+ [W]	6478,1	-56,499
	Reactiva	Q1+ [Var]	22,095	375,06
No fundamental	Aparente	SeN [VA]	1458,5	1320,2
		SeH [VA]	34	32,125
	Activa	PH [W]	-4,44	0,49544
	Distorsión	Del [Var]	1450,2	1319,8
		DeV [Var]	152,28	9,3315
		DeH [Var]	33,79	32,121
Combinado	Aparente	Se [VA]	6643,6	1374,8
	Activa	P [W]	6474,1	-55,886
	No activa	N [Var]	1491,3	1373,5
THDv	THD Va [%]		2,21	2,3384
	Va rms [V]		129,96	129,08
	THD Vb [%]		2,28	2,4006
	Vb rms [V]		130,51	129,8
	THD Vc [%]		2,147	2,3276
	Vc rms [V]		130,82	130,05
THDi	THD In [%]		13559	13594
	In rms [A]		3,2155	3,2262
	THD Ia [%]		19,695	323,25
	Ia rms [A]		16,458	2,9609
	THD Ib [%]		19,043	320,01
	Ib rms [A]		17,243	2,9724
	THD Ic [%]		18,961	243,27
Desequilibrio tensión	Ic rms [A]		16,905	3,0718
	secVL1+ [V]		225,86	224,49
	secVL1- [V]		0,8678	0,96409
Desbalance corriente	secVL10 [V]		0	0
	secI1+ [A]		16,56	0,97557
	secI1- [A]		0,52678	0,1015
	secI10 [A]		0,0708	0,1004

Nota. Esta tabla reúne las potencias del modelo IEEE 1459 y datos de distorsión de corriente y desbalance para la rama de generación solar FV en días no festivos.

### 5.2.1 Inversor FV

Para la caracterización del inversor FV en base a los criterios definidos se toma como referencia los resultados obtenidos en la rama de generación FV resumidos en la Tabla 9.

**Tabla 9**

*Resultados numéricos para descripción de inversor FV y módulos FV*

Rama de conexión: Generación solar FV		[kVar] inductivo			Rama de conexión: Generación solar FV		[kVar] capacitivo		
		Hora 1	Hora 2	Hora 3			Hora 1	Hora 2	Hora 3
Analizador de redes (equivalente hora)	Q1+ (reactiva)	0,236	0,269	0,47	Analizador de redes (equivalente hora)	Q1+ (reactiva)	0,34	0,3807	0,0006
Medida tarifaria, conexión Aron (equivalente hora)	(+1~1,5kVar de trafo)	4,05	1,44	4,905	Medida tarifaria, conexión Aron (equivalente hora)	(-1~1,5kVar de trafo)	1,755	1,845	0,945

Comportamiento promedio de rama de conexión horario inductivo (generación alta carga)			Comportamiento promedio de rama de conexión horario capacitivo					
Distorsión	SeN/Se1	0,037	Noche	Transición día<->noche	Generación baja carga*	Total		
Reactivos	Q1+/P1+	0,013	Reactivos	Q1+/P1+	14,696	1,893	0,018	5,536
Desbalance	SU1/Se1+	0,012	Distorsión	SeN/Se1	3,372	3,147	0,530	2,350
			Desbalance	SU1/Se1+	0,313	1,396	0,056	0,588

\*Se presentó mientras existió recurso solar el día domingo.

*Nota.* Esta tabla reúne datos representativos de la rama FV. La fila superior de tablas contrasta las potencias no activas obtenidas, y la inferior resume el comportamiento de la rama FV.

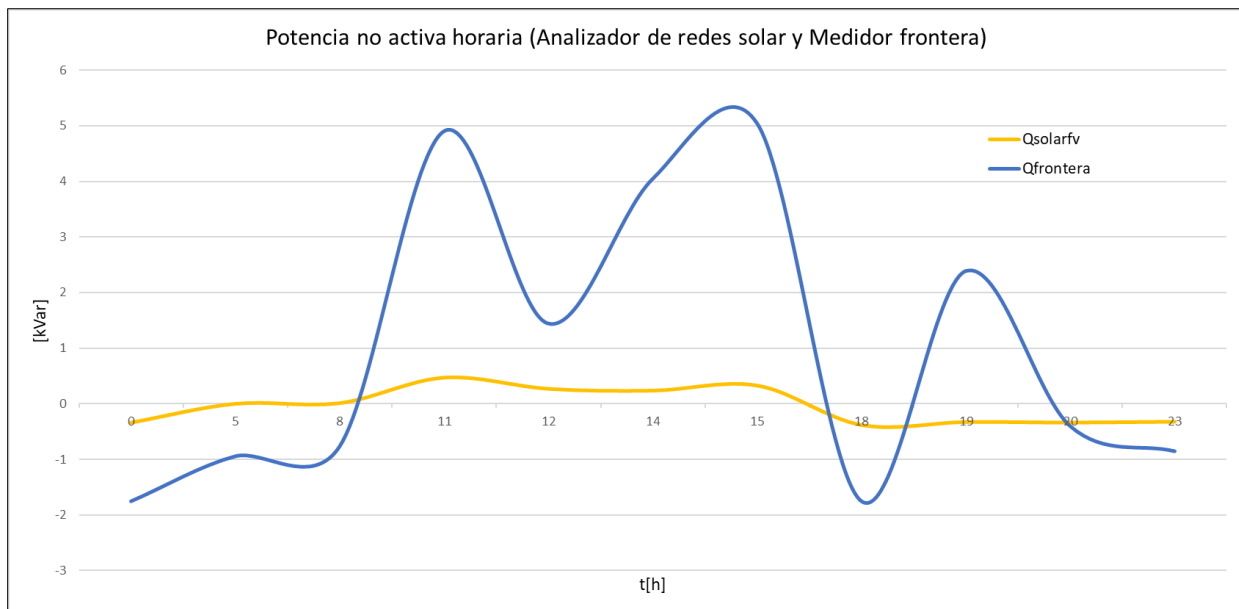
Primero, se diferencian dos períodos de comportamiento del sistema, uno donde se consume potencia no activa de la red (inductivo) y otro donde se transporta potencia no activa hacia la red (capacitivo). Segundo, se identificó que en los horarios laborales se presenta un comportamiento inductivo del sistema, al estar en operación los equipos (caso denominado alta carga), que se caracteriza por una principal participación del fenómeno de desbalance, luego de distorsión y reactivos. En períodos de baja carga como la noche y el fin de semana, el sistema transporta potencia no activa hacia la red, con la implicación promedio de mayor a menor de reactivos, desbalance y desbalance. La transición entre día y noche, y viceversa, variaba el comportamiento del sistema entre inductivo y capacitivo, esto por la acción de apagado de equipos de aquellos integrantes del CIMI que culminan su horario laboral a las 5 pm y el encendido de equipos de las personas que agendan actividades durante la noche. Siempre que la demanda de la carga bajara lo suficiente, se presentaría un comportamiento capacitivo del sistema.

La inyección de potencia reactiva al PCC en el TGBT debido al inversor que observó en el software de visualización del analizador de redes en la rama de generación solar, se puede

comprobar al observar los resultados de la aplicación del modelo IEEE1459 para las ventanas tomadas de tensión y corriente en distintos horarios (ver Tablas 7 y 8), en el signo positivo del parámetro que representa la potencia reactiva ( $Q_{1+}$ ). Como la sondas de sensado de corriente se encontraban con sentido positivo hacia el PCC, las potencias reactivas positivas entonces representan reactivos que fluyen en dirección del PCC. De esta manera, se comprueba que el comportamiento capacitivo del inversor se presenta en horarios nocturnos y baja carga (de 6:00 pm a 6:00 am).

### Figura 15

*Potencia reactiva obtenida de analizador de redes de rama FV y medidor de frontera comercial*



*Nota.* La Figura relaciona las potencias reactivas obtenidas del modelo IEEE 1459 con muestras del analizador de redes de la rama FV y del medidor de la frontera del caso de estudio.

La Figura 15 es la construcción de un día representativo de la semana de medición donde se reúnen los datos tomados para cada uno de los períodos en que se clasificó el día en las Tablas 7 y 8. Se puede observar que el aporte de potencia reactiva ( $Q_{1+}$ ) de parte de la rama de generación

FV (capacitiva) es más significativo en los horarios de comportamiento capacitivo del sistema, que ocurre en los períodos del día de baja carga, teniéndose un aporte promedio del 35% de la potencia reactiva inyectada en altas horas de la noche y madrugada. Un promedio que sin tener en cuenta los valores picos de potencia reactiva inyectada que ocurre en períodos de máximo 30 minutos en las transiciones tarde a noche, y madrugada a mañana (alrededor de las horas 6:00 y 18:00), el promedio se ubica en 19,7%. Durante las jornadas laborales, mismos períodos en que existe alta o mediana actividad de la carga, la potencia reactiva consumida (inductiva) por los inversores constituye en promedio un 10% de la potencia reactiva consumida registrada en la frontera comercial del CIMI.

Los inversores Fronius Symo de 15 kW (referencia del caso de estudio) se encuentran configurados para sostener un factor de potencia arriba de 0,98 durante horas del día, mientras existe recurso solar que permita producción mayor a 3 kW, según los datos obtenidos en Dran View 7. En horas nocturnas la rama de generación arrojó comportarse como un condensador con factor de potencia próximo a cero. El CIMI es mayormente penalizado por inyección de reactivos a la red, de modo que desde la función avanzada de modificación permanente del factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) de los inversores Fronius Symo, se puede ajustar los reactivos inyectados en la noche. Sin embargo, hay que tener en cuenta que un ajuste permanente de consumo de potencia reactiva podría implicar mayor consumo de reactivos durante el día en horarios de operación de la carga, en este caso se puede evaluar sobre costos la posibilidad de reducir la entrega de generación solar y dar mayor participación al suministro de la red eléctrica, tratando de evitar que la potencia reactiva consumida no supere en gran medida la potencia activa demandada de la red. Otra medida que se podría tomar es desactivar el modo nocturno de operación en el que los inversores permanecen encendidos para el registro de datos obtenidos por el Smart Meter, de esta forma se

podría evitar que al permanecer conectados los inversores sus condensadores viertan potencia reactiva durante horas nocturnas.

La distorsión armónica total de tensión no depende directamente del inversor, la tensión es impuesta por la red y se verificó que se encuentra entre los límites sugeridos por la NTC 5001, además la componente de distorsión de tensión  $DeV$  en la Tabla 7 y Tabla 8 deja ver que solo llega a ser significativa cuando se encuentra el CIMI con mayor actividad de las cargas, los fines de semana que no llega a existir actividad importante de las cargas, la distorsión de tensión permanece baja (no supera el 11% de la distorsión de corriente) en cualquier horario. Por su parte, la distorsión de corriente a la salida del inversor cuando existe baja generación solar llega a ser determinante, se encontró que se alcanzan distorsiones armónicas totales cerca del 400%, únicamente en los períodos de transición de la madrugada a la mañana y de la tarde a la noche. Se corroboró por la dirección de  $P_H$  en la Tabla 7, que tales valores de distorsión que se alcanzan son dirigidos hacia el barraje principal del TGBT. La distorsión armónica total de corriente durante horas nocturnas llega a un 35% y en horas de generación solar fue de 9% en promedio. Aunque la distorsión es un importante fenómeno que hace menos eficiente el sistema, podría estar ocasionando daños en los equipos y su presencia incrementa el valor de potencia no activa en un sistema eléctrico, no es sensada por el algoritmo del medidor de frontera comercial en la potencia reactiva que registra para efectos de tarifación (Figura 16).

El desbalance es el fenómeno que menor se presenta en la rama de generación FV. Se comprueba con las Tabla 7 y 8 que en la tensión medida la razón entre componente de secuencia negativa y la positiva no supera el 0,5%. El desbalance en tensión depende principalmente de la calidad de suministro eléctrico, incidiendo en menor medida el balance que tengan las cargas y la calidad de los condensadores. Por último, el desbalance en corriente, de los cocientes entre

componentes de secuencia negativa y positiva en la Tabla 7 y 8, tiene un comportamiento crítico en los mismos horarios que la distorsión de corriente, en horas de baja irradiancia (superando el 90% de desbalance) y en horas nocturnas (alcanzó cerca del 40% de desbalance).

### **5.2.2 Módulos FV**

Los módulos solares FV hacen parte de la rama de generación solar FV. Los módulos solares FV únicamente generan potencia activa, repercutiendo en consumos de potencia reactiva de más del 50% de la activa consumida en aquellas horas en que los módulos mayor potencia generen y se acerquen a abastecer por completo la demanda de la carga. Pero, en las medidas se evidenció que el inversor está configurado para proveer hasta cierta parte de la demanda de la carga, para evitar dejar sin participación a la red en el suministro de potencia activa y así los excedentes de potencia reactiva consumida se puedan reducir. Por lo anterior, se puede decir que la potencia activa de los módulos impacta en la potencia reactiva consumida y se presentará la mayor penalización horaria cuando exista gran recurso solar al tiempo que gran operación de la carga. En estos términos, es posible agregar como un asunto favorable que los módulos FV se encuentren sucios no logren entregar al máximo de su capacidad, aunque no resulta eficiente para el aprovechamiento del recurso solar que se tiene en la ubicación del CIMI. En cuanto a la potencia reactiva inyectada o consumida directamente por los módulos FV, no se presenta.

El fenómeno de distorsión se debe principalmente a los momentos de baja irradiancia, cuando los módulos generan una señal de continua muy variable, que resultan en un problema de conversión para los inversores.

En el desbalance generado en la rama de generación solar FV es gestionado por el inversor FV, en este aspecto no se les atribuye responsabilidad a los módulos FV.

### 5.3 Rama de la red eléctrica

Se encontró que el aporte de potencia activa de la red es menor que el proporcionado por la generación solar fotovoltaica en horas de alta irradiancia (ver Apéndice I). Esto es esperado ya que el sistema solar está configurado para satisfacer la mayor demanda durante el día, mientras que la red eléctrica brinda soporte y confiabilidad. Se observa la influencia de la nubosidad en la generación solar, afectando la suavidad de la curva de suministro de energía de la red.

También se encontró una relación directamente proporcional entre la potencia activa demandada y la potencia reactiva inductiva. Durante los horarios laborales, el sistema muestra un comportamiento inductivo debido a la operación de las cargas que demandan potencia reactiva de la red. Sin embargo, durante los horarios de medio día y noche, cuando las cargas están apagadas, pero siguen conectadas junto al funcionamiento de la iluminación LED, el sistema muestra un comportamiento capacitivo. Durante las noches, las cargas conectadas inyectan potencia reactiva a la red, incluyendo el inversor.

Para la rama de la red, los parámetros obtenidos de lunes a viernes se listan en la Tabla 10. En este caso se evidenció que en las noches todo el sistema presenta un comportamiento capacitivo y durante el día, cuanto más se cargue el sistema, el comportamiento tiende a ser más inductivo.

Se pudo comprobar que, por encima del problema de la reactiva, están los problemas del desbalance y la distorsión. Ambos se acentúan conforme se activa más carga del sistema. Las componentes de secuencia negativa y cero para la corriente corroboran los problemas de distorsión y desbalance, respectivamente.

#### **Tabla 10**

*Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la red entresemana*

		Rama red entre semana												
		5:00-7:00		10:00-14:00			17:00-19:00			22:00-2:00				
		Martes	Viernes	Martes	Viernes	Lunes	Lunes	Martes	Viernes	Jueves	Miércoles	Viernes		
Fundamental	Aparente	Se1 [VA]	6458,3	6017,1	23598	12734	9908,8	24974	17880	23702	27502	9031,9	7456,4	
		Se1+ [VA]	5854,6	5246,9	20117	12032	8265,6	21365	16735	21496	23500	8153,6	6615,2	
		SU1 [VA]	2726,5	2944,8	12335	4169	5464,9	12933	6196,1	9984	14287	3885,1	3440,4	
	Activa	P1+ [W]	5654,9	4899,3	19696	12030	7762,7	19797	16721	21472	23494	8130,2	6314,6	
	Reactiva	Q1+ [Var]	-1515,9	-1878	4094,4	221,41	2839	8035	692,04	1022,7	-500,69	-617,37	-1971,5	
No fundamental	Aparente	SeN [VA]	1810	1792	3233,1	3936,5	3781	3306	2503,3	2612	3942,6	1859,1	1962,2	
		SeH [VA]	44,181	45,489	62,668	71,263	82,432	66,786	53,123	50,202	82,415	39,962	48,896	
		PH [W]	9,4096	10,293	29,099	-3,5985	10,63	4,1018	19,968	23,714	27,809	11,382	9,4038	
	Distorsión	Del [Var]	1802,5	1784,9	3199,3	3929,1	3773,9	3266,6	2473,1	2570,2	3898,7	1848,4	1952,6	
	DeV [Var]	158,3	153,34	462,24	230,96	216,2	510,61	384,08	462,96	581,37	195,27	186,72		
Combinado	Aparente	Se [VA]	6707,2	6278	23818	13328	10606	25192	18055	23845	27783	9221,2	7710,2	
		Activa	P [W]	5658,2	4902,7	19685	12035	7777,7	19759	16727	21464	23480	8134,4	6316,2
		No activa	N [Var]	3601,4	3921,3	13409	5728,4	7210,3	15628	6795,9	10387	14851	4343,2	4421,9
	THDv	THD Va [%]	2,4085	2,5037	1,8731	1,741	2,159	2	2,1022	1,9588	2,1045	2,1562	2,5059	
		Va rms [V]	132,27	129,79	128,71	129,01	130,7	130,13	130,51	129,34	128,96	131,75	129,97	
THD Vb [%]		2,4774	2,5684	1,8858	1,6724	2,119	1,913	2,1075	1,7725	1,9731	2,1552	2,5243		
Vb rms [V]		132,95	130,53	129,35	129,6	131,36	130,7	131,18	130	129,42	132,35	130,54		
THD Vc [%]		2,3877	2,47	1,818	1,7847	2,05	2,01	2,0577	1,9212	2	2,0841	2,4039		
THDi	Vc rms [V]	133,13	130,66	129,59	129,91	131,5	131,12	131,46	130,25	129,73	132,59	130,9		
	THD In [%]	88,158	64,492	166,06	179,17	169,41	91,055	116	61,095	45,363	106,5	66,005		
	In rms [A]	5,7316	6,921	8,1125	12,854	9,8231	9,0492	8,3218	9,5864	21,068	5,2645	8,0989		
	THD Ia [%]	21,624	21,906	10	25,459	30,205	7,4212	11,057	8,539	12,628	15,786	20,206		
	Ia rms [A]	23,234	23,134	92,669	35,896	35,955	96,027	62,26	84,118	98,093	33,563	28,115		
	THD Ib [%]	25,967	34,953	16,039	19,537	24,765	20,627	10	10,412	10,726	28,324	26,776		
	Ib rms [A]	14,637	11,363	46,302	33,366	20,907	49,127	40	59,102	70,521	13,459	14,308		
	THD Ic [%]	39,4	41,552	16,273	25,822	49,679	16,326	13,744	15,373	22,015	17,38	31,265		
	Ic rms [A]	7,9003	7,7573	22,883	30,998	18,718	25,921	27,896	23,945	18,123	16,86	10,114		
	Desequilibrio tensión	secVL1+ [V]	229,92	225,66	223,77	224,28	227,17	226,25	226,94	224,89	224,03	228,98	225,91	
secVL1- [V]		0,84221	0,89062	0,86602	0,89692	0,8027	0,96974	0,87688	0,8852	0,74058	0,82547	0,91151		
secVL10 [V]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Desbalance corriente	sect1+ [A]	14,701	13,424	51,906	30,973	21,007	54,596	42,576	55,187	60,561	20,558	16,906		
	sect1- [A]	4,0298	4,163	27,825	5,4721	7,8017	30,086	9,7101	20,612	31,929	7,1237	4,6888		
	sect10 [A]	4,946	5,306	15,256	8,491	11,123	13,049	12,344	14,483	14,605	6,3916	6,331		

Nota. Esta tabla reúne las potencias del modelo IEEE 1459 y datos de distorsión de corriente y desbalance para la rama de la red en días no festivos.

Los parámetros obtenidos en la rama de la red durante el fin de semana se listan en la Tabla 11. En este caso se evidenció que a toda hora del día el sistema presenta un comportamiento capacitivo, tanto de noche como de día, siendo este mayor durante las noches.

Se pudo observar que los problemas del desbalance y la distorsión variaron poco durante el domingo, ya que la carga fue baja y varió poco.

**Tabla 11**

*Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para la rama de la red el fin de semana*

			Rama red fin de semana			
			5:00-7:00	10:00-14:00	17:00-19:00	22:00-2:00
			Domingo	Domingo	Domingo	Domingo
Fundamental	Aparente	Se1 [VA]	6777,9	3191,9	4859	7029
		Se1+ [VA]	6097,8	1176	3675,3	6382
		SU1 [VA]	2959,2	2967,4	3178,3	2945,2
	Activa	P1+ [W]	5906,9	315,53	3646,5	6178,7
	Reactiva	Q1+ [Var]	-1513,5	-1132,9	-459,17	-1598
No fundamental	Aparente	SeN [VA]	1722,3	1720	1852,2	1705,1
		SeH [VA]	37,861	38,159	44,838	36,525
	Activa	PH [W]	7,06	11,3	13,793	8,351
	Distorsión	Del [Var]	1715,4	1718,6	1847,9	1697,9
		DeV [Var]	149,59	70,87	117,9	151,2
		DeH [Var]	37,196	36,448	42,664	35,558
Combinado	Aparente	Se [VA]	6992,8	3626,1	5200	7232,6
	Activa	P [W]	5906,7	319,63	3651,4	6177,9
	No activa	N [Var]	3743	3612	3702,3	3760,9
THDv	THD Va [%]		2,1577	2,1616	2,336	2,157
	Va rms [V]		129,68	128,99	129,97	128,26
	THD Vb [%]		2,2071	2,2362	2,4086	2,078
	Vb rms [V]		130,52	129,72	130,6	128,98
	THD Vc [%]		2,144	2,117	2,279	2,045
	Vc rms [V]		130,59	129,82	130,87	129,23
THDi	THD In [%]		77,058	46,202	53,574	119,08
	In rms [A]		6,4189	8,045	6,9903	4,9504
	THD Ia [%]		19,058	45,855	26,194	18,105
	Ia rms [A]		24,527	11,24	20,183	25,677
	THD Ib [%]		22,081	76,004	74,582	21,371
	Ib rms [A]		15,993	6,4866	7,0138	17,398
	THD Ic [%]		39,566	71,479	97,983	38,503
	Ic rms [A]		7,7916	5,2408	4,7999	7,9319
Desequilibrio tensión	secVL1+ [V]		225,57	224,26	225,93	223,08
	secVL1- [V]		0,93281	0,86217	0,8733	0,95493
	secVL10 [V]		0	0	0	0
Desbalance corriente	secI1+ [A]		15,607	3,0279	9,3921	16,518
	secI1- [A]		4,5214	4,7059	5,6512	5,9421
	secI10 [A]		5,3189	4,294	4,623	4,406

*Nota.* Esta tabla reúne las potencias del modelo IEEE 1459 y datos de distorsión de corriente y desbalance para la rama de la red en el fin de semana.

### 5.3.1 Medidor bidireccional tarifario

El medidor tarifario del caso de estudio se encuentra por media tensión de la subestación y las medidas del analizador de redes se obtuvieron del lado de baja. Su algoritmo supone sinusoidal con presencia única de la frecuencia fundamental con el cumplimiento del estándar IEC 61053-23:2020 [25], y está conectado a dos elementos. La Tabla 12 agrupa datos relevantes obtenidos

que relacionan al medidor tarifario con los criterios de evaluación. Es de aclarar que los registros aprovechables del analizador de redes en la rama de la red fueron muestras de tensión y corriente para cada 12 ciclos, entonces existe cierta incertidumbre en horas que existiera variabilidad del comportamiento de la carga. Aun así, se identifican patrones y eventos justificados que permiten caracterizar el medidor de la frontera. Primero, se diferencian dos períodos de comportamiento del sistema, uno donde se consume potencia no activa de la red (inductivo) y otro donde se transporta potencia no activa hacia la red (capacitivo). Segundo, se identificó que en los horarios laborales se presenta un comportamiento inductivo del sistema, al estar en operación los equipos (caso denominado alta carga), que se caracteriza por una principal participación del fenómeno de desbalance, luego de distorsión y reactivos. En períodos de baja carga como la noche y el fin de semana, el sistema transporta potencia no activa hacia la red, con la implicación promedio de mayor a menor de reactivos, desbalance y desbalance. La transición entre día y noche, y viceversa, variaba el comportamiento del sistema entre inductivo y capacitivo, esto por la acción de apagado de equipos de aquellos integrantes del CIMI que culminan su horario laboral a las 5 pm y el encendido de equipos de las personas que agendan actividades durante la noche. Siempre que la demanda de la carga bajara lo suficiente se presentaría un comportamiento capacitivo del sistema.

**Tabla 12**

*Resultados numéricos para descripción de medidor de frontera comercial y la red eléctrica*

Rama de conexión: La red		[kVar] inductivo			Rama de conexión: La red		[kVar] capacitivo		
		Hora 1	Hora 2	Hora 3			Hora 1	Hora 2	Hora 3
Analizador de redes (instante de 12 ciclos)	Q1+ (reactiva)	4,094	0,221	2,84	Analizador de redes (instante de 12 ciclos)	Q1+ (reactiva)	1,971	1,598	1,515
	N (reactiva y distorsión)	13,409	5,728	7,21		N (reactiva y distorsión)	4,422	3,761	3,601
Medida tarifaria, conexión Aron (equivalente hora)	(+1~1,5kVar de trafo)	4,05	1,44	4,905	Medida tarifaria, conexión Aron (equivalente hora)	(-1~1,5kVar de trafo)	1,755	1,845	0,945

Comportamiento promedio de rama de conexión horario inductivo (generación, alta carga)			Comportamiento promedio de rama de conexión horario capacitivo			
			Noche	Transición día->noche	Generación baja carga*	Total
Desbalance	SU1/Se1+	0,540				
Distorsión	SeN/Se1	0,276				
Reactivos	Q1+/P1+	0,197				
Reactivos	Q1+/P1+		0,167	0,219	3,591	1,326
Desbalance	SU1/Se1+		0,517	0,603	0,268	0,462
Distorsión	SeN/Se1		0,214	0,300	0,539	0,351

\*Se presentó mientras existió recurso solar el día domingo.

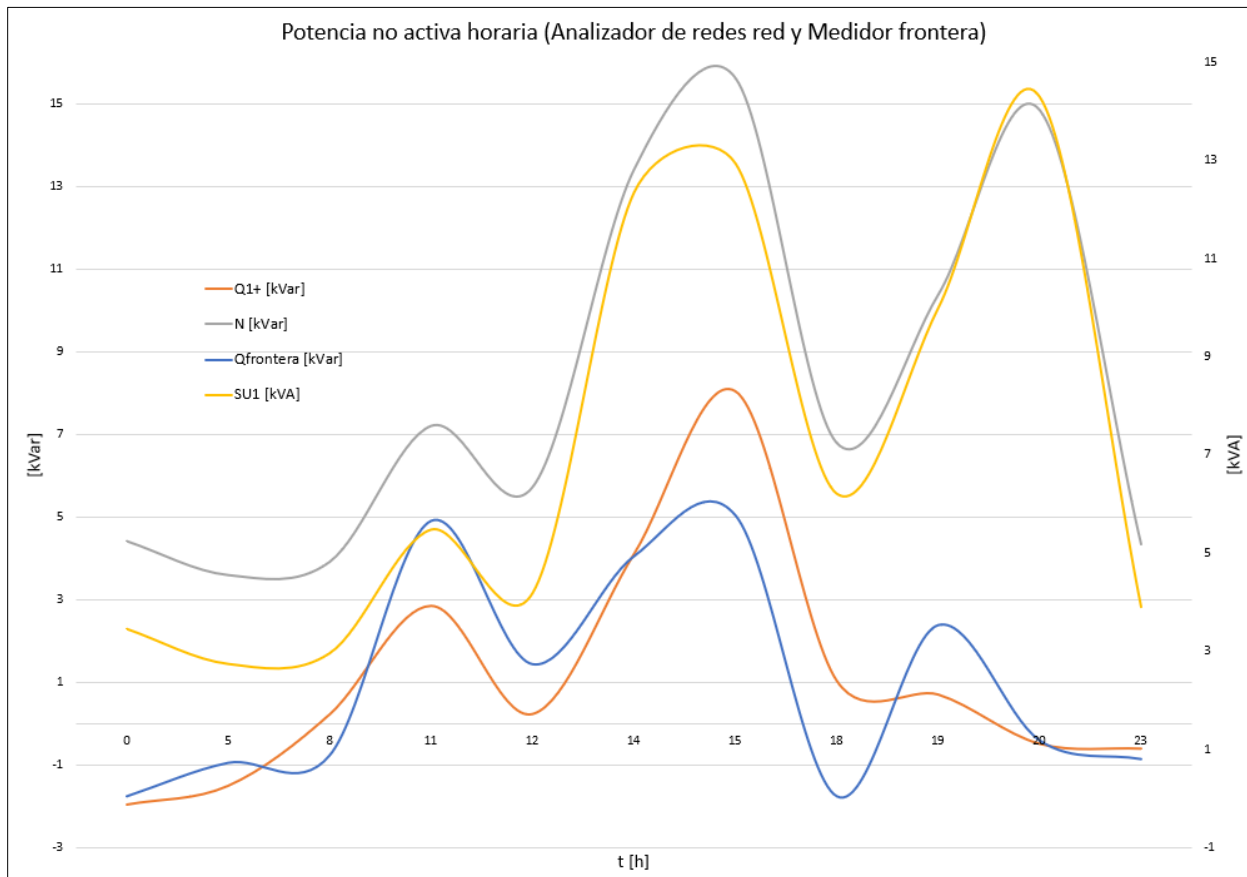
*Nota.* Esta tabla reúne datos representativos de la rama de la red. La fila superior de tablas contrasta las potencias no activas obtenidas, y la inferior resume el comportamiento de la red.

Otra herramienta importante es la Figura 16, donde se construye la potencia no activa horaria para un día representativo de la semana, con las medidas desde el medidor de frontera y la aplicación del modelo IEEE 1459 a las muestras del analizador de redes. De las curvas de potencia no activa se infiere que el medidor de la frontera comercial mide potencia reactiva y no agrega registros de distorsión determinantes, ya que su curva es muy próxima a la potencia reactiva obtenida del modelo IEEE 1459 y se aleja de la potencia no activa del mismo modelo, la cual contempla efectos de distorsión.

El desbalance hace menos eficiente el sistema, y menos eficiente el modo de conexión a dos elementos del medidor tarifario, aunque este no se contemple en su cálculo del factor de potencia.

**Figura 16**

*Potencia no activa obtenida de analizador de redes, en la red y medidor de frontera comercial*



*Nota.* La Figura relaciona las potencias no activas obtenidas del modelo IEEE 1459 con muestras del analizador de redes en la red y la obtenida por el medidor de la frontera del caso de estudio.

La potencia reactiva inductiva medida en el medidor de frontera es sensada oportunamente en sus apariciones (la dirección de potencia reactiva es la correcta), incluye la demanda de reactivos del transformador y no parece integrar efectos de distorsiones en su magnitud; adicionalmente, la rama de la red en horario de tarifación de potencia inductiva presenta principal participación de desbalance, luego distorsión y reactivos. La potencia reactiva capacitiva medida en la frontera comercial es menor a la sensada por baja tensión, se atribuye esto al consumo de reactivos del transformador. Se obtuvieron medidas cercanas a las esperadas. El comportamiento de la rama en períodos capacitivos presenta mayormente desbalance, luego reactivos y distorsión.

Es posible que la conexión a dos elementos conlleve a que el algoritmo del medidor sobreestime la potencia aparente y reduzca el factor de potencia, un hecho que podría ubicar al CIMI en instancias de ser penalizado cuando declare realizar control de tensión.

La medición de dos elementos no alteró significativamente la medida de potencia reactiva pese al desbalance alto en corriente. Desbalance y distorsión de tensión fueron bajas, no sobrepasaron límites normativos. La distorsión de la corriente tiene una participación importante en la rama de conexión del medidor, sin embargo, su algoritmo no la contempla.

### ***5.3.2 Red de distribución eléctrica***

Para la caracterización de la red eléctrica también se toma de referencia la Tabla 12 y la Figura 16, pues es un componente del sistema FV que hace parte de la rama de la red eléctrica.

La tensión de la red es la referencia del inversor para la gestión de potencia reactiva, de manera que la diferencia de potencial sea la pertinente para que el flujo de potencia sea en dirección del TGBT en horas de generación, y la medida configurada. De modo que tensiones muy elevadas en el barraje principal del TGBT podrían significar mayor consumo de potencia reactiva por el inversor FV para sostener un nivel de tensión un poco por encima y producir el flujo de corriente, Sin embargo, no se presentaron sobretensiones de larga duración que pudiesen dar relevante impacto de la red sobre las necesidades del inversor, como se registra en el Apéndice H, la máxima distorsión total de tensión THDv fue de 2,82% (no supera el 5% establecido por la NTC 5001) y el desbalance en tensión, que es la razón entre la componente de secuencia negativa y la positiva de las tensiones de línea, no es mayor al 2% establecido como límite máximo por la NTC 5001.

En cuanto a la potencia reactiva capacitiva, la red recibiría potencia reactiva del inversor en caso de subtensiones en el barraje principal del TGBT, pero es una situación que tampoco se presentó y no se presentará mientras las variaciones de tensión no sean mayores al 10%.

Definir si la red es generadora o sumidero de la distorsión de corriente no es posible por el modelo IEEE 1459 [31], pero del análisis de las cargas se identificó la gran presencia de cargas no lineales, que son las principales causantes de distorsión de corriente; por lo tanto, no se le atribuye una importante responsabilidad a la red de la distorsión de corriente. Además, la potencia armónica  $P_H$ , la cual sí denota dirección, se presentó en el orden de los kW en dirección del usuario en solo una ocasión, 1,24 kW registrado una mañana entresemana en la Tabla 10.

El desbalance en corriente superó en más de una ocasión el 20% recomendado por la NTC 5001 de 2008, pero se le atribuye al desbalance de carga de la instalación eléctrica, no al suministro.

#### **5.4 Ramas de la carga**

En la medición de ramas hacia las cargas (los edificios conectados a la subestación) no se pudo identificar el neutro para cada uno de los edificios, todos llegaban a un neutro compartido sin tener demarcación, contrario a lo que estipula RETIE. Ante la desviación presentada, se generó un informe del Apéndice J con el registro de la información de las tendencias que se pudo aprovechar, y se procedió a usar el analizador de redes Fluke 435 II para tomar la forma de onda de las señales de tensión y corriente para todas las derivaciones hacia las cargas.

Con las muestras obtenidas de las formas de onda, se usa el modelo IEEE 1459 para obtener parámetros de calidad de potencia (ver Tabla 13).

#### **Tabla 13**

*Parámetros de calidad de potencia, obtenidos para las cargas de subestación CIMI*

		Ramas TGBT										
		TDCO1	TDCO1A	TDCO2	TDCO2A	TDCO3	Bloque D	Almacen	Biblioteca	UPS	Edificio G	
Fundamental	Aparente	Se1 [VA]	2281,6	7708,3	5532,5	3804,5	144,01	7470,6	2457,7	6975,3	4078,5	1514,3
		Se1+ [VA]	1631,2	7495,1	4474,1	2704,7	72,408	6493,3	2174,2	4982,1	3600,8	1131,8
		SU1 [VA]	1595,3	1800,2	3254,3	2675,6	124,48	3694,2	1145,9	4881,9	1915,3	1006,2
	Activa	P1+ [W]	1329	5001,2	4472,5	2629,5	53,825	6454,1	2120,6	4957,5	3557,4	1089,5
	Reactiva	Q1+ [Var]	945,81	5582,6	-121,61	633,24	-48,433	-713,01	-479,66	493,89	-557,16	-306,45
No fundamental	Aparente	SeN [VA]	13957	7409	8008,2	8677,9	7873,4	22385	8446,7	17238	16960	8296,3
		SeH [VA]	287,43	158,63	143,79	183,13	135,75	458,14	173,75	334,87	375,68	145,08
	Activa	PH [W]	-0,419	2,5033	1,7315	4,9553	-0,97387	7,8433	2,5515	7,927	5,7264	0,6311
	Distorsión	DeI [Var]	13954	7405,5	8006,3	8675,6	7872,2	22380	8444,7	17234	16956	8295
		DeV [Var]	46,998	165,11	99,36	80,307	2,4833	152,93	50,566	135,54	90,325	26,486
		DeH [Var]	287,43	158,61	143,79	183,06	135,75	458,08	173,73	334,77	375,63	145,08
Combinado	Aparente	Se [VA]	14142	10692	9733,4	9475,2	7874,4	23599	8797	18595	17443	8433,4
	Activa	P [W]	1331,2	4999,9	4466,1	2,642	52,811	6460	2125,2	4951,3	3566,1	1093,8
	No activa	N [Var]	14080	9450,5	8648,3	9099,4	7874,5	22697	8536,4	17924	17075	8362,2
THDv		THD Va [%]	1,97	1,984	1,6821	2,0103	1,7551	1,8308	1,909	1,7484	2,0615	1,6682
		Va rms [V]	131,08	131,03	130,93	132,62	129,46	129,8	131,18	130,37	130,94	130,34
		THD Vb [%]	2,0299	2,0474	1,7349	2,1346	1,6455	1,9447	2,0108	1,9219	2,0121	1,7752
		Vb rms [V]	130,27	130,26	130,17	131,93	128,63	130,01	131,41	130,84	130,22	129,53
		THD Vc [%]	2,075	2,0808	1,5579	2,0196	1,5622	1,857	2,0627	1,8	2,0251	1,6
		Vc rms [V]	130,91	130,87	130,69	132,51	129,24	129,27	130,83	130,11	130,56	130,13
THDi		THD In [%]	1415,4	520,42	336,51	6390,6	5664,1	675,83	946,64	858,04	7430,8	3169,8
		In rms [A]	47,755	24,37	26,374	29,342	26,968	71,578	26,918	56,182	53,91	27,266
		THD Ia [%]	309,4	71,607	195,1	114,9	5086,1	366,54	175,33	88,98	226,82	211,85
		Ia rms [A]	20,76	19,633	15,421	17,626	19,667	28,57	12,028	31,567	26,556	11,366
		THD Ib [%]	1534,4	25,956	50,651	1658,5	3781,2	295	240,9	10226	256,12	3858,2
		Ib rms [A]	5,237	24,33	19,855	3,7567	3,4003	64,745	6,9986	46,116	15,254	4,9845
		THD Ic [%]	474,6	100,1	138,8	164,15	6108	88,13	278,47	62,737	327,95	480,74
	Ic rms [A]	34,058	25,659	22,869	22,854	10,693	30,045	24,116	22,238	45,869	22,479	
Desequilibrio tensión		secVLI+ [V]	226,43	226,37	226,17	229,19	223,59	224,59	227,09	225,89	226,11	225,14
		secVLI- [V]	0,83492	0,78461	0,8	0,74	0,87252	0,78273	0,6604	0,75112	0,735	0,8557
		secVLI0 [V]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desbalance corriente		secI1+ [A]	4,1593	19,116	11,421	6,8132	0,18697	16,7	5,5275	12,734	9,1906	2,9024
		secI1- [A]	3,3929	3,4176	6,6277	6,7328	0,0509	6,4319	2,22	11,709	4,8634	2,5157
		secI10 [A]	1,1219	1,5327	2,5042	0,1503	0,1587	3,4924	0,94262	2,1679	0,24181	0,28658

Nota. Esta tabla reúne las potencias del modelo IEEE 1459 y datos de distorsión de corriente y desbalance.

La distorsión de la señal de tensión no se contempla ya que se ha verificado que la distorsión cumple satisfactoriamente los límites establecidos por la norma IEEE 519, hasta 5% la THDv total. La misma señal de tensión fue la sensada para las cargas y en la red. Y, además, la componente no fundamental de distorsión de tensión se mantiene como el valor más bajo de distorsión.

De la Tabla 13 se identifica la naturaleza de la carga y se corrobora comportamiento capacitivo de la carga en horarios de poca operación de la carga.

El edificio D está destinado para las labores administrativas del CIMI y en sus cargas predominan computadores, iluminación led, impresoras, aires acondicionados, televisores. En baja operatividad de los equipos disponibles se presenta que este edificio se comporta como una carga

capacitiva. En alta operatividad de los equipos se tiene un factor de potencia muy cercano a uno y con bajos aportes de potencia reactiva. Semejante ocurre en el almacén general.

La única carga del ambiente TD CO2A es un aire acondicionado, esto indica que el equipo de este ambiente tiende a tener un comportamiento inductivo. Lo anterior, se comprueba en las tendencias arrojadas por el Fluke 435 II. Igual ocurre en biblioteca, tienden a consumir potencia reactiva en vez de suministrarla.

La UPS según el modelo IEEE 1459 tiende a inyectar potencia reactiva al sistema, y así se corroboró en las tendencias.

En los ambientes de soldadura se presenta un comportamiento muy similar cuando se encuentran en operación los equipos de los ambientes, es como señala el modelo IEEE 1459, demanda de potencia reactiva para su operación lo que requieren los equipos instalados allí. Los equipos son de soldadura de arco, compresores y extractores.

Por último, hubo un edificio que se censó cuando únicamente tenían en funcionamiento la iluminación. Este fue el circuito del edificio G, donde se refleja un comportamiento capacitivo tanto por el modelo IEEE 1459 calculado en Matlab, como en las tendencias del Fluke 435 II.

En cuanto a distorsión es apreciable el alto valor de la componente de distorsión DeI, de modo que se tratan de cargas no lineales la mayoría de las cargas analizadas antes. El desbalance también es un factor notorio al ver SU1 en la Tabla 13.

#### **5.4.1 Carga**

La carga es conformada en gran parte por cargas no lineales que reflejan alta distorsión en el sistema, constituyendo la distorsión como el fenómeno de ineficiencia con mayor relevancia o participación en las cargas (Tabla 14). Son causa de la distorsión los equipos de ofimática, iluminación fluorescente (CFL) y LED, equipos de soldadura, aires acondicionados y UPS.

Distorsión armónica de corriente es principalmente lo que ocasionan estas cargas, al comparar DeI con DeV en la Tabla 13, la distorsión de tensión en las cargas es insignificante. A demás, al revisar la dirección de PH se deduce que la distorsión la generan la mayoría de la carga. Es posible que haga parte de la distorsión que consumen otras cargas, y se generen daños.

**Tabla 14**

*Relevancia de fenómenos de ineficiencia en la carga*

Fenómenos		Ramas TGBT										Prom total
		TDCO1	TDCO1A	TDCO2	TDCO2A	TDCO3	Bloque D	Almacen	Biblioteca	UPS	Edificio G	
Distorsión	SeN/Se1	6,117	0,961	1,447	2,281	54,673	2,996	3,437	2,471	4,158	5,479	8,402
Desbalance	SU1/Se1+	0,978	0,240	0,727	0,989	1,719	0,569	0,527	0,980	0,532	0,889	0,815
Reactivos	Q1+/P1+	0,712	1,116	-0,027	0,241	-0,900	-0,110	-0,226	0,100	-0,157	-0,281	0,387

Mayor relevancia
Mediana relevancia
Menor relevancia

*Nota.* Esta tabla ordena los fenómenos de ineficiencia según su relevancia en los circuitos del TGBT que conforman la carga del sistema FV.

Mientras las cargas se encuentran en mayor operación, durante los horarios de trabajo, en total, la carga consume potencia reactiva de la red. Con una participación aproximada de 90% en el consumo de potencia reactiva, mayor que la de los inversores (Figura 16), la carga conforma el principal actor causante de consumo de potencia reactiva.

Durante las noches y en horarios de baja demanda energética de la carga, aunque existen cargas que consumen potencia reactiva, predomina un comportamiento capacitivo de la carga. Con una participación aproximada de 65% en la potencia reactiva inyectada a la red (Figura 16), la carga también resulta ser la causa con mayor relevancia en los registros de medidor de frontera.

El desbalance de la carga es el segundo problema que predomina y confirma que es este el que se reflejó en las medidas del analizador de redes en la rama de la red. El desbalance primordial

es el de corriente, a su lado, el desequilibrio de tensión no tiene un aporte importante, como se revisó en apartado anteriores.

Cabe señalar que la distorsión y desbalance, pese a ser actores fundamentales en la ineficiencia del sistema y reducción del factor de potencia total según el modelo IEEE 1459, no están siendo considerados en el censo de transporte de potencia reactiva del medidor tarifario.

Teniendo el censo de cargas el edificio D está destinado para las labores administrativas del CIMI y en sus cargas predominan computadores, iluminación led, impresoras, aires acondicionados, televisores. En baja operatividad de los equipos disponibles se presenta que este edificio se comporta como una carga capacitiva, tal como lo muestra la Figura 2 del Apéndice J. En alta operatividad de los equipos se tiene un factor de potencia muy cercano a uno y con bajos aportes de potencia reactiva (ver Tabla 14).

Según el censo de cargas, la única carga del aula TD CO2A es un aire acondicionado, esto indica que el equipo de este ambiente tiende a tener un comportamiento inductivo en funcionamiento. Igual ocurre en biblioteca, según el censo existen aires que estaban encendidos en el momento de tomar el registro, de modo que estos según la Tabla 14 tienden a consumir potencia reactiva en vez de suministrarla.

La UPS tiende a inyectar potencia reactiva al sistema según la Tabla 14 y así se comprobó en las tendencias registradas en el Apéndice J.

Por último, hubo un edificio que según el censo de cargas únicamente tenía en funcionamiento la iluminación. Este fue el circuito del edificio G, donde se refleja un comportamiento capacitivo según la Tabla 14.

## 6. Presentación de resultados

El capítulo sexto de este documento se dedica a calificar la incidencia de las causas del problema y establecer el modelo de Pareto, cumpliendo la fase de jerarquización. Para finalizar se resume un diagnóstico eléctrico de la instalación de interés, donde se presentan los resultados de la aplicación de la metodología propuesta en este proyecto de grado y se generan algunas recomendaciones.

### 6.1 Super Decisions

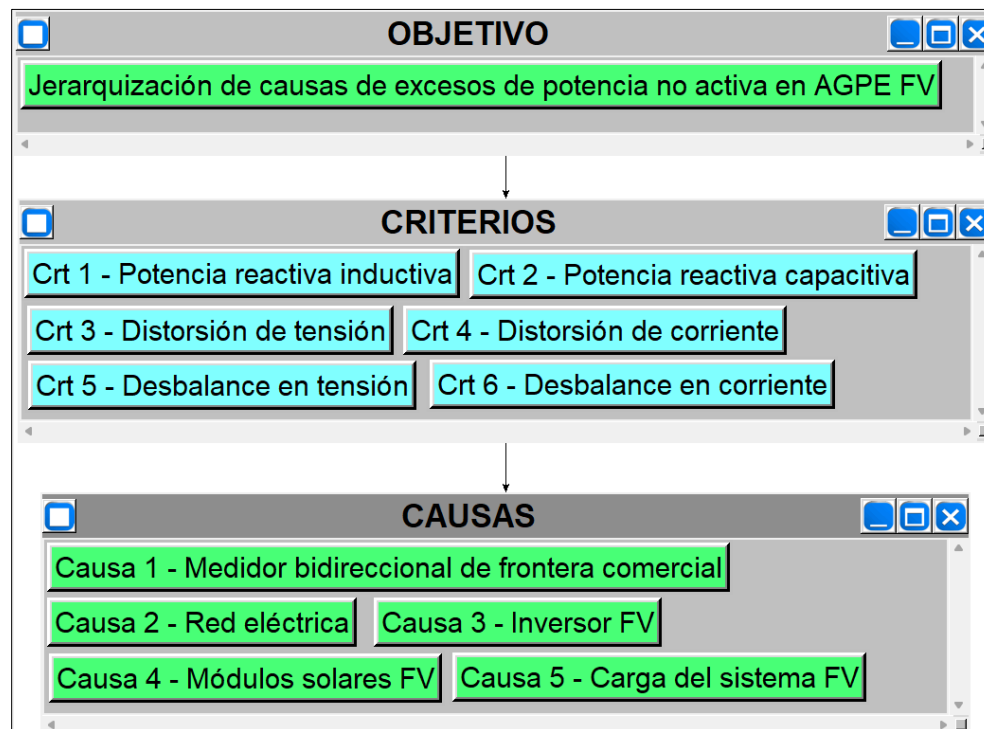
Super Decisions es un programa de toma de decisiones basado en la teoría de la decisión multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés) que ayuda a las personas a tomar decisiones informadas y bien fundamentadas en situaciones donde hay múltiples criterios a considerar. Super Decisions permite modelar y analizar decisiones complejas mediante la creación de una estructura jerárquica de criterios, subcriterios y alternativas. La herramienta utiliza técnicas matemáticas para calcular y comparar los valores de los criterios y subcriterios, lo que ayuda a los usuarios a tomar decisiones más informadas y objetivas.

Super Decisions se puede utilizar en una amplia gama de situaciones de toma de decisiones, incluyendo negocios, ingeniería, gestión de proyectos, gestión ambiental, políticas públicas, entre otras. La herramienta es especialmente útil en situaciones donde se deben considerar múltiples factores y se debe tomar una decisión basada en el análisis de datos y la evaluación de alternativas, tal como busca la presente tesis cuando se plantea establecer un orden jerárquico de las causas y criterios de la Tabla 11.

En consecuencia, se genera el modelo de la Figura 17 en Super Decisions.

#### **Figura 17**

*Modelo generado en Super Decisions*



*Nota.* En Super Decisions se definen las alternativas a evaluar y los criterios que se tienen en cuenta para esta evaluación.

## 6.2 Evaluación y jerarquización de causas

La evaluación de causas corresponde a calificar las causas. Para ello se tiene en cuenta la caracterización realizada en el Capítulo 5, donde se relacionaron las causas de potencia no activa del caso de estudio. Por consiguiente, en Super Decisions se obtienen las siguientes ponderaciones (ver Tabla 15) y se ejecutan en Super Decisions (ver Apéndices L y M).

### Tabla 15

*Ponderaciones obtenidas para ejecutar en Super Decisions*

Tabla de ponderaciones								
9	7	5	3	1	3	5	7	9
Elemento A es muy fuertemente más importante que el elemento B	Elemento A es fuertemente más importante que el elemento B	Elemento A es más importante que el elemento B	Elemento A es ligeramente más importante que el elemento B	Elemento A y B tienen la misma importancia	Elemento B es ligeramente más importante que el elemento A	Elemento B es más importante que el elemento A	Elemento B es fuertemente más importante que el elemento A	Elemento B es muy fuertemente más importante que el elemento A

Ponderaciones asignadas a los criterios de evaluación		
Elemento A	Ponderación	Elemento B
Potencia reactiva inductiva	7	Potencia reactiva capacitiva
Potencia reactiva inductiva	9	Distorsión de tensión
Potencia reactiva inductiva	3	Distorsión de corriente
Potencia reactiva inductiva	9	Desbalance en tensión
Potencia reactiva inductiva	3	Desbalance en corriente
Potencia reactiva capacitiva	9	Distorsión de tensión
Potencia reactiva capacitiva	3	Distorsión de corriente
Potencia reactiva capacitiva	9	Desbalance en tensión
Potencia reactiva capacitiva	3	Desbalance en corriente
Distorsión de tensión	9	Distorsión de corriente
Distorsión de tensión	3	Desbalance en tensión
Distorsión de tensión	9	Desbalance en corriente
Distorsión de corriente	9	Desbalance en tensión
Distorsión de corriente	3	Desbalance en corriente
Desbalance en tensión	9	Desbalance en corriente

Ponderaciones asignadas a las causas para el criterio potencia reactiva inductiva		
Elemento A	Ponderación	Elemento B
Medidor bidireccional	5	Red eléctrica
Medidor bidireccional	3	Inversor FV
Medidor bidireccional	5	Módulos solares FV
Medidor bidireccional	9	Carga del sistema FV
Red eléctrica	3	Inversor FV
Red eléctrica	5	Módulos solares FV
Red eléctrica	9	Carga del sistema FV
Inversor FV	3	Módulos solares FV
Inversor FV	7	Carga del sistema FV
Módulos solares FV	5	Carga del sistema FV

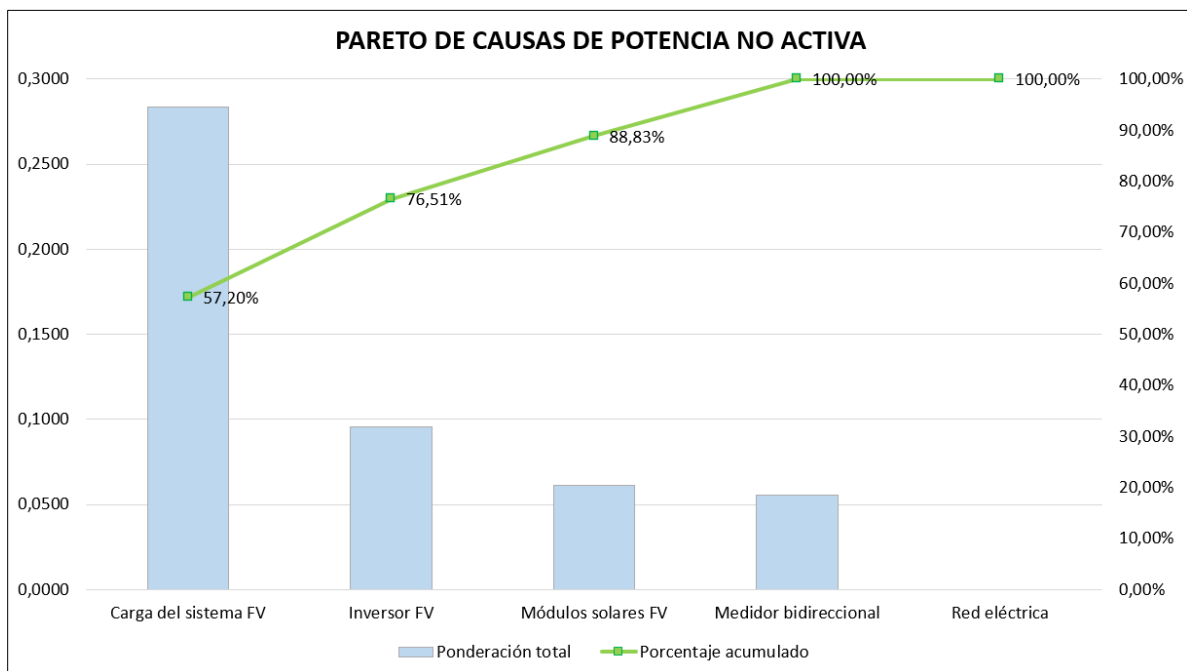
Ponderaciones asignadas a las causas para el criterio potencia reactiva capacitiva		
Elemento A	Ponderación	Elemento B
Medidor bidireccional	3	Red eléctrica
Medidor bidireccional	5	Inversor FV
Medidor bidireccional	3	Módulos solares FV
Medidor bidireccional	9	Carga del sistema FV
Red eléctrica	5	Inversor FV
Red eléctrica	1	Módulos solares FV
Red eléctrica	9	Carga del sistema FV
Inversor FV	9	Módulos solares FV
Inversor FV	3	Carga del sistema FV
Módulos solares FV	9	Carga del sistema FV

Nota. Ponderaciones asignadas en la interrelación de los criterios y causas.

Para una mejor visualización de los resultados de Super Decisions, estos se representan en el diagrama de Pareto de la Figura 18.

**Figura 18**

*Jerarquización de causas de potencia no activa en diagrama de Pareto*



*Nota.* Por medio de diagrama de Pareto se muestran las causas de potencia no activa en el sistema FV del caso de estudio en orden de contribución al problema de la potencia no activa.

### 6.3 Diagnóstico eléctrico

El diagnóstico eléctrico de sistema FV del CIMI se muestra en Tabla 16.

**Tabla 16**

*Relevancia de fenómenos de ineficiencia en la carga*

<i>Usuario:</i> Sede CIMI del SENA	<i>Tipo:</i> Autogenerador a Pequeña Escala con sistema solar fotovoltaico
<i>Ubicación:</i> Girón, Santander	<i>Nivel de tensión y sistema:</i> Subestación 34,5 kV/208 kV de 1 MVA con arreglo solar de 90 kWp conectado en baja
<i>Problema:</i> Potencia no activa que hace menos eficiente la instalación y ocasiona cobros económicos adicionales al consumo de potencia activa por parte del operador de red (principalmente inyección de potencia reactiva capacitiva a la red).	
<i>Causas posibles:</i> Dentro de los componentes de la instalación del CIMI, incluyen: el medidor bidireccional de frontera comercial, la red eléctrica, el inversor, los módulos fotovoltaicos y las cargas.	
<i>Aplicación de metodología propuesta:</i>	
<i>Medición:</i> Se realiza medición multipunto de parámetros eléctricos con tres analizadores de redes clase A. Un punto de medición en salida de baja del transformador, un punto en la llegada de la derivación de la generación solar FV al TGBT y un punto dinámico que recogió medidas de distintos circuitos que componen la carga del sistema.	
<i>Aspectos analizados:</i> Los aspectos usados como criterios de análisis de las posibles causas fueron: la potencia reactiva inductiva, potencia reactiva capacitiva, distorsión de tensión, distorsión de corriente, desbalance en tensión y desbalance en corriente.	
<i>Técnica de evaluación para establecer diagnóstico:</i> El método de ponderación para evaluación de alternativas AHP (Analytic Hierarchy Process), implementado en el software Super Decisions en base a la previa caracterización de las posibles causas.	
<i>Resultados:</i> El análisis y evaluación de las causas arrojó que la causa principal del problema es la carga del sistema, seguido por el inversor, los módulos solares FV y el medidor bidireccional. La red eléctrica no aporta al problema. Además el trámite de control de tensión es una posibilidad viable para que el CIMI sea exonerado del cobro por transporte de potencia reactiva.	
<i>Recomendaciones:</i>	
Carga: Es recomendable realizar gestión de desconexión de las cargas capacitivas en los períodos de bajo uso de la carga. También se recomienda priorizar balance de cargas en los ambientes de soldadura y coordinación académica.	
Inversor: Se recomienda evaluar el ajuste de su factor de potencia desde su configuración y gestionar su desconexión cuando no está en funcionamiento (en los períodos nocturnos).	
Módulos solares FV: Es un aspecto únicamente a reconocer y por lo cual se recomienda realizar gestión en las demás causas priorizadas para mitigar la penalización. Por suministrar parte de la potencia activa requerida por la carga, reduce el margen de consumo de reactivos de la red.	
Medidor bidireccional: No impacta significativamente el problema. Pero sería más conveniente una medición a tres elementos para lograr mayor precisión en la medición en la frontera comercial. Si se configura el sistema para inyectar excedentes a la red, se sugiere hacer seguimiento a que se registre el sentido correcto de la potencia reactiva.	
Red eléctrica: Se obtuvo que esta permanece dentro de los estándares, esto debido a la inercia de la red eléctrica. No aporta al problema de la potencia no activa medida.	

---

Realizar trámite de control de tensión, soportado en la declaración de conformidad del fabricante [ver Apéndice O].

---

## 7. Conclusiones

Se identificó el comportamiento de la carga, los equipos asociados y se logró clasificar por horarios. La carga del edificio de soldadura se comporta como inductiva siempre que encuentra en operación; las cargas del edificio de coordinación y el almacén general (ofimática y aire acondicionado) se comportan en conjunto como carga capacitiva en los períodos de bajo consumo y como carga inductiva en períodos de alto consumo; en las cargas de la biblioteca y salón de conferencias se tienen únicamente aires acondicionados funcionando, estos presentan un comportamiento inductivo cuando están en funcionamiento.

El inversor fotovoltaico Fronius cuenta con gran cantidad de condensadores para su funcionamiento, estos en períodos de bajo uso de la carga están inyectando potencia reactiva a la red. Esto se observó por el comportamiento arrojado en el aplicativo de visualización del analizador de redes en la rama de generación solar FV y se comprobó mediante el modelo IEEE 1459 aplicado a muestras de las formas de onda de tensión y corriente tomadas en diferentes horarios en la semana de medición. A demás, se comprobó que los inversores quedan conectados de noche por configuración, algo que se debe ajustar.

Los módulos solares por su naturaleza de suministrar gran parte de la potencia activa requerida por la carga en períodos de alta irradiancia causan disminución del factor de potencia que mide el operador de red en la frontera comercial.

Se comprobó que el medidor bidireccional de la frontera comercial, pese a medir a dos elementos, con la característica de cero inyecciones de excedentes del sistema solar no presenta recargos sobre la potencia no activa por efectos de distorsión o desbalance, ya que únicamente mide en la componente fundamental del sistema (60 Hz).

Los problemas de desbalances y altas distorsiones en el sistema del caso de estudio, se vio reflejado en altas temperaturas en ciertas fases. Esta situación implica riesgos para la operación y seguridad del sistema.

En el sistema son relevantes los problemas de calidad de potencia de distorsión y desbalance. Si bien no impactan significativamente la medición de potencia reactiva del usuario, están desgastando tanto equipos finales como componentes de la instalación.

Se sugiere que en materia de la calidad de la potencia el principal foco de atención debe ser la compensación individualizada de las cargas, ya que estas son las que por sus componentes internos (inductancia, capacitores y electrónica de potencia) alejan los sistemas eléctricos del comportamiento ideal con el que se dimensionan inicialmente.

Es posible que el Sena CIMI realice el trámite de control de tensión que establece la Resolución CREG 015 de 2018, ya que sus inversores cuentan con la función de control automático de tensión de conformidad con la norma UL1741, garantizando que los niveles de tensión en el PCC se mantengan en el rango de 0,9 p.u. a 1,1 p.u. Con este trámite de control de tensión el CIMI puede ser exonerado del cobro de potencia reactiva.

### Referencias Bibliográficas

1. Ordóñez G, Duarte C, Barrero J, González G, Bautista A. Medición de las magnitudes de potencia y energía eléctrica bajo las nuevas condiciones de los sistemas eléctricos. UIS Ingenierías. 2009 junio: p. 9-19.
2. Contenido A. Armónicos: Compensación de potencia no activa en sistemas de distribución. Memoria de Maestría. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia; 2005.
3. REN21. Renewables 2022. Global Status Report. París: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century Secretariat; 2022.
4. UPME. Plan Energético Nacional de Colombia: Ideario Energético 2050. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética; 2015.
5. SSPD. Evaluación integral de prestadores Electrificadora de Santander SA ESP. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; 2020.
6. IEB. Incorporación de generación solar fotovoltaica al sistema interconectado nacional. Bogotá: Ingeniería Especializada; 2017.
7. IDEAM. Irradiación Global Horizontal Medio Diario Anual. Bogotá: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales; 2014.
8. UPME. Resolución 281 de 2015. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética; 2015.
9. UPME. Plan de Expansión de Referencia. Generación - Transmisión. 2020 - 2034. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energético; 2020.

10. Mantilla MA. Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados. Ph.D. dissertation. Universidad Industrial de Santander; 2016.
11. Nami A. Power Electronics for Future Power Grids: Drivers and Challenges. 20th European Conference on Power Electronics and Applications. 2018: p. 1-2.
12. CREG. Concepto 432 de 2022. PQR. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas; 2022.
13. CREG. Resolución CREG 015 de 2018. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas; 2018.
14. CREG. Resolución CREG 195 de 2020. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía Gas; 2020.
15. SSPD. Radicado 20212206394621. Solicitud de Concepto. Comportamiento OR. AGPE. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; 2021.
16. CREG. Concepto 355 de 2022. PQR. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas; 2022.
17. INCONTEC. Norma Técnica Colombiana 5001: Calidad de potencia eléctrica. Instituto Colombiano de Normas Técnicas Std.; 2008.
18. IEEE. Practice for monitoring electric power quality. IEEE Std 1159; 2019.
19. Bollen J, Gu IY. Analysis of power disturbances from monitoring multiple levels and locations in a power system. Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power. 2010: p. 1-7.

20. Vera J, Santamaría F, Jaramillo A. Análisis de calidad de potencia en un sistema industrial a partir de mediciones multipunto. Ingenierías Universidad de Medellín. 2018 junio: p. 179-192.
21. Granados M, Rosales R. Caracterización de la carga eléctrica residencial ubicada en el sector la Feria - Piedecuesta. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander; 2015.
22. Neo Messtechnik. Oferta de monitorización de calidad de potencia respaldada por EN50160 e IEC62446-2. [Online].; 2022. Available from: HYPERLINK <https://www.neo-messtechnik.com/en/applications#PQM>.
23. ITECSA. Oferta solución de estudio de calidad de energía respaldada por 19 años de experiencia y certificado ISO 9001:2015. [Online].; 2022. Available from: HYPERLINK "https://www.itecsa.net/estudio-calidad-energia" <https://www.itecsa.net/estudio-calidad-energia>.
24. Enel X. Webinar: Optimiza los costos de tu empresa, controla tu energía reactiva inductiva y capacitiva. In Customer Insights e-Industries; 2021.
25. IEC. Methods for measurement and interpretation of results for power quality parameters in a.c. power supply systems. IEC 61000-4-30:2015; 2015.
26. NTC-IEC. Compatibilidad electromagnética parte 4-7: Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos, así como aparatos de medida, aplicable a redes de suministro y aparatos conectados a éstas. NTC-IEC-61000-4-7; 2013.
27. Hernández F, García J, Barbosa J. Caracterización de la potencia consumida por cargas residenciales basadas en fuentes conmutadas ante variaciones en la amplitud y distorsión de

- la señal de tensión de alimentación. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander; 2017.
28. Gutiérrez Martínez DF, Vargas Daza J. Estudio de la calidad de la energía eléctrica en el Laboratorio AT205 (URE y ER). Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander; 2020.
  29. IEEE. Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Std 519; 2014.
  30. UNE-EN. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. UNE-EN 50160/2011; 2011.
  31. IEEE. It standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced or unbalanced conditions. IEEE Std 1459; 2010.
  32. Proaño X, Potes P, Jiménez D, Pesántez G. Evaluación de eficiencia energética del sistema eléctrico para mejorar indicadores de desempeño IDEn de caso de estudio. Revista Técnica de Energía. 2022.
  33. CREG. Proyecto de Resolución No. 701027. 2022 diciembre.
  34. CREG. Resolución CREG 174 de 2021. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas; 2021.
  35. Rojas H, Rivas E, Jaramillo A. Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos. Revista SciELO. Ing. Vol.19 (2). 2014.

## Apéndices

### Apéndice A. Formulario para caso sinusoidal y caso no sinusoidal (modelo IEEE 1459)

#### A1. Caso sinusoidal

Es el caso en que se consideran sinusoidales corrientes y voltajes con únicamente presencia de la frecuencia fundamental. La forma de medición de potencia eléctrica que se expone en el presente inciso es la considerada como más apropiada en base a la revisión del estado del arte [1, 2].

En cuanto a la potencia no activa, se cuantifica aquella potencia debida al efecto de campos magnéticos o campos eléctricos en los equipos, es decir corresponde a la potencia reactiva y se define por fase como:

$$Q = \sqrt{S^2 + P^2} \quad (\text{A.1})$$

ó

$$Q = V_{RMS} I_{RMS} \sin(\theta) \quad (\text{A.2})$$

Donde

$$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n \quad (\text{A.3})$$

$$S = V_{RMS} I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2} \quad (\text{A.4})$$

Siendo  $N$  el número total de muestras tomadas en un intervalo de tiempo múltiplo entero del período, y el subíndice  $n$  el instante correspondiente a cada una de las muestras de tensión y corriente.  $V_{RMS}$  e  $I_{RMS}$  son magnitudes eficaces de tensión y corriente, respectivamente.

Es válido decir que la potencia no activa trifásica se obtiene sumando las potencias de cada una de las fases. De la misma manera, se pueden hallar la potencia activa trifásica y la potencia aparente trifásica. Es importante recordar, que lo anterior solo aplica para sistemas trifásicos con tensiones equilibradas, corrientes balanceadas y sin distorsión de la forma sinusoidal de las ondas.

La energía reactiva se puede hallar multiplicando (1) por el tiempo en que se hace la medición.

El factor de potencia mide la eficiencia del sistema para transportar potencia activa. Se determina de la siguiente forma:

$$FP = \frac{P}{S} \quad (\text{A.5})$$

## A2. Caso no sinusoidal (Modelo IEEE 1459)

El modelo IEEE 1459 permite obtener un sistema trifásico equivalente equilibrado en tensiones, balanceado en corrientes y con las mismas pérdidas del sistema trifásico real.

Para un sistema trifásico de cuatro hilos, como el del caso de estudio de este proyecto de grado, la aplicación del modelo en cuestión requiere obtener los valores de tensión y corriente equivalentes. Estos últimos se pueden obtener mediante:

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{18} [3(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2]} \quad (\text{A.6})$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (\text{A.7})$$

Donde  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  representan los valores eficaces de las corrientes de línea e  $I_n$  la corriente por el neutro;  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ , los valores eficaces de las tensiones de cada una de las fases; y  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$ , las tensiones de línea entre las fases.

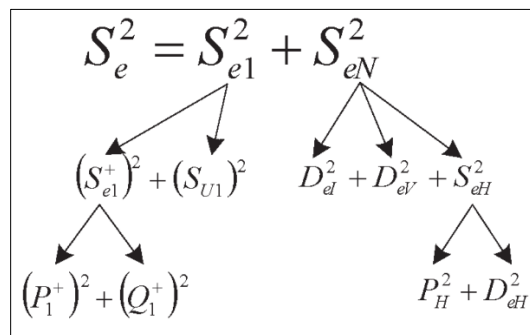
Con lo anterior, es posible definir la potencia aparente efectiva como:

$$S_e = 3V_e I_e \tag{A.8}$$

A su vez, esta potencia se puede desagregar en potencias que caracterizan el sistema tal como muestra la Figura A.1.

**Figura A.1**

*Desagregación de potencia aparente efectiva según el estándar IEEE-1459*



*Nota.* La figura muestra que el cuadrado de cada una de las potencias equivale a la suma de los cuadrados de otras potencias que representan una característica del sistema trifásico real. Tomado de [1].

Las potencias enunciadas sirven como indicadores de características del sistema trifásico, la denominación de cada una de estas potencias y otros indicadores asociados a estas potencias que se calculan, se organizan en la Tabla A.1.

**Tabla A.1**

*Cantidades de potencia para un sistema trifásico con formas de onda no sinusoidales*

Cantidad o indicador	Combinado	Fundamental		No fundamental		
		$S_{e1}$	$S_1^+$	$S_{IU}$	$S_{eN}$	$S_{eH}$
Aparente	$S_e$ (VA)	$S_{e1}$	$S_1^+$ (VA)	$S_{IU}$	$S_{eN}$	$S_{eH}$ (VA)
Activa	P (W)		$P_1^+$ (W)			$P_H$ (W)
No Activa	N (var)		$Q_1^+$ (var)		$D_{e1}$	$D_{eV}$ $D_{eH}$ (var)
Utilización de la línea	$P_F = P/S_e$		$P_{F1} = P_1^+/S_1^+$			-
Polución armónica	-		-			$S_{eN}/S_{e1}$
No balance de la carga	-		$S_{IU}/S_1^+$			-

*Nota.* Esta tabla reúne las denominaciones para todas las potencias que se pueden calcular de acuerdo con el modelo IEEE 1459, así como factores que representan fenómenos que logran describir el sistema trifásico. Tomado de [1].

La formulación específica para cada una de las potencias se puede revisar en la función “Modelo\_ IEEE\_ 1459\_ 4Hilos” del código en Matlab que se encuentra en el Apéndice K.

**B. Fichas técnicas de equipos que conforman el sistema fotovoltaico del CIMI (caso de estudio)**

**B1. Ficha técnica de módulos fotovoltaicos**

www.jinkosolar.com



**Tiger Pro 60HC**  
**440-460 Watt**  
 MONO-FACIAL MODULE

**P-Type**

Positive power tolerance of 0~+3%

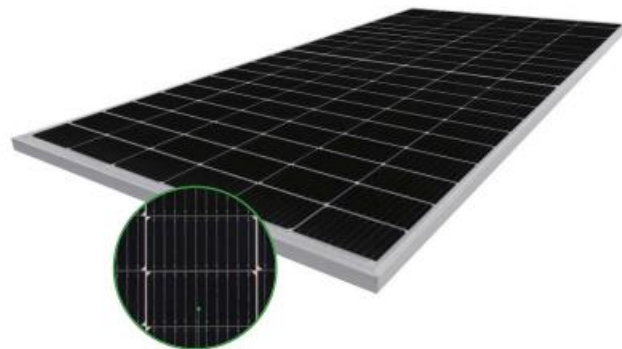
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

**Key Features**



**Multi Busbar Technology**

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



**Durability Against Extreme Environmental Conditions**

High salt mist and ammonia resistance.



**Reduced Hot Spot Loss**

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



**Enhanced Mechanical Load**

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

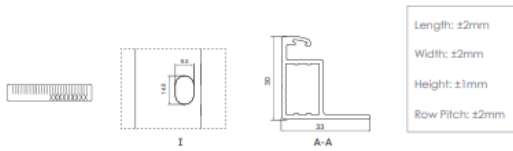


**PID Resistance**

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



POSITIVE QUALITY™  
 Continued Quality Improvement



### Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 840pcs/ 40'HQ Container

### Mechanical Characteristics

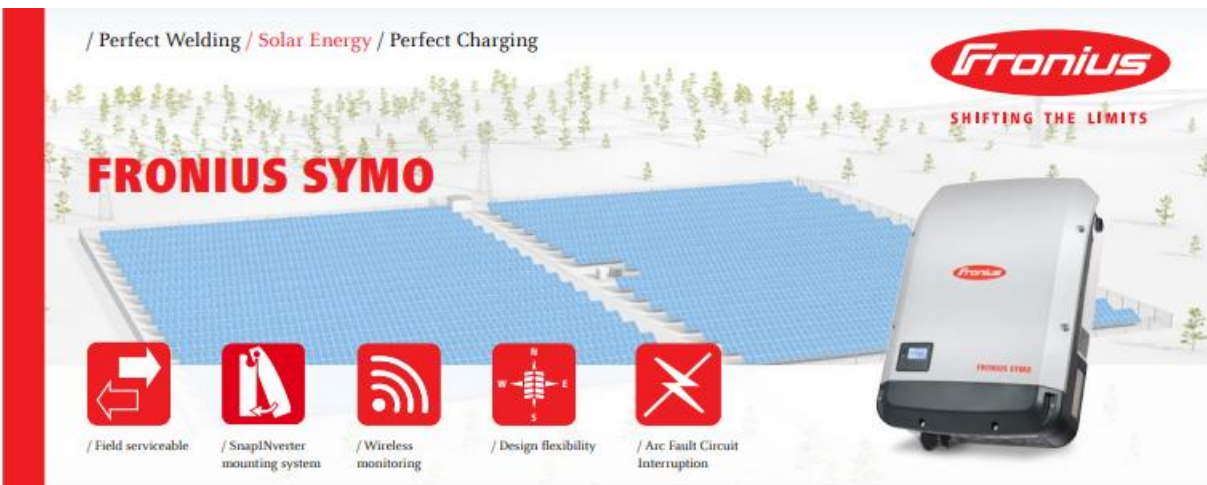
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM440M-60HL4		JKM445M-60HL4		JKM450M-60HL4		JKM455M-60HL4		JKM460M-60HL4	
	JKM440M-60HL4-V	JKM445M-60HL4-V	JKM445M-60HL4-V	JKM445M-60HL4-V	JKM450M-60HL4-V	JKM450M-60HL4-V	JKM455M-60HL4-V	JKM455M-60HL4-V	JKM460M-60HL4-V	JKM460M-60HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V	34.06V	31.91V	34.20V	32.07V
Maximum Power Current (Imp)	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A	13.36A	10.61A	13.45A	10.67A
Open-circuit Voltage (Voc)	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V	41.33V	39.01V	41.48V	39.15V
Short-circuit Current (Isc)	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A	14.01A	11.32A
Module Efficiency STC (%)	20.39%		20.62%		20.85%		21.08%		21.32%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

**B2. Ficha técnica de inversor de conexión a la red**



Boasting power categories from 10 to 24 kW, the transformerless Fronius Symo is the ideal compact three-phase inverter for commercial applications. Its dual maximum power point tracking, high maximum system voltage, wide input voltage range and unrestricted use indoors and out, ensures maximum flexibility in PV system design. As a member of the new SnapINverter family, the Fronius Symo features the SnapINverter mounting system, allowing for secure and convenient installation and field servicing.

Industry-leading features now come standard with the Fronius Symo, including: arc fault protection, integrated wireless monitoring, and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web. This makes the Fronius Symo one of the most communicative, efficient and streamlined inverters on the market.

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO, ALL SIZES**

GENERAL DATA		STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS	
Dimensions (width x height x depth)		20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 22.6 cm	
Degree of protection		NEMA 4X	
Night time consumption		< 1 W	
Inverter topology		Transformerless	
Cooling		Variable speed fan	
Installation		Indoor and outdoor installation	
Ambient operating temperature range		-40 F to 140 F (-40 to 60 C)	
Permitted humidity		0 - 100 % (non-condensing)	
DC connection terminals		6 x DC+ and 6 x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)	
AC connection terminals		Screw terminals 14.6 AWG	
Certificates and compliance with standards (Except Symo 15.0 208 V)		UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA T11 M-07 Issue 1 -2013	
Certificates and compliance with standards (Symo 15.0 208 V)		UL 1741-2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA T11 M-07 Issue 1 -2013	
PROTECTIVE DEVICES		STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS	
AFCI & 2014 NEC Compliant		Yes	
DC disconnect		Yes	
DC reverse polarity protection		Yes	
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter		Yes	

**TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)**

GENERAL DATA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Weight	91.9 lbs. / 41.7 kg		76.7 lbs. / 34.8 kg		78.3 lbs. / 35.5 kg
<b>INPUT DATA</b>					
Max. permitted PV power	15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A		50.0 A		50.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A		50.0 A		50.0 A
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)	37.5 A / 24.8 A		75.0 A		75.0 A
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>	None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+
MPP voltage range	300 - 500 V		300 - 800 V		325 - 850 V
Operating voltage range	200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V
Max. input voltage	600 V		1,000 V		
Nominal input voltage	208 V	350 V	350 V	N/A	325 V
	240 V	370 V	370 V	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	675 V	685 V
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT	2				1
<b>OUTPUT DATA</b>					
Max. output power	208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
	240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA
Max. output fault current / Duration	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms
Max. continuous output current	208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A
	240 V	24.0 A	28.9 A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	208 V	35 A	45 A	N/A	N/A
	240 V	30 A	40 A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	15 A	20 A
Max. efficiency	97.0 %		97.0 %	98.1 %	98.1 %
CEC efficiency	208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
	240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %
Admissible conductor size AC	AWG 14 - AWG 6				
Grid connection	208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V
Frequency			60 Hz		
Total harmonic distortion			< 1.75 %		< 3.5 %
Power factor			0 - 1 ind./cap.		

\*\*+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

**B3. Ficha técnica de medidor bidireccional de frontera comercial**

**A1800**  
**Medidor electrónico trifásico multitarifa**



Construido sobre la fortaleza patentada del medidor ALPHA, el A1800 es un contador de energía muy preciso, resistente y habilitado para sistemas de medición, dirigido a las aplicaciones de medición avanzadas en comercio, industria y para subestaciones.

**Características Técnicas**

- IEC 62053 de precisión Clase 0.2 %, 0.5 %, y 1.0 %.
- Caja de policarbonato con protección anti UV e IP 54.
- Amplio rango de tensión de operación, de 46 V a 528 V.
- Amplio rango de corriente. De 1 mA a 10 A (medición indirecta a través de CT's).
- Amplio rango de temperatura de operación, -40 °C a +85 °C (en el interior del medidor).
- Energía y demanda para kWh, kVARh y kVAh.
- Medición en cuatro cuadrantes.
- Hasta 4 tarifas para 4 tipos de día.
- Hasta 12 estaciones.
- Memoria no-volátil.
- Batería de fácil reemplazo, ubicada bajo la cubierta de terminales.
- Exacto reloj interno con respaldo de tiempo proporcionado por el supercapacitor y la batería de larga vida.
- Pantalla de cristal líquido LCD con caracteres de 16 segmentos y luz de contraste opcional.
- Software basado en Windows con soporte de multilinguaje.

**Características y Funciones Avanzadas**

- Umbrales (thresholds) programa-

bles para monitoreo de calidad de energía.

- Memoria extendida opcional de 1 MB.
- Compensación de pérdidas en líneas y transformador.
- Hasta 8 canales de registro para datos de perfil de carga de energías y demandas.
- Hasta 32 canales de registro para datos de perfiles de instrumentación.
- Soporta fuente de alimentación externa. (Opc.)

**Medidor Habilitado para Sistemas de Medición**

- Un puerto de comunicación con 2 interfaces en la tarjeta principal.
- 4 relés de salida de pulsos en la tarjeta principal de circuitos.
- Disponible con puertos RS-232, RS-485 y opciones de comunicación futuras, desarrolladas por ELSTER y terceros.
- 2 relés adicionales en una tarjeta opcional.
- Segundo puerto de comunicación opcional, independiente.
- Puerto Óptico disponible para estándares ANSI ó IEC.
- Soporta los protocolos abiertos ANSI C12.18, C12.19 y C12.21

**Protección de la Facturación**

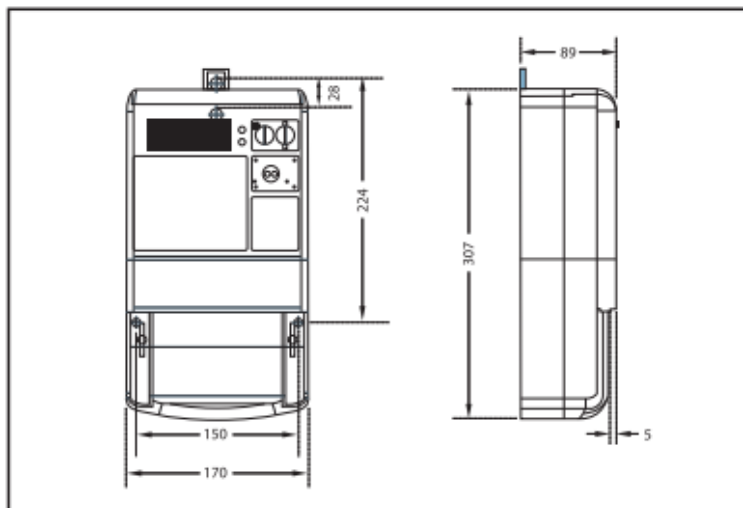
- Detección de apertura de la cubierta de terminales y la tapa principal.
- Diagnósticos del servicio en el sitio.
- Herramientas de instalación e instrumentación del sistema que proporcionan valores instantáneos de tensión, corriente, factor de potencia, ángulos de fase y más.
- Archivo histórico que registra todos los cambios en la programación y datos del medidor.
- Esquema de claves de acceso de nivel múltiple.
- Registro de eventos de corte de energía por fase.
- Cálculo de la demanda acumulada.
- Registro y alerta en eventos de energía inversa.
- Característica opcional "unidireccional" que calcula el valor de energía absoluta por fase.
- Característica de protección de escritura que inhabilita la reprogramación en campo.



Datos Técnicos

Precisión	Energía Activa 0.2 % (IEC 62053-22) 0.5 % (IEC 62053-22) 1.0 % (IEC 62053-21)	Energía Reactiva 2.0 % (IEC62053-23) La precisión actual es mejor al 0.5 %
Corriente máxima	Continúa a 10 A Temporal (0.5 segundos) al 2000 % de la corriente máxima del medidor	
Corriente nominal	1 (10) A	5 (120) A
Corriente de arranque	Conexión Indirecta (por CT's) 1mA	Conexión Directa <40 mA (I <sub>p</sub> =5 A)
Tensión máxima	Continuo hasta 528 VAC	
Rango de tensión	Rango Nominal 58 V a 415 V	Rango de Operación 46 V a 528 V
Frecuencia	Nominal: 50 Hz ó 60 Hz ± 5 %	
Rango de temperatura	-40 °C a +85 °C en el interior de la cubierta del medidor -40 °C a +60 °C en el exterior	
Rango de humedad	0 % a 100 % no condensado	
Consumo de la fuente de poder	Menor a 3 W	
Voltaje transiente	Prueba Desarrollada Oscilatorio (IEC 61000-4-12) Transiente rápido (IEC 61000-4-4) Prueba de Voltaje de Impulso (IEC 60060-1) Prueba de Aislación AC	Resultados 2.5 kV, 60 seg 4 kV 12 kV @ 1.2/50 µs, >450 Ω (8 kV con las tarjetas opcionales) 4kV, 50 Hz por 1 minuto
Precisión del reloj interno	Mejor que 0.5 segundos/día (mientras esté energizado)	
Comunicaciones	Puerto Óptico Protocolos del Puerto Óptico Puertos Seriales Protocolos del Puerto Serial	Los componentes físicos cumplen las normas IEC 62056-21 ó ANSI C12.18
	1200 bps a 28,800 bps ANSI C12.18 y C12.19	
	1200 bps a 19,200 bps ANSI C12.21 y C12.19	

Dimensiones y puntos de fijación (en mm)



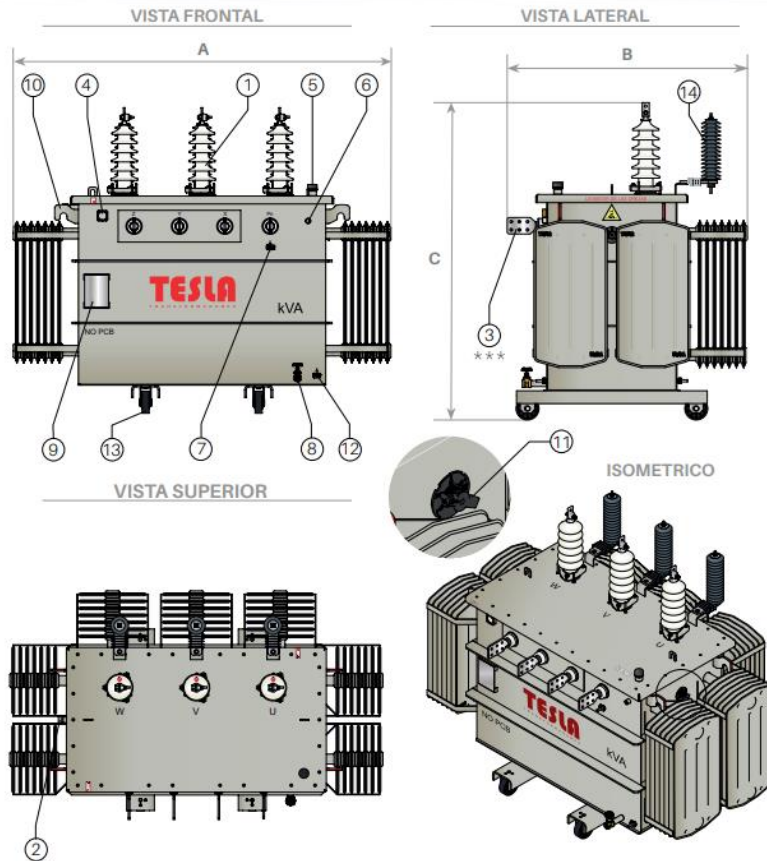
Elster Medidores S.A. - Galileo La Rioja S.A.  
 J. I. Rucci 1051 - (B1822CJU) - Valentin Alsina  
 Pcia. de Buenos Aires - Argentina  
 Tel: 54 11 4229-5600 - Fax: 54 11 4229-5656  
 E-mail: elster.medidores@ar.elster.com  
 www.elstermetering.com

**B4. Ficha técnica de transformador de subestación**

Transformadores / Convencional serie 34,5 kV / **Ficha técnica V2**

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO EN ACEITE SERIE 34,5 / 1,2 kV  
DE ACUERDO A NORMAS NTC 819 Y NTC 4907**

Nota: los diseños son propiedad legal de Nacional de Transformadores S.A.S - Tesla debido a su marca registrada. Se prohíbe el uso total o parcial del diseño de Tesla sin previa autorización de Nacional de transformadores SAS-Tesla.



Tensión serie (kV)	34,5 / 1,2
Voltaje primario (V)	34500 / 33000
Voltaje Secundario (V)	Hasta 800
Fases	3
Montaje	Subestación en H (hasta 225 kVA)
Frecuencia (Hz)	60
Grupo de conexión	Dyn-
Cambio de Taps	(+2-2) x 2,5% Bajo pedido
Calentamiento devanado (°C)	65
BIL (kV)	200 / 30
Refrigeración	ONAN / KNAN
Clase de aislamiento	Ao
Líquido aislante	Aceite Mineral / Vegetal

POTENCIA (kVA)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	PESO(kg)	IMPEDANCIA A 85°C (%)	DURACIÓN CC(seg)	ICC SIMÉTRICA N° DE VECES EN SECUNDARIO	PERDIDAS DEVIANADOS (W) 85°C	PERDIDAS HIERRO Po (W)	EFICIENCIA 55°C (+) (%)	NIVEL DE RUIDO (**)(dB)
75	1290	900	1340	680	6	2	16,7	1370	390	98,17	51
112,5	1350	940	1360	800	6	2	16,7	1890	500	98,38	55
150	1410	1110	1420	1020	6	2	16,7	2400	610	98,49	55
225	1570	1140	1470	1220	6	2	16,7	3330	790	98,65	55
300	1720	1160	1520	1440	6	2	16,7	4210	950	98,75	55
400	1880	1180	1570	1690	6	2	16,7	5320	1150	98,84	56
500	1950	1230	1680	2430	6	2	16,7	6370	1330	98,90	56
630	2070	1260	1740	2710	6	2	16,7	7690	1540	98,97	57
800	2200	1290	1800	2990	6	2	16,7	9330	1800	99,03	58
1000	2320	1320	1870	3280	6	2	16,7	12000	1980	99,07	58
1250	2510	1440	1970	3980	6	2	16,7	14300	2370	99,11	60
1600	2700	1560	2070	4680	6	2	16,7	17400	2880	99,16	61
2000	2880	1670	2170	5380	6	2	16,7	20900	3430	99,19	61

(+) Niveles de eficiencia calculados a temperatura de referencia de 55°C, con factor de carga del 50% y factor de potencia = 1 (La eficiencia calculada esta de acuerdo a las pérdidas establecidas en la norma NTC 819 cuarta actualización).

(\*\*) Nivel de presión sonora NTC 5978.

(\*\*\*) Cantidad de perforaciones en terminales de BT de acuerdo a estandar de fabricación y norma de referencia (NTC 2501-1).

**Notas**

- Por cambios en la tecnología y métodos de fabricación, las dimensiones pueden cambiar sin previo aviso, tolerancias ± 10%.
- Accesorios adicionales como termómetro de contactos, tanque de expansión con relé buchholz, válvula de sobre presión de contactos, nivel magnético, termómetro de devanados, se cotizan a solicitud del cliente con costo adicional.
- Hasta 150 kVA no aplican: Válvula de recirculación y drenaje, dispositivo de llenado, ni ruedas orientables a 90°.
- Para Transformadores autoprotegidos las dimensiones cambian y tiene un costo adicional, favor consultar con la fábrica.
- El aceite vegetal genera costo adicional.
- Las medidas son aproximadas para planos definitivos consultar con fábrica.

**Partes constitutivas**

- 1 Pasatapas de alta tensión.
- 2 Dispositivo de llenado (>150 kVA).
- 3 Pasatapas de baja tensión.
- 4 Nivel de aceite.
- 5 Válvula de alivio de sobre presión.
- 6 Bolsillo para termómetro
- 7 Terminal de puesta a tierra neutro.
- 8 Válvula de circulación y drenaje (> 150 kVA).
- 9 Placa de características (a partir de 630 kVA).
- 10 Dispositivo de izar.
- 11 Conmutador de derivación sin tensión.
- 12 Terminal de puesta a tierra del tanque
- 13 Ruedas orientables 90° (a partir de 225 kVA)
- 14 DPS 36 kV (solicitud del cliente).
- 15 Dispositivo para colgar en poste (<150 kVA).



TR-CO17/7452

**B5. Fichas técnicas de cargas**

STICK WELDERS

# Idealarc® 250

**Processes**  
Stick, Gouging

**Product Number**  
K1053-9 208/230/460/1/60  
K1053-8 230/460/575/1/60

*See back for complete specs*

**Input Power**  
208/230/460/1/60

**Input Current @ Rated Output**  
AC: 95/86/43A  
DC: 75/68/34A

**Rated Output**  
AC: 250A/30V/30% Duty Cycle  
DC: 250A/30V/30% Duty Cycle

**Output Range**  
AC: 35-300A      DC: 40-250 A  
Max. OCV: 72V      Max. OCV: 70V

**Weight/Dimensions (H x W x D)**  
350 lbs. (159 kg)  
27 x 19 x 21.5 in.  
(686 x 483 x 546 mm)

## 250 Amp Stick Welder

The Idealarc® 250 is the classic workhorse of the Lincoln Electric stick welding power source line. It produces up to 300 amps of brute AC welding strength and 250 amps of smooth DC welding performance.

### FEATURES

- ▶ **Outstanding arc stability and built-in stabilizer** - Provide popout-resistant welding with all AC electrodes.
- ▶ **Versatile welding range** - With up to 300 amps AC and 250 amps DC.
- ▶ **Suitable for use with every type of electrode** - Including low hydrogen, stainless steel, hardfacing, aluminum and bronze.
- ▶ **Easy set-up and operation** - Full range continuous current control dial with current indicator for exact heat required for each job.
- ▶ **Change polarity** - With a twist of the wrist — AC, DC+ or DC-.
- ▶ **Stackable case design** - Allows machines to be stacked 3 high to save valuable floor space.
- ▶ **Fan-cooled** - For extra thermal protection.

### APPLICATIONS

- ▶ Industrial Production
- ▶ Maintenance and Repair
- ▶ Shop/Farm
- ▶ Welding Education



**INPUT**



**OUTPUT**



Two Year Extended  
Warranty Available in  
U.S.A. and Canada.

PRODUCT SPECIFICATIONS							
Product Name	Product Number	Input Power	Input Current@ Rated Output	Rated Output Current/Voltage/ Duty Cycle	Output Range	H x W x D Inches (mm)	Net Weight (lbs. (kg))
Idealarc® 250	K1053-9 with Power Factor Capacitors	208/230/460/1,60	75/68/34A	AC: 250A/30V/30% DC: 250A/30V/30%	AC: 35-300A Max. OC.V: 72V  DC: 40-250A Max. OC.V: 70V	27 x 19 x 21.5 (686 x 483 x 546)	350 (159)
	K1053-8	230/460/575/1,60	86/43/34A				

RECOMMENDED ACCESSORIES TO EXPAND MACHINE CAPABILITIES

**GENERAL OPTIONS**

**Undercarriage**  
For hand moving. Includes handle, axle, wheels, front bracket and mounting hardware.  
Order K866



**STICK OPTIONS**

**Accessory Kit, 400 Amp**  
For stick welding. Includes 35 ft. (10.7 m) #2/0 electrode cable with lug, 30 ft. (9.1 m) #2/0 work cable with lugs, headshield, filter plate, work clamp, and electrode holder.  
Order K704



**Accessory Kit, 150 Amp**  
For stick welding. Includes 20 ft. (6.1 m) #6 electrode cable with lug, 15 ft. (4.6 m) #6 work cable with lugs, headshield, filter plate, work clamp, electrode holder and sample pack of mild steel electrode.  
Order K875



SINGLE CAC INVERTER

CASSETTE ESTANDAR



ATUQ22GPLA4 / ATUQ30GPLA4 / AUUQ40GH4 / AUUQ50GH4 / AUUQ60GH4



COMBINACIÓN	UNIDAD EXTERNA UNIDAD INTERNA		UNIDAD	ATUQ22GPLA4		ATUQ30GPLA4		AUUQ40GH4		AUUQ50GH4		AUUQ60GH4	
	UNIDAD EXTERNA	UNIDAD INTERNA		ATUQ22GPLA4	ATUQ30GPLA4	AUUQ40GH4	AUUQ50GH4	AUUQ60GH4	ATN050GMLA4	ATN060GMLA4	ATN050GMLA4	ATN060GMLA4	
Capacidad	Enfriamiento *	Min - Nominal - Max	kW	1.58 - 5.13 - 6.45	2.11 - 7.03 - 8.79	3.15 - 9.99 - 11.55	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50	4.05 - 12.90 - 14.50
Potencia de Entrada	Enfriamiento *	Nominal	kW	5.400 - 17.500 - 22.000	7.200 - 24.000 - 30.000	10.800 - 34.100 - 39.400	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500	13.800 - 44.000 - 49.500
Corriente	Enfriamiento *	Nominal	A	5.51	2.19	3.00	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	3.32	
EER	Enfriamiento *	Nominal	W/W	3.40	3.21	3.23	3.23	3.23	3.23	3.23	3.23	3.23	
SEER	Enfriamiento *	Nominal	W/W	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	
UNIDAD EXTERNA	UNIDAD	ATUQ22GPLA4	ATUQ30GPLA4	AUUQ40GH4	AUUQ50GH4	AUUQ60GH4							
Suministro de Potencia	Ø V/Hz	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60							
Cable del Suministro de Potencia (Incluyendo Tierra)	No x mm²	3C x 2.5	3C x 2.5	3C x 2.5	3C x 4.0	3C x 6.0							
Color de la Carcasa		Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray							
Dimensiones	Neto	Largo x Alto x Ancho	mm	770 x 345 x 298	870 x 450 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	950 x 534 x 330	
Peso	Neto		kg	33.0	41.5	56.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	
Modelo	Modo/1 x No.			GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	GA150MAD x 1	
Compresor	Tipo de Motor			BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	
Potencia de Salida del Motor	W x No.			1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	1.500/1	
Tipo				8410A	8410A	8410A	8410A	8410A	8410A	8410A	8410A	8410A	
Caridad Pre cargada	g			850	1.100	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	1.300	
Refrigerante	Control			Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	
Longitud de Tuberia sin Carga	m			7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	
Carga Adicional	g/m			20	40	40	40	40	40	40	40	40	
Tipo				R166A	FV660	FV660	FV660	FV660	FV660	FV660	FV660	FV660	
Volumen Cargado	cc x No.			400 x 1	670 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	
Intercambiador de Calor	(Fila x Columna x FP) x No.			(2 x 25 x 21) x 1	(2 x 30 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	(2 x 40 x 21) x 1	
Tipo				Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	Propeler	
Rango del Flujo de Aire	m³/min x No.			50 x 1	50 x 1	70 x 1	70 x 1	70 x 1	70 x 1	70 x 1	70 x 1	70 x 1	
Motor del Ventilador	Tipo			BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	
Salida de Potencia	W x No.			43 x 1	85 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	
Nivel de Ruido	Enfriamiento *	Nominal	dB(A)	47	53	55	57	57	57	57	57	57	
Conexiones de las Tuberias	Líquido	Diámetro Externo	mm (pulg)	Ø 6.35 (1/4)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	
	Gas	Diámetro Externo	mm (pulg)	Ø 12.7 (1/2)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	
Longitud de Tuberias	Color			5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	Min / Max			5/30	5/50	5/50	5/50	5/50	5/50	5/50	5/50	5/50	
Diferencia de Altura Máxima (UE - LI)	Max			20	30	30	30	30	30	30	30	30	

UNIDAD INTERNA	UNIDAD	ATN050GMLA4	ATN060GMLA4	ATN050GMLA4	ATN060GMLA4	ATN050GMLA4	ATN060GMLA4
Suministro de Potencia	Ø V/Hz	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60	1,220 - 240, 50/60
Ventilador de la IDU	Tipo	20 Turbo Fan	20 Turbo Fan	20 Turbo Fan	20 Turbo Fan	20 Turbo Fan	20 Turbo Fan
	Rango del Flujo de Aire (A / M / B)	16.5 / 14.5 / 13.0	17.0 / 15.0 / 13.0	23.0 / 21.0 / 19.0	31.0 / 28.0 / 25.0	31.0 / 28.0 / 25.0	31.0 / 28.0 / 25.0
Motor del Ventilador de la IDU	Tipo	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC	BLDC
Salida de Potencia	W x No.	50.3 x 1	50.3 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1	124 x 1
Tasa de Deshumidificación	FLA (Aerpeps a Plena Carga)	A	0.6	1.28	1.28	1.28	1.28
	lit/h	1.3	2.4	5.2	5.2	5.2	5.2
Intercambiador de Calor	(Fila x Columna x FP) x No.			(2 x 19 x 19) x 1	(2 x 19 x 19) x 1	(2 x 19 x 19) x 1	(2 x 19 x 19) x 1
Area Efectiva	m² (pie²)	0.35 (1.21)	0.35 (1.21)	0.45 (1.55)	0.45 (1.55)	0.45 (1.55)	0.45 (1.55)
Neto (Largo x Alto x Ancho)	mm	840 x 204 x 840	840 x 204 x 840	840 x 288 x 840	840 x 288 x 840	840 x 288 x 840	840 x 288 x 840
Embarque (Largo x Alto x Ancho)	mm	922 x 276 x 917	922 x 276 x 917	922 x 318 x 917	922 x 360 x 917	922 x 360 x 917	922 x 360 x 917
Neto	kg	21.0	21.0	24.0	28.0	28.0	28.0
Embarque	kg	27.0	27.0	30.0	34.0	34.0	34.0
Exterior	Color	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray	Warm Gray
Dispositivo de Protección	Tipo de Control			Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica	Válvula de Expansión Electrónica
Refrigerante	Diám. Ext. / Diám. Int.	mm	3/2 / 2.5	3/2 / 2.5	3/2 / 2.5	3/2 / 2.5	3/2 / 2.5
Conexiones de las Tuberias	Líquido	mm (pulg)	Ø 6.35 (1/4)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)	Ø 9.52 (3/8)
	Gas	mm (pulg)	Ø 12.7 (1/2)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)	Ø 15.88 (5/8)
Nivel de Presión del Sonido	Enfriamiento (A / M / B)	dB(A)	36 / 34 / 32	36 / 36 / 34	40 / 38 / 36	47 / 45 / 42	47 / 45 / 42
Cable de Conexión	Cable de Potencia y Comunicación (R07RN-F)		0.75x4	0.75x4	0.75x4	0.75x4	0.75x4
	Modulo		PT.MCH.HVO	PT.MCH.HVO	PT.MCH.HVO	PT.MCH.HVO	PT.MCH.HVO
	Color		Morning Fog	Morning Fog	Morning Fog	Morning Fog	Morning Fog
Panel Decorativo	Dimensiones Netas (Largo x Alto x Ancho)	mm	950 x 35 x 950	950 x 35 x 950	950 x 35 x 950	950 x 35 x 950	950 x 35 x 950
	Dimensiones de Embarque (Largo x Alto x Ancho)	mm	1,004 x 110 x 1,019	1,004 x 110 x 1,019	1,004 x 110 x 1,019	1,004 x 110 x 1,019	1,004 x 110 x 1,019
	Peso Neto	kg	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	Peso de Embarque	kg	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4

**Apéndice C.** Fichas técnicas de analizadores de redes usados en la fase de medición del desarrollo de este proyecto de grado

**C1. Ficha técnica de analizador de redes HDPQ**



**SPECIFICATIONS**

**MEASURED PARAMETERS**

(4) Differential Voltage: 16 bit resolution  
 0-1000Vrms, AC/DC, ±0.1 % reading, <40V ±0.5%FS  
 IEC 61000-4-30 Class A: 60-1000Vrms, ±0.1 % of U<sub>din</sub>, range of 10% ~ 150% of U<sub>din</sub>  
 Transients: 0-1500Vpk, ±0.2 % of U<sub>din</sub>  
 (4) Current (rms): 512 s/c, 16 bit resolution  
 Range probe dep., AC/DC, +/- 0.1% reading +/- 0.05% FS, ±0.2 % of U<sub>din</sub>  
 Transients: Range probe dep., ±0.2 % of U<sub>din</sub>

**Frequency:**

16-25Hz, 42.5-69Hz, +/- 0.01Hz

**CALCULATED PARAMETERS**

**Power/Energy - 1 Second sampling**

Real Power (W) - P: meets 0.2S requirements, range probe dep.  
 Apparent Power (VA) - S: meets 0.2S requirements, range probe dep.  
 Reactive Power (var) - Q: meets 0.2S requirements, range probe dep.  
 Power Factor (W/VA) - "true" 1 to 0 to 1  
 Displacement PF 1 to 0 to 1  
 Demand (in W): meets 0.2S requirements, range probe dep.  
 Energy (in Wh): meets 0.2S requirements, range probe dep.

**Distortion - 200ms, 3 sec, 10 min windows**

V<sub>thd</sub>: 0-100%, +/- 5% for V>=1% V<sub>nom</sub>,  
 V Ind Harm: DC, 2-127, +/- 5% for V>=1% V<sub>nom</sub>  
 I<sub>thd</sub>: 0-100%, +/- 5% for I>=1% V<sub>nom</sub>,  
 I Ind Harm: DC, 2-63, +/- 5% for I>=1% V<sub>nom</sub>

**Misc.**

Pst - 10 minutes: 0.2-10, +/- 0.05 @ Pst=1  
 Plt - 2 hours: 0.2-10, +/- 0.05 @ Pst=1

**EASE OF USE FEATURES**

Automatic Setups  
 Pre-programmed monitoring modes  
 AnswerModules® - Sag/Dip Directivity, PF Cap, Motor  
 Dashboards - PQ, Demand & Energy  
 Simultaneous PQ, Demand & Energy  
 Mini Report

**STANDARDS COMPLIANCE**

**Power Quality**

IEC 61000-4-30 Class A: Edition 2 (2008)  
 IEEE 1159: 2009

**Power**

IEEE 1459: 2000

**Harmonics**

IEC 61000-4-7 Class 1: Edition 2 (2008)  
 IEEE 519: 2014

**Voltage Flicker**

IEC 61000-4-15: Edition 2 (2010)  
 IEEE 1453: 2011

**Compliance/Testing**

EN 50160: 2010

**GENERAL SPECIFICATIONS**

Size (10"w x 8"h x 2.75"d) (25.4cm x 20.3cm x 7.00 cm)  
 Weight: 1.9 kg, 4.2lbs  
 Operating temperature: 0 to 50 deg C  
 Storage temperature: -20 to 60 deg C  
 Humidity: 10-90% non condensing  
 Clock accuracy and resolution  
 Internal: +/- 1 sec/day at 25deg C  
 NTP: +/-10 msec  
 GPS: +/-1 msec  
 AC Adapter: 90-264Vac 50/60Hz  
 Battery capacity and charge time: 3 hours run time on full charge  
 Memory size: 4GB  
 Display: 7" WVGA color graphic, Icon based touch LCD, LED Backlit  
 Languages: English, German, Spanish, French, Italian, Swedish, Finnish, Polish, Chinese (traditional and simplified), Thai, Korean

**COMMUNICATIONS**

Ethernet, 802.11 b/g/n Wireless  
 USB On the Go  
 Bluetooth via USB adapter  
 VNC remote control  
 Android® & Apple® App

**C2. Ficha técnica de analizador de redes Fluke 435 II**



**430 Series II Power Quality and Energy Analyzer selection table**

Model	Fluke 434-II	Fluke 435-II	Fluke 437-II
Standard compliance	IEC 61000-4-30 Class S	IEC 61000-4-30 Class A	IEC 61000-4-30 Class A
Volt Amp Hz	•	•	•
Dips and swells	•	•	•
Harmonics	•	•	•
Power and energy	•	•	•
Energy loss calculator	•	•	•
Unbalance	•	•	•
Monitor	•	•	•
Inrush	•	•	•
Event waveform capture		•	•
Flicker		•	•
Transients		•	•
Mains signaling		•	•
Power wave		•	•
Power inverter efficiency	•	•	•
400Hz			•
C1740 Soft Case	•	•	
C437-II Hard Case with rollers			•
SD card (Max 32 GB)	8 GB	8 GB	8 GB

All models include the following accessories TL430 test lead set, 4 x i430 thin flexi current probes, BP290 battery, BC430 power adapter with international power adapter set, USB cable A-B mini and PowerLog CD.

**Technical specifications**

Specifications are valid for models Fluke 434-II, Fluke 435-II, Fluke 437-II unless otherwise specified. Specifications for Amp and Watt readings are based upon i430-Flexi-TF unless otherwise specified.

**Input characteristics**

Voltage inputs	
Number of inputs	4 (3 phase + neutral) dc-coupled
Maximum input voltage	1000 Vrms
Nominal voltage range	Selectable 1 V to 1000 V
Max. peak measurement voltage	6 kV (transient mode only)
Input impedance	4 MΩ/5 pF
Bandwidth	> 10 kHz, up to 100 kHz for transient mode
Scaling	1:1, 10:1, 100:1, 1,000:1 10,000:1 and variable
Current inputs	
Number of inputs	4 (3 phase + neutral) dc- or ac-coupled
Type	Clamp or current transformer with mV output or i430flex-TF
Range	0.5 Arms to 600 Arms with included i430flex-TF (with sensitivity 10x) 5 Arms to 6000 Arms with included i430flex-TF (with sensitivity 1x) 0.1 mV/A to 1 V/A and custom for use with optional ac or dc clamps
Input impedance	1 MΩ
Bandwidth	> 10 kHz
Scaling	1:1, 10:1, 100:1, 1,000:1 10,000:1 and variable

**Input characteristics** cont.

Sampling system	
Resolution	16 bit analog to digital converter on 8 channels
Maximum sampling speed	200 kS/s on each channel simultaneously
RMS sampling	5000 samples on 10/12 cycles according to IEC61000-4-30
PLL synchronization	4096 samples on 10/12 cycles according to IEC61000-4-7
Nominal frequency	434-II and 435-II: 50 Hz and 60 Hz 437-II: 50 Hz, 60 Hz and 400 Hz

**Display modes**

Waveform display	Available in all modes via SCOPE key 435-II and 437-II: Default display mode for Transients function Update rate 5x per second Displays 4 cycles of waveform data on screen, up to 4 waveforms simultaneously
Phasor diagram	Available in all modes via Scope waveform display Default view for Unbalance mode
Meter readings	Available in all modes except Monitor and Transients, provides tabulated view of all available readings Fully customizable up to 150 readings for Logger mode
Trend graph	Available in all modes except Transients Single vertical cursor with min max and avg reading at cursor position
Bar graph	Available in Monitor and Harmonics mode
Event list	Available in all modes Provides waveforms on 435II & 437II only.

**Measurement modes**

Scope	4 voltage waveforms, 4 current waveforms, Vrms, Vfund, Arms, A fund, V @ cursor, A @ cursor, phase angles
Volts/amps/hertz	Vrms phase to phase, Vrms phase to neutral, Vpeak, V Crest Factor, Arms Apeak, A Crest Factor, Hz
Dips and swells	Vrms <sup>1/2</sup> , Arms <sup>1/2</sup> , Pinst with programmable threshold levels for event detection
Harmonics dc, 1 to 50, up to 9th harmonic for 400 Hz	Harmonics Volts, THD, Harmonic Amps, K factor Amps, Harmonic Watts, THd Watts, K factor Watts, Interharmonic Volts, Interharmonic Amps, Vrms, Arms (relative to fundamental or to total rms)
Power and energy	Vrms, Arms, Wfull, Wfund., VAfull, VAFund., VAharmonics, VAunbalance, var, PF, DPF, CosQ, Efficiency factor, Wforward, Wreverse
Energy loss calculator	Wfund, VAharmonics, VAunbalance, var, A, Loss Active, Loss Reactive, Loss Harmonics, Loss Unbalance, Loss Neutral, Loss Cost (based upon user defined cost / kWh)
Inverter efficiency (requires optional dc current clamp)	Wfull, Wfund, Wdc, Efficiency, Vdc, Adc, Vrms, Arms, Hz
Unbalance	Vneg%, Vzero%, Aneg%, Azero%, Vfund, Afund, V phase angles, A phase angles
Inrush	Inrush current, Inrush duration, Arms <sup>1/2</sup> , Vrms <sup>1/2</sup>
Monitor	Vrms, Arms, harmonic Volts, THD Volts, PLT, Vrms <sup>1/2</sup> , Arms <sup>1/2</sup> , Hz, dips, swells, interruptions, rapid voltage changes, unbalance and mains signalling. All parameters are measured simultaneously in accordance with EN50160 Flagging is applied according to IEC61000-4-30 to indicate unreliable readings due to dips or swells
Flicker (435-II and 437-II only)	Pst(1min), Pst, PIt, Pinst, Vrms <sup>1/2</sup> , Arms <sup>1/2</sup> , Hz
Transients (435-II and 437-II only)	Transient waveforms 4x Voltage 4x Amps, triggers: Vrms <sup>1/2</sup> , Arms <sup>1/2</sup> , Pinst
Mains Signaling (435-II and 437-II only)	Relative signaling voltage and absolute signaling voltage averaged over three seconds for up to two selectable signaling frequencies

**Apéndice D.** Diagrama unifilar de subestación del CIMI (caso de estudio)

El diagrama unifilar muestra el sistema eléctrico completo del caso de estudio y la cargabilidad del sistema. Así, es posible comprender el dimensionamiento inicial de la instalación, contemplar todas las cargas existentes y corroborar los puntos de medición.

Se puede acceder a este en el documento .pdf titulado “APÉNDICE D\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexado a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice E.** Registro completo de levantamiento de datos nominales de cargas en cada uno de los ambientes

El registro completo de levantamiento de datos nominales permitió identificar la carga del sistema, conocer su naturaleza y comprender su distribución; y también fue posible dibujar el diagrama unifilar con esta información. Con lo anterior se tienen bases de análisis e identificación de las posibles causas de los fenómenos.

Se puede acceder a este en el documento .xlsx titulado “APÉNDICE E\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexado a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice F.** Registro completo de actividad de los cargas conectadas a la subestación durante la medición

En este apéndice se tiene un registro horario del estado encendido/apagado de las cargas de los distintos tableros de distribución que componen el tablero general de baja tensión de la subestación del caso de estudio. De esta forma, se puede asignar un origen a los fenómenos de calidad de potencia encontrados luego del análisis de los datos obtenido en la medición.

Se puede acceder a este en el documento .xlsx titulado “APÉNDICE F\_CHARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexado a los entregables de este proyecto de grado.

## **Apéndice G. Evidencia de resultados termográficos**

El estudio termográfico en los sistemas trifásicos es una herramienta fundamental para el diagnóstico eléctrico, ya que permite identificar problemas de calidad de potencia que podrían tener repercusiones negativas en el funcionamiento y la seguridad de las instalaciones. Mediante el uso de cámaras termográficas, es posible detectar y visualizar la distribución de temperatura en los componentes eléctricos, lo que brinda información valiosa para la identificación temprana de posibles fallos y la toma de medidas preventivas.

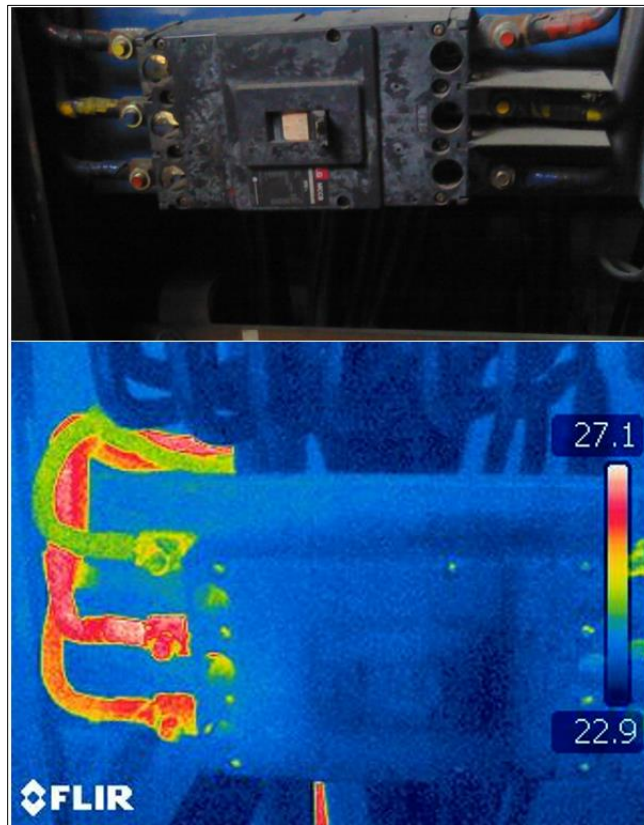
El caso de estudio fue la subestación con sistema fotovoltaico de la sede CIMI del SENA, donde se llevó a cabo un estudio termográfico en el tablero general de baja tensión de la subestación con sistema solar fotovoltaico. El objetivo principal fue evaluar el comportamiento de las protecciones trifásicas y detectar posibles problemas que se pudieran relacionar con las causas de potencia no activa.

### **G1. Bloque D**

La protección trifásica de mayor carga corresponde al tablero de distribución del bloque D o coordinación, el cual alimenta oficinas con equipos de cómputo, impresoras, iluminación LED, pequeña nevera y aires acondicionados. Durante el estudio termográfico, se observó un comportamiento crítico en dos fases, evidenciando altas temperaturas en las capturas tomadas por la cámara termográfica, especialmente en una de ellas (Figura G.1).

### **Figura G.1**

*Termografía de protección trifásica de Bloque D*



*Nota.* La figura muestra la captura arrojada por la cámara termográfica para la protección del Bloque D.

Estas altas temperaturas representan consecuencias y peligros significativos para el sistema. En primer lugar, se detectó un desbalance considerable en las fases, lo que indica una distribución desigual de la carga y puede generar problemas en la operación eficiente del sistema eléctrico. Además, se encontró una alta distorsión en la calidad de potencia, lo que puede afectar el rendimiento y la vida útil de los equipos conectados. Es importante tener en cuenta que la mayoría de la carga existente en este bloque es de naturaleza no lineal y capacitiva, a excepción de los aires acondicionados que se comportan como inductivos.

Con base en los hallazgos, se recomienda realizar una limpieza del elemento, reordenar los tornillos de acuerdo con el color del cable en el lado izquierdo y re-torquearlos adecuadamente.

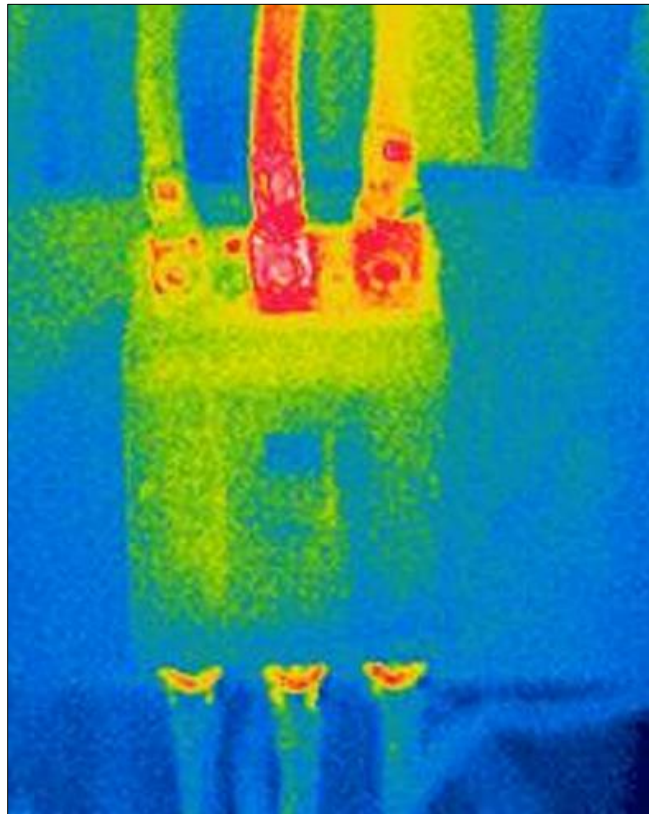
Asimismo, se sugiere verificar nuevamente con la cámara termográfica para garantizar que las temperaturas hayan disminuido y se haya corregido el problema de desbalance y distorsión.

## **G2. Almacén General**

La protección trifásica correspondiente al tablero de distribución del Almacén General, el cual alimenta una oficina con equipos de cómputo, impresoras, pequeña nevera, iluminación LED y aire acondicionado, presentó un comportamiento crítico en una fase durante el estudio termográfico (Figura G.2).

### **Figura G.2**

*Termografía de protección trifásica de Almacén General*



*Nota.* La figura muestra la captura arrojada por la cámara termográfica para la protección del Almacén General.

La alta temperatura registrada en dicha fase implica consecuencias y peligros para el sistema. Similar al caso anterior, se encontró un desbalance considerable en las fases y una alta distorsión en la calidad de potencia, lo que puede afectar el rendimiento y la vida útil de los equipos conectados. En este caso, la carga existente también es predominantemente no lineal y capacitiva, a excepción del aire acondicionado.

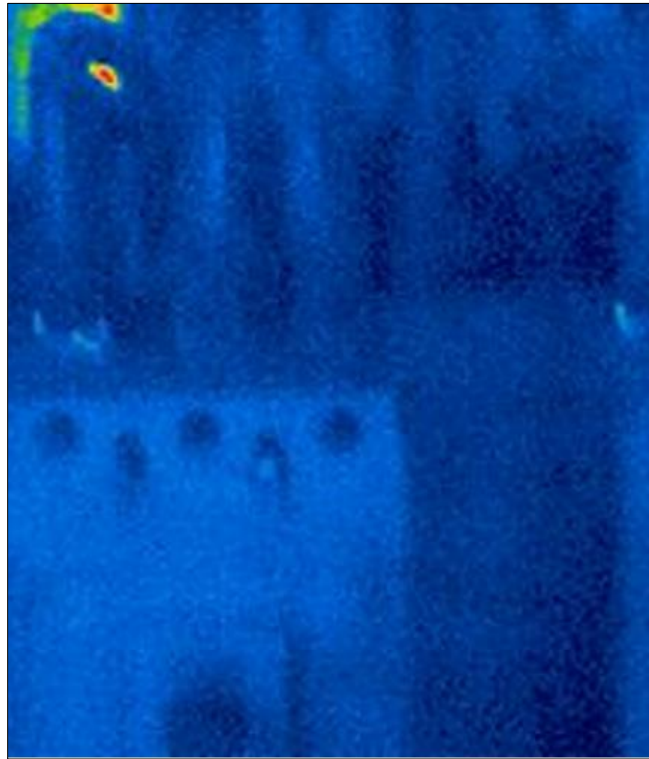
Como recomendación, se sugiere realizar una inspección minuciosa de la protección trifásica afectada, identificar posibles puntos de sobrecalentamiento y tomar las medidas correctivas necesarias. Además, se recomienda llevar a cabo un monitoreo continuo de la calidad de potencia para prevenir futuros problemas y garantizar el funcionamiento óptimo del sistema eléctrico.

### **G3. El resto de la carga**

Las demás protecciones trifásicas del tablero general de baja tensión presentaron temperaturas cercanas a las del ambiente o ligeramente superiores (Figura G.3), lo cual se considera un comportamiento adecuado.

### **Figura G.3**

*Termografía de protección trifásica de Almacén General*



*Nota.* La figura muestra la captura arrojada por la cámara termográfica para la protección del Almacén General.

Las cargas conectadas en estas protecciones incluyen equipos de soldadura, UPS, iluminación LED, aires acondicionados y televisor. No obstante, es de aclarar que el día que se realizó el estudio termográfico no existió actividad significativa de los ambientes de soldadura.

#### **G4. Conclusiones**

El estudio termográfico realizado en el sistema trifásico de la subestación con sistema fotovoltaico de la sede CIMI del SENA ha permitido identificar problemas críticos en las protecciones trifásicas del Bloque D y el Almacén. Estos problemas están relacionados con desbalances considerables y altas distorsiones en la calidad de potencia, lo que representa altas temperaturas en ciertas fases y riesgos para la operación y seguridad del sistema.

Se recomienda implementar las medidas correctivas mencionadas para solucionar los problemas identificados. Además, se sugiere realizar un seguimiento y monitoreo periódico de las protecciones afectadas, así como llevar a cabo un mantenimiento preventivo regular para asegurar un funcionamiento óptimo y seguro del sistema eléctrico.

**Apéndice H.** Informe de análisis de resultados en la rama de la generación solar fotovoltaica

En este apéndice se tiene un registro de los resultados obtenidos de la medición con el analizador de redes en la rama de la generación solar y un análisis para cada parámetro eléctrico obtenido. De esta forma, se pueden relacionar los parámetros eléctricos de la generación solar con los fenómenos eléctricos que inciden en la potencia no activa.

Se puede acceder a este en el documento .pdf titulado “APÉNDICE H\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexo a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice I.** Informe de análisis de resultados en la rama de la red eléctrica

En este apéndice se tiene un registro de los resultados obtenidos de la medición con el analizador de redes en la rama de la red eléctrica y un análisis para los parámetros eléctricos obtenidos. De esta forma, se pueden relacionar los parámetros eléctricos vistos en la acometida general, con los fenómenos eléctricos que inciden en la potencia no activa medida por el operador de red.

Se puede acceder a este en el documento .pdf titulado “APÉNDICE I\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexo a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice J.** Informe de análisis de resultados en la rama de la carga

En este apéndice se tiene un registro de los resultados obtenidos de la medición con el analizador de redes en las ramas de la carga y un análisis para los parámetros eléctricos obtenidos. De esta forma, se pueden relacionar los parámetros eléctricos vistos en los circuitos del tablero general de baja tensión, con los fenómenos eléctricos que inciden en la potencia no activa medida por el operador de red.

Se puede acceder a este en el documento .pdf titulado “APÉNDICE J\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexado a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice K.** Código Matlab para cálculo de parámetros eléctricos

Este apéndice se divide en 2, un documento que contiene el código ejecutable en Matlab para los cálculos de parámetros de potencia con los datos medidos en las cargas y otro documento que contiene un código ejecutable en Matlab para los cálculos de parámetros de potencia con los datos de medidos en la acometida del lado de baja tensión del transformador de la subestación del caso de estudio. Para los cálculos de los parámetros en el lado de la generación solar, se utilizó el mismo código de la red porque el analizador de redes que utilizó funciona con la misma frecuencia de muestreo. Con las anteriores herramientas fue posible generar el modelo IEEE 1459, así como las componentes de secuencia y parámetros de distorsión.

Se puede acceder a estos códigos en los documentos .mlx titulados “ApendiceK1\_RamaCarga\_ParametrosdePotencia” y “ApendiceK2\_RamaRed\_ParametrosdePotencia”. Para el correcto funcionamiento hay usar las funciones .m tituladas “ApendiceK3\_Agregacion”, “ApendiceK4\_Componentes\_Simetricas” y “ApendiceK5\_Modelo\_IEEE\_1459\_4Hilos”. Tenga en cuenta nombrar las funciones tal como se llaman en los códigos .mlx y alojarlos en la misma carpeta de estos, para garantizar el adecuado funcionamiento de los códigos.

Todos los documentos nombrados se anexan a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice L.** Archivo en Super Decisions de modelo multicriterio generado

En este apéndice se tiene el modelo generado para la jerarquización de alternativas por medio de ponderaciones en el software Super Decisions. Con esta herramienta se evaluaron las causas de potencia no activa en relación con los fenómenos de calidad de potencia analizados, para establecer el orden implicación sobre el problema de la potencia no activa en el caso de estudio.

Se puede acceder a este en el documento ejecutable en Super Decisions titulado “ApendiceL\_ModelDecision”, y anexado a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice M.** Informe de resultados obtenidos de los resultados de la aplicación del método AHP en Super Decisions

En este informe se presentan el modelo generado en Super Decisions y los resultados obtenidos. Con esto se identifica el orden de implicación de las causas de potencia no activa estudiadas en el problema de no controlar esta potencia en el sistema eléctrico del caso de estudio.

Se puede acceder a este en el documento .pdf titulado “APÉNDICE M\_CARACTERIZACIÓN DE CAUSAS DE POTENCIA NO ACTIVA EN SFV”, y anexo a los entregables de este proyecto de grado.

**Apéndice N.** Factura de consumo eléctrico del Centro Industrial de Mantenimiento Integral de Sena (caso de estudio)

En este apéndice se encuentra la factura de consumo eléctrico del mes de septiembre de 2022 para el caso de estudio, donde se reflejan los cobros por consumo de potencia activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.

**ESSA** Grupo-epm

Nit: 890.201.230-1  
Carrera 19 No.24-56  
Bucaramanga, Santander Colombia  
Conmutador 57 (7) 633 9767

Número de cuenta: XXXXXXXXXX

Con este número puedes hacer trámites y pagos

[www.essa.com.co](http://www.essa.com.co)

ESSA Grupo EPM   
 @ESSAGrupoePM  
 essa epm   
 essagrupoepm

### Componentes de Costo (CU)

Generación (G): 249.55 \$/kWh  
 Transmisión (T): 52.11 \$/kWh  
 Distribución (D): 91.02 \$/kWh  
 Restricciones (R): 68.27 \$/kWh  
 Pérdidas (PR): 17.62 \$/kWh  
 Comercialización (C): 70.10 \$/kWh  
**G+T+D+Cv+PR+R=CUv (\$/kWh): 548.69**  
**CU Opción Tarifaria \$/kWh: 536.94**

31

Días de consumo

8918

Lectura Actual

1725

Lectura Anterior

8918   
 1725  
 Diferencia    Consumo    Factor multiplicación

1

Energía

2

Alumbrado Publico

3

ESSA en casa

4

Aseo

2-1/26

Cliente: **SENA CENTRO INDUSTRIAL**  
 Documento N°: XXXXXXXXXX  
 VIA RINCON DE GIRON KMT 1 VIA CRR RINCON DE GIRON  
**Giron, Santander**  
 Ruta: XXXXXXXXXX  
 Entidad: XXXXXXXXXX  
 Tel: XXXXXXXXXX

### Datos del Medidor

Número: 13008971  
 %consumo kWh/mes AC: 0  
 Marca: ELS  
 Factor: 1725  
 Cifras: 5-1  
 Tipo: A5

### Datos Técnicos y Calidad del Servicio

Grupo de calidad: 11	Transformador: <span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>
Duración h/trimestre: 0	Código del CU: 3 Nivel 3
Valor Compensado: \$0	Carga adicional: 0
Ciclo: 179 AGPE ZONA BUCARAMANGA	Cuentas Áreas Comunes:
Ruta: 179 01-30-014-8400	Consumo mensual promedio:
Clase de usuario: 4 Oficial	Consumo: 8918
Estrato/Nivel: 0/3	DIUG j.n.q: 24.53
Tarifa: 917 Auto Gene A Peq Escal Exc Cont	FIUG j.n.q: 17
Subestación: 24 PALENQUE	DIUj.te=DIUj.n.q.m: 34.756
Circuito: 409 PALENQUE - TREFL	FIUj.te=FIUj.n.q.m: 26
<b>Consumo Mensual Promedio Trimestre (kWh):</b>	

### Histórico de consumo (kWh)

6284

8605

7173

9658

7778

6585

8918    7681

MES    PROM

- Consumo cobrado por Lectura Tomada

### Liquidación Bienes, Servicios, Conexos y Otros

Concepto	Valor Mes	Saldo
Consumo Activa	\$ 4,788,450	3,449,709
Consumo Reactiva Inductiva	\$ 84,698	81,298
Consumo Reactiva Capacitiva	\$ 238,427	157,029
Intereses Mes	\$ 89,250	0

**Total servicio**
**\$ 8,888,861**

ANEXO SOPORTE DE LIQUIDACIÓN PARA AUTOGENERADORES DE PEQUEÑA ESCALA

Cliente: ██████████

Nombre: SENA CENTRO INDUSTRIAL

Dirección: ████████████████████

Tipo usuario AGPE: AGPE con capacidad <= 0.1 Mw con FNCER

FECHA	HORA	ACTIVA EXPORTACION 1	ACTIVA IMPORTACION	REACTIVA CAPACITIVA	REACTIVA IMPORTACION	EXPORTACION ACUMULADA	ACTIVA EXPORTACION 2	PB	VALOR EXPORTACION 2	(PVgd)
01/08/2022	1	0	9.3600	1.3100	0	0	0	108.1000	0	108.1000
01/08/2022	2	0	9.2700	1.3100	0	0	0	107.5000	0	107.5000
01/08/2022	3	0	9.2700	1.2600	0	0	0	101.0000	0	101.0000
01/08/2022	4	0	8.8200	1.4000	0	0	0	107.5000	0	107.5000
01/08/2022	5	0	13.3200	0	1.5800	0	0	108.1000	0	108.1000
01/08/2022	6	0	9.5900	0	2.3400	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	7	0	8.6000	0	2.7000	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	8	0	5.6700	0	3.8700	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	9	0	10.0400	0	5.8100	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	10	0	10.5800	0	5.9900	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	11	0	13.0100	0	6.3900	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	12	0	4.1400	0	6.0800	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	13	0	15.3500	0	6.7100	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	14	0	32.3100	0	6.1700	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	15	0	36.3600	0	6.0800	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	16	0	40.6800	0	6.8900	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	17	0	36.7200	0	4.9100	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	18	0	22.7300	0	6.4400	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	19	0	18.8100	0.0500	3.1500	0	0	126.5700	0	126.5700
01/08/2022	20	0	13.7700	0.3600	0	0	0	116.8800	0	116.8800
01/08/2022	21	0	13.2800	0.9900	0	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	22	0	13.2800	1.0400	0	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	23	0	12.7800	0.7200	0	0	0	108.5200	0	108.5200
01/08/2022	24	0	9.5000	0.9500	0	0	0	107.7000	0	107.7000
02/08/2022	1	0	12.6000	0.9000	0	0	0	100.8100	0	100.8100
02/08/2022	2	0	12.6900	0.7200	0	0	0	100.8100	0	100.8100
02/08/2022	3	0	12.5600	0.8100	0	0	0	100.8100	0	100.8100
02/08/2022	4	0	12.6000	0.9000	0	0	0	100.8100	0	100.8100
02/08/2022	5	0	18.8100	0	1.5300	0	0	107.9000	0	107.9000
02/08/2022	6	0	19.0400	0	1.1300	0	0	107.9000	0	107.9000

**Apéndice O.** Declaración de fabricante de inversor Fronius sobre Control Automático de Tensión



Wels, 15.07.2022

**Declaración de Fabricante- Control Automático de Tensión**

**Fronius International GmbH**

como fabricantes oficiales de inversores y accesorios solares de conexión a red y cuya fábrica se encuentra en 4642 Sattledt, Austria, confirmamos que los inversores listados a continuación están equipados con la función de control automático de tensión, de conformidad con la norma UL1741 Supplement SA "Grid Support Utility Interactive Inverters and Converters" (Rev. February 15, 2018), incluyendo el cumplimiento de la sección "SA13 Modo Volt/VAr (Q(V)". La función Q(V) permite participar en el control de tensión mediante la generación o absorción de potencia reactiva

- **Fronius Primo 3.8-1 – 8.2-1 208 - 240**
- **Fronius Primo 10.0-1 – 15.0-1 208 - 240**
- **Fronius Symo 10.0-3 – 12.0-3 208 - 240**
- **Fronius Symo 15.0-3 208**
- **Fronius Symo 10.0-3 – 24.0-3 480**
- **Fronius Symo Advanced 10.0-3 – 12.0-3 208 - 240**
- **Fronius Symo Advanced 15.0-3 – 24.0-3 480**

Los inversores están equipados con una protección de interfaz interna que incluye las siguientes funciones de disparo para voltaje anormal y frecuencia anormal (de acuerdo con IEEE 1547):

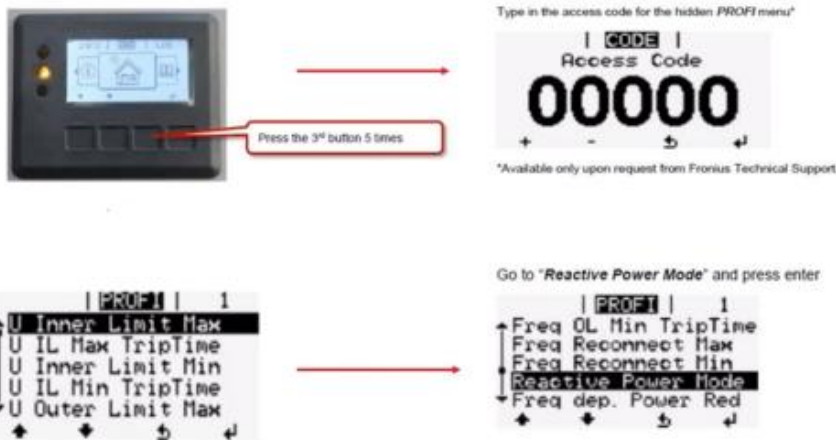
FUNCIÓN	AJUSTE		TEMPORIZACIÓN	
	<i>Setups 208, 220, 240, 440N and 480N</i>	<i>Requerido por CNO</i>	<i>Setups 208, 220, 240, 440N and 480N</i>	<i>Requerido por CNO</i>
<b>Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)</b>	0.88 p.u.	0.85 p.u.	2 s	2 s
<b>Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)</b>	0.5 p.u.	0.5 p.u.	0.16 s	0.2 s
<b>Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)</b>	1.10 p.u.	1.15 p.u.	1 s	2 s
<b>Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)</b>	1.2 p.u.	1.2 p.u.	0.16 s	0.2 s
<b>Bajafrecuencia (ANSI 81 U)</b>	57Hz	57Hz	0.16 s	0.5 s
<b>Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)</b>	62Hz	63Hz	0.16 s	0.5 s




Algunas opciones adicionales de control de potencia reactiva/activa conocidas como "Reactive Power Mode" disponibles para configuración en el inversor son las siguientes:

- / C.  $\cos\phi$  – Control mediante  $\cos\phi$  permanente
- / C. Qrel – potencia reactiva constante en relación (%) a la potencia aparente nominal del equipo
- / C. Qabs – inyección/absorción constante de potencia reactiva absoluta
- /  $\cos\phi/P$  – control de  $\cos\phi$  en relación de la potencia activa
- / Q/U – inyección/absorción de potencia reactiva en relación del voltaje de red
- / Q/P – inyección/absorción de potencia reactiva en relación de la potencia activa

estos ajustes de las funciones de red avanzadas (AGF) se activan desde el inversor por medio del MENÚ PROFÍ:



**Fronius International GmbH**  
 Business Unit Solar Energy  
 Froniusplatz 1  
 4600 Wels

  
 Philipp Rechberger  
 Head of Systems Technology