

Diseño de una alternativa que solucione el impacto de la energía reactiva en la facturación de energía eléctrica para una residencia con instalación solar fotovoltaica, mediante el análisis de datos históricos del proyecto de autogeneración a pequeña escala (AGPE) de ENEF energía del futuro y bajo cumplimiento de la resolución CREG 030 de 2018.

Paula Alexandra Rodríguez Velásquez

Trabajo de grado para optar al título de ingeniera electricista

Director

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor en ingeniería eléctrica

Codirectora

Yuliany García Carrascal

Ingeniera electrónica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías físico-mecánicas

Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Objetivos.....	21
1.1 Objetivo general.....	21
1.2 Objetivos específicos	21
2. Marco normativo, legal y técnico	22
3. Análisis del sistema de autogeneración fotovoltaico	25
3.1. Caracterización del sistema de generación fotovoltaica	25
3.2. Estudio y análisis de la generación, consumo e inyección de la energía activa y sus costos asociados	31
3.3. Estudio y análisis de la inyección de la energía reactiva capacitiva y sus costos asociados .	34
3.4. Estudio y análisis del consumo de la energía reactiva inductiva y sus costos asociados	41
4. Caracterización y medición de los parámetros del sistema	48
5. Métodos de compensación de potencia no activa, estado del arte.....	66
5.1. Inversores con capacidad de inyectar reactivos	71
5.1.1. Fronius	74
5.1.2. Growatt	75
5.2. Banco de capacitores.....	78
5.2.1. Bancos de capacitores de tipo fijo	79
5.2.2. Bancos de capacitores de tipo automático	80

5.3. Control de tensión y potencia reactiva..... 85

5.4. Compensador dinámico de VAR 92

6. Conclusiones y observaciones 97

6.1. Conclusiones 97

6.2. Observaciones 100

Referencias..... 102

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Datos generales de la vivienda.....	25
Tabla 2. Datos del diseño de la instalación.....	27
Tabla 3. Información de los paneles usados en la instalación.	28
Tabla 4. Información de los microinversores usados en la instalación.....	28
Tabla 5. Regulaciones colombianas que tratan sobre el transporte de la energía reactiva.	29
Tabla 6. Energía consumida y entregada a la red, comparación de datos de la plataforma apsystems con los datos de essa e.s.p para 8 meses.	31
Tabla 7. Datos de essa e.s.p correspondientes al consumo, tarifa y cobro de la energía activa en 8 meses.....	33
Tabla 8. Costo de energía reactiva capacitiva para los primeros 4 meses del año 2022.	36
Tabla 9. Costo de energía reactiva inductiva para los primeros 4 meses del año 2022.....	43
Tabla 10. Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de enero del año 2022.....	45
Tabla 11. Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de febrero del año 2022.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12. Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de marzo del año 2022.....	45
Tabla 13. Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de abril del año 2022.....	45

Tabla 14. Ejemplo-proyección de un usuario con exceso de consumo de energía y que no hace nada por resolverlo en 34 meses.	46
Tabla 15. Cuadro de cargas instaladas en la vivienda.	49
Tabla 16. Comparación de métodos para compensación de reactivos.....	69
Tabla 17. Anotaciones sobre compensación de reactivos en sistemas fotovoltaicos solares.	70
Tabla 18. Comparativa de precios entre el inversor fronius y el inversor growatt.	77
Tabla 19. Componentes principales del banco de condensadores de tipo automatico.	81
Tabla 20. Análisis de datos para el banco de capacitores de tipo automático.	83
Tabla 21. Comparativa de precios entre el compensador de la empresa dielco sas y el compensador de la empresa gal electric sas.	97

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1 Formula para penalización de energía reactiva capacitiva	34
Figura 2 Segmento de la factura correspondiente al periodo de enero de 2022.	37
Figura 3 Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de enero de 2022.....	37
Figura 4 Segmento de la factura correspondiente al periodo de febrero de 2022.....	38
Figura 5 Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de febrero de 2022.....	38
Figura 6 Segmento de la factura correspondiente al periodo de marzo de 2022.	39
Figura 7 Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de marzo de 2022.....	40
Figura 8 Segmento de la factura correspondiente al periodo de abril de 2022.	40
Figura 9 Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de abril de 2022.....	41
Figura 10 Formula para penalización de energía reactiva inductiva.	42
Figura 11 Diagrama del registrador de redes FLUKE 1730 conectado al sistema trifásico	52
Figura 12 Gráfica de demanda de energía activa.	53
Figura 13 Gráfica de demanda de energía no activa.	54
Figura 14 Gráfica de demanda de factor de potencia FP.	55
Figura 15 Gráfica de potencia activa durante una semana.....	58

Figura 16 Gráfica de potencia activa durante 24 hrs / 1 día. 58

Figura 17 Gráfica de potencia no activa durante una semana..... 59

Figura 18 Gráfica de potencia no activa durante 24 hrs / 1 día. 60

Figura 19 Gráfica del Factor de Potencia (FP) durante una semana..... 61

Figura 20 Gráfica del Factor de Potencia (FP) durante 24 hrs / 1 día..... 61

Figura 21 Gráfica de la frecuencia durante los 7 días..... 62

Figura 22 Gráfica de la THDV durante los 7 días. 63

Figura 23 Gráfica de la THDV durante 24 horas / 1 día..... 64

Figura 26 Gráfica de la THDI durante los 7 días..... 64

Figura 25 Gráfica de la THDI durante 24 horas / 1 día. 65

Figura 26 Datos de salida inversor Fronius Symo 5.0-3-M, tomados de la ficha técnica. 75

Figura 27 Datos de salida inversor Growatt SPH5000TL3 5kW, tomados de la ficha técnica. ... 76

Figura 28 Gráfica de la frecuencia con que se presentan las fluctuaciones..... 82

Figura 29 Carta de solicitud enviada a la ESSA E.S.P para participar en el control de tensión... 87

Figura 30 Carta enviada a la ESSA E.S.P donde se acredita la correcta configuración de los microinversores del sistema solar fotovoltaico..... 89

Figura 31 Fragmento de la respuesta favorable de la ESSA E.S.P respecto a la solicitud realizada para hacer parte del control de tensión. 92

Figura 32 Principio de operación del compensador dinámico de VAR..... 95

Figura 33 Compensador dinámico de VAR, de la empresa GAL Electric SAS. 96

Lista de apéndices

Ver apéndices adjuntos

- Apéndice A. Diseño solar fotovoltaico realizado por ENEF
- Apéndice B. Seguimiento de energía de la vivienda familiar
- Apéndice C. Ficha técnica microinversor YC10000
- Apéndice D. Ficha técnica panel PEIMAR 360W
- Apéndice E. Ficha técnica ECU-C-8.27.18
- Apéndice F. Ficha técnica medidor bidireccional LY-SM300-GPRS
- Apéndice G. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de septiembre del año 2021
- Apéndice H. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de octubre del año 2021
- Apéndice I. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de noviembre del año 2021
- Apéndice J. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de diciembre del año 2021
- Apéndice K. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de enero del año 2022
- Apéndice L. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de febrero del año 2022
- Apéndice M. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de marzo del año 2022
- Apéndice N. Tarifa_ESSA correspondiente al mes de abril del año 2022
- Apéndice Ñ. Diseño del tablero solar instalado en la vivienda familiar por ENEF
- Apéndice O. Ficha técnica del inversor Fronius-Symo
- Apéndice P. Ficha técnica del inversor Growatt-SPH-4000-10000-Trifásico
- Apéndice Q. Presupuesto
- Apéndice R. Datos de energía recopilados con el analizador de redes Fluke 1730
- Apéndice S. Concepto sobre la energía reactiva emitido por la CREG
- Apéndice T. Radicado ESSA sobre el control de tensión y reactivos

Apéndice U. Cotización del sistema de compensación de reactivos emitida por DIELCO

Apéndice V. Cotización del sistema de compensación de reactivos emitida por GALelectric

Glosario

AGPE: autogenerador a Pequeña Escala AGPE. Es cuando un cliente decide producir energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades, y el tamaño de su instalación de generación es inferior a 1.000 kW (1 MW).

AMI: En sus siglas en inglés se traduce como Advanced Metering Infrastructure o Infraestructura de Medición Avanzada, se centra en una comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Analizador de redes: Es un instrumento que permite analizar diferentes propiedades de una instalación. Se centra especialmente en los parámetros de dispersión y los datos que arroja permiten llevar un control exacto del consumo de energía eléctrica.

Apsystems: Es la segunda empresa a nivel mundial líder en micro inversores. Ofrece tecnología avanzada y potente de micro inversores solares para sistemas residenciales y comerciales.

Banco de capacitores: Son equipos que regularmente se instalan en los sistemas eléctricos, tanto en baja como en mediana y alta tensión, ya que son de utilidad para corregir el factor de potencia y evitar las penalizaciones que la empresa suministradora impone, mejorar el perfil de voltaje, principalmente durante condiciones de arranque de motores o conexión de cargas de gran magnitud.

Compensador dinámico: El compensador dinámico de factor de potencia funciona como una fuente de energía reactiva dinámica. Según el sistema de red, puede proporcionar potencia reactiva capacitiva o absorber potencia reactiva inductiva redundante de la red eléctrica.

Corriente alterna: La corriente alterna (CA) es un tipo de corriente eléctrica, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos. La corriente que fluye por las líneas eléctricas y la electricidad disponible normalmente en las casas procedente de los enchufes de la pared es corriente alterna.

Corriente directa: La corriente directa (CD) o corriente continua (CC) es aquella cuyas cargas eléctricas o electrones fluyen siempre en el mismo sentido en un circuito eléctrico cerrado, moviéndose del polo negativo hacia el polo positivo de una fuente de fuerza electromotriz.

CREG: La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tiene por objeto regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los competidores sean económicamente eficientes no impliquen abusos de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

Distorsión armónica: La distorsión armónica se produce cuando la señal de salida de un sistema no equivale a la señal que entró en él. Esta falta de linealidad afecta a la forma de la onda, porque el equipo ha introducido armónicos que no estaban en la señal de entrada. Puesto que son armónicos, es decir múltiplos de la señal de entrada, esta distorsión no es tan disonante y es más difícil de detectar.

Distorsión armónica total (THD): La Distorsión Armónica Total (THD, por sus siglas en inglés de Total Harmonic Distortion) es una medida de cuánto se «distorsiona» o se cambia la forma de onda del voltaje o de la corriente de su forma de onda sinusoidal convencional. La energía proviene de su suministrador eléctrico en forma de onda sinusoidal limpia.

ENEF: ENEF Energía del Futuro, es una empresa de ingeniería liderada por mujeres, especializada en energía solar ideal para desarrollar proyectos de inversión en Energía sostenible.

Energía activa: La energía activa es aquella que se genera cuando los receptores eléctricos transforman la energía en trabajo mecánico y calor en un determinado intervalo de tiempo. Este efecto tiene un reflejo inmediato y se mide en kWh, es decir, kilovatios hora. La energía activa es el tipo de energía que permite funcionar a todos los aparatos conectados a una red eléctrica.

Energía reactiva capacitiva: Es la energía que se inyecta a la red.

Energía reactiva inductiva: Es la energía que se absorbe de la red.

Energía reactiva o no activa: Es un tipo de energía eléctrica absorbida o inyectada a la red por algunos equipos que para su funcionamiento necesitan un campo magnético, tales como motores, transformadores, ascensores, sistemas de bombeo de agua, motores de aireación de piscinas, iluminación eficiente, entre otros.

Energía solar fotovoltaica: es aquella que se obtiene al convertir la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico.

ESSA E.S.P: La Electrificadora de Santander es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad anónima, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y a las normas especiales que rigen el sector eléctrico, perteneciente al Grupo Empresarial EPM.

Excedentes de energía: Como norma general, una instalación fotovoltaica genera más energía de la que gasta. Este sobrante se denomina excedente y puede entregarse a la red o almacenarse en baterías para su posterior uso.

Factor de potencia FP: El factor de potencia (FP), es la relación entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la hora de convertirlo en potencia útil, como luz, calor o movimiento mecánico. Es considerado como un indicador sobre el correcto aprovechamiento de la energía. El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, donde 1 es el valor ideal e indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo.

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Inversores: Los inversores solares fotovoltaicos son equipos que se encargan de transformar la energía producida en una instalación fotovoltaica, que se transmite en forma de corriente continua, en corriente alterna para que los electrodomésticos y otros productos eléctricos puedan funcionar en sus niveles normales.

Medición bidireccional: Consiste en un sistema de medición bidireccional del servicio eléctrico, que permite que los usuarios que se autoabastecen parcial o totalmente mediante sistemas de generación a base de fuentes renovables, puedan tener una información más completa y clara respecto al consumo y los excedentes de energía.

Microinversores: son inversores fotovoltaicos que convierten la corriente eléctrica continua directa de uno o dos paneles solares a corriente alterna compatible con la red eléctrica en 110V o 220V.

MPPT: son las siglas de “Maximum Power Point Tracker”, lo que significa en español seguidor del punto de máxima potencia. Esto, unido a un inversor, consigue alcanzar un balance entre el voltaje y la corriente en aquellas placas que trabajan en su máxima potencia.

Operadores de red OR: Ente encargado de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR

o SDL, incluidas las conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros.

Panel solar fotovoltaico: El módulo fotovoltaico, también conocido como panel solar o placa solar, es el dispositivo que capta la energía solar para iniciar el proceso de transformación en energía sostenible.

Potencia activa: es la que representa la capacidad de un circuito para poder realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Se mide en vatios (W). La potencia activa se denota con la letra P mayúscula.

Potencia reactiva o no activa: es un tipo de potencia eléctrica, la cual es tomada de la red por algunos equipos eléctricos que la necesitan para su correcto funcionamiento, pero que luego la devuelven, por lo que no supone un consumo, aunque sí hay que generarla y transportarla hasta los equipos.

Red eléctrica: es una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores.

RETIE: es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas de Colombia y debe ser observado y cumplido por todas las personas naturales, o jurídicas nacionales o extranjeras, contratistas u operadores y en general por quienes generen, transformen, transporten, distribuyan, usen la energía eléctrica y ejecuten actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas.

SDL: Sistema de Distribución Local, compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y

subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión.

SIN: Sistema Interconectado Nacional, es la entidad encargada de distribuir la energía generada en las plantas y atender las zonas interconectadas del país.

Sistemas eléctricos: se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Se divide en tres subsistemas principales: generación, transporte y distribución.

UPME: es la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, tiene por objetivo planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida.

Resumen

Título: Diseño de una alternativa que solucione el impacto de la energía reactiva en la facturación de energía eléctrica para una residencia con instalación solar fotovoltaica, mediante el análisis de datos históricos del proyecto de autogeneración a pequeña escala (AGPE) de ENEF Energía del Futuro y bajo cumplimiento de la resolución CREG 030 de 2018.

Autor: Paula A. Rodríguez Velásquez

Palabras clave: Energía reactiva; factor de potencia; energía solar fotovoltaica; banco de capacitores; compensación de reactivos.

Descripción: Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 donde se acoge la metodología y fórmulas tarifarias (CREG, 2018), para la retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se destaca el cambio en la manera de calcular el cobro de penalización por la energía reactiva (CREG 195 de 2020) (CREG, 2020). Dichos cambios afectarán los cobros en la factura de energía eléctrica en su componente de energía reactiva, por lo que será necesario que los sistemas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) del país analicen este nuevo escenario en la búsqueda de soluciones de compensación de potencia no activa (reactiva) para reducir la facturación de esta potencia en aras de potenciar la penetración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR).

En este documento se presentará por lo menos una solución que se adapte a las necesidades de un usuario en el marco de la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), orientada hacia la ejecución de la resolución CREG 015 de 2018 (CREG, 2018), mediante la recopilación, estudio y análisis de los datos históricos que se tienen del proyecto adjudicado para este trabajo de grado.

Para ello se analiza las opciones de compensar la potencia eléctrica no activa (reactiva) en sistemas fotovoltaicos para reducir o anular los recargos provocados por este tipo de potencia, ya que representa un sobre costo en la factura eléctrica.

Para compensar la potencia no activa (reactiva) que se requiere en los sistemas eléctricos es imprescindible el uso de elementos que produzcan este tipo de potencia, de tal forma que en este estudio se plantea un método de compensación de la potencia eléctrica no activa (reactiva) demandada por la red con el sistema fotovoltaico instalado.

El método de compensación se seleccionó en base a estudios de distintas tecnologías en el ámbito de la compensación de potencia eléctrica no activa (reactiva) como son: los filtros pasivos y activos, los bancos de capacitores, entre otros.

Es importante mencionar que con el estudio y diseño que se implementa, en este trabajo de grado, se propone una solución a este problema en las instalaciones AGPE de pequeña escala.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Ingeniería eléctrica. Director: Gabriel Ordóñez Plata. Doctor en ingeniería eléctrica. Codirectora: Yuliany García Carrascal. Ingeniera electrónica.

Abstract

Title: Design of an alternative that solves the impact of reactive energy on the billing of electric energy for a residence with solar photovoltaic installation, through the analysis of historical data of the small scale self-generation project (AGPE, by its acronym in Spanish) of ENEF energy of the future and under compliance of the CREG resolution 030 of 2018.

Author: Paula A. Rodríguez Velásquez

Keywords: Reactive energy, power factor, photovoltaic solar energy, capacitor bank, reactive compensation.

Description: With the entry into force of CREG resolution 015 de 2018, where the methodology and tariff formulas (CREG, 2018) are accepted, for the remuneration of the electricity transport activity in the National Interconnected System (SIN, by its acronym in Spanish), the change in the way to calculate the penalty charge for reactive energy (CREG 195 of 2020) (CREG, 2020).

These changes will affect the charges in the electricity bill in its reactive energy component, so it will be necessary for the small scale self-generation system (AGPE) of the country to analyze this new scenario in the search for power compensation solutions not active (reactive) to reduce the billing of this power in order to promote the penetration of non-conventional renewable energy sources (FNCER, by its acronym in Spanish).

This document will present at least one solution that adapts to the needs of a user within the framework of small scale self-generation (AGPE). Oriented towards the execution of CREG resolution 030 of 2018 (CREG , 2018), through the collection, study, and analysis of the historical data of the project awarded for this degree work.

For this, the options of compensating the non-active (reactive) electrical power in photovoltaic systems are analyzed to reduce or cancel the surcharges caused by this type of power, since it represents an extra cost in the electrical bill.

To compensate the non-active (reactive) power that is required in electrical systems, it is essential to use elements that produce this type of power, so that in this study a compensation method for the non-active (reactive) electrical power is proposed.) demanded by the grid with the photovoltaic system installed.

The compensation method was selected based on studies of different technologies in the field of non-active (reactive) electrical power compensation, such as: passive and active filters, capacitor banks, among others.

It is important to mention that with the study and design that is implemented, in this degree work, a solution to this problem is proposed in small-scale AGPE facilities.

* Degree work

** Faculty of physical and mechanical engineering. School of electrical, electronic and telecommunications engineering. Electric engineering. Director: Gabriel Ordonez Plata. Doctor of electrical engineering. Co-director: Yuliany García Carrascal. Electronic engineer.

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial se basan en el flujo de corriente alterna, la cual llega a usarse en casas, industrias y comercios que demandan energía eléctrica. Esta potencia eléctrica generada y entregada, debe ser compensada para mejorar la eficiencia del sistema (Gayatri, Parimi, & Pavan Kumar, 2018). Adicionalmente dicho consumo puede determinar el comportamiento y operación de los equipos conectados (ABB, 2016).

Actualmente es común ver que se instalan sistemas de energía solar fotovoltaica dentro de las ciudades y en sus zonas residenciales con el fin de reducir la energía activa (kWh) que se consume de la red eléctrica y que es suministrada por los operadores de red. En la mayoría de las aplicaciones los sistemas de generación fotovoltaicos inyectan en la red potencia activa, con un factor de potencia cercano a la unidad (Xavier, Cupertino & Pereira, 2018), de modo que no pueden inyectar reactivos al sistema, en virtud de que la compensación de potencia reactiva por medio de los inversores que se instalan en los sistemas solares fotovoltaicos puede llegar a ser más costoso para el usuario (Mulolani, Armstrong, & Zahawi, 2014).

Por lo tanto, en la mayoría de estas instalaciones, la potencia reactiva demanda por la carga eléctrica debe ser suplida por el operador de red y dado que parte de la potencia activa requerida por la misma carga es suministrada por los paneles fotovoltaicos, el factor de potencia de la instalación disminuye y el OR facturará el exceso de potencia reactiva.

Esta particularidad hace que los sistemas de energía solar fotovoltaica que no tienen compensación directa de energía no activa (reactiva) en el punto de la instalación sean ineficientes desde un aspecto técnico, ya que al no contar con dicha compensación puede dar origen al pago de energía no activa (reactiva).

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 ((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018) donde se acoge la metodología y fórmulas tarifarias, para la retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se destaca el cambio en la manera de calcular el cobro por transporte de energía reactiva (CREG 195 de 2020) ((CREG) C. d., Resolución 195 de 2020, 2020). Dichos cambios entrarán a aumentar potencialmente los costos en la factura de energía eléctrica.

En este trabajo de grado, se analiza el impacto que tiene la compensación de potencia no activa en instalaciones solares fotovoltaicas y cómo el consumo de potencia no activa (reactiva) se reduce en la facturación mensual, lo que a su vez mejora la garantía de los resultados de la inversión en sistemas de generación con paneles fotovoltaicos.

1. Objetivos

Los objetivos del trabajo de grado se describen a continuación.

1.1 Objetivo general

Diseñar una alternativa para la solución al impacto que tiene la energía no activa (reactiva) en la facturación de una instalación solar fotovoltaica residencial de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) de ENEF Energía del Futuro, enfocado al cumplimiento de la resolución CREG 015 de 2018 ((CREG) C. d., Resolución 030 de 2018, 2018).

1.2 Objetivos específicos

Para diseñar la mejor alternativa de solución al impacto que tiene la energía no activa (reactiva) en la facturación de una instalación solar fotovoltaica residencial de AGPE, se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Recopilar y analizar la información correspondiente al proyecto solar fotovoltaico, enfocada en la generación, consumo e inyección de energía activa con el propósito de crear una recopilación de datos sobre la base de un estudio técnico, legal y normativo.
2. Hacer el levantamiento de información de un proyecto solar fotovoltaico conforme a la CREG 015 de 2018 (CREG , 2018), para validar el modelo tarifario aplicado por el OR y proyectar los cambios regulatorios que se han establecido en Colombia (CREG 199 de 2019) (CREG, 2019).
3. Realizar un estudio del sistema solar fotovoltaico conectado a la red para observar el comportamiento de consumo e inyección de energía, con el fin de identificar el tipo de cargas asociadas y el hábito de uso de dichas cargas y poder dimensionar el sistema.
4. Plantear diversos escenarios de solución, realizando el diseño y dimensionamiento técnico de cada uno de ellos, con el fin de buscar la solución que mejor se ajuste al sistema

y a la capacidad financiera del usuario, para lograr la disminución del consumo de energía no activa (reactiva) y suplir la demanda de ésta, con el objetivo de reducir el costo en la facturación generada por el OR.

2. Marco normativo, legal y técnico

Las leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso Colombia, Ley 142 y 143 de 1994, 1994) delegaron a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la responsabilidad de establecer las fórmulas tarifarias y de fijar las reglas de calidad a las que tienen que ceñirse las empresas de servicios públicos. Por consiguiente, la energía eléctrica en su condición de servicio público debe ser prestada bajo unas condiciones de estabilidad y calidad, que permitan al cliente desarrollar sus actividades (Arboleda & Franco, 2003), cuidando su integridad física y la de los equipos.

Por otro lado, el informe del REN21 con fecha 16 de junio de 2020, muestra que la penetración de sistemas de generación de energía con fuentes renovables ha sido exponencial en los últimos 5 años. Los sistemas de generación de energía eléctrica con fuentes renovables fortalecen la autonomía energética y la democracia, empoderando a los habitantes y las sociedades, a diferencia de los gigantes productores y clientes de combustibles fósiles (REN 21, 2020).

Países como Alemania y España, han implementado sistemas de generación fotovoltaica a distintas escalas, destacándose la generación a pequeña escala por integrar a los usuarios residenciales, permitiéndoles producir su propia energía y en varias ocasiones inyectarla a la red local. (Meléndez, Cruz, Bastidas y Quiroga, 2017).

Por otra parte, la penetración de estos sistemas en nuestro país viene creciendo año a año, lo cual requiere de la evaluación de las necesidades técnicas y regulatorias que se exigen para la utilización de estas nuevas fuentes de generación de energía eléctrica a nivel de los

Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE). Conforme con la Resolución UPME 281 de 2015 se estima Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) una vez que el límite de la potencia máxima generada es menor o igual a 1MW (UPME, 2015).

A nivel Nacional, se cuenta con leyes que fomentan la utilización de los sistemas de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, como lo son: la Ley 788 de 2002, Ley 939 de 2004 y la Ley 1715 de 2014, esta última da la posibilidad de realizar la transición a una economía baja en emisiones de carbono, y del mismo modo, conseguir un efecto mayor en la generación de energía renovable (Congreso Colombia, Ley 1715 de 2014, 2014).

La ley 1715 del 2014 tiene como fin incentivar al desarrollo y la implementación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con ciertos beneficios tributarios, además le da la facultad a la CREG de implantar los métodos que corresponden y conceptualizar las reglas para la remuneración de los excedentes de energía que se entregan a la red, causados por los AGPE (Congreso Colombia, Ley 1715 de 2014, 2014). Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía por medio del Decreto 348 de 2017, establece que los excedentes que se entreguen a la red se reconocerán por medio de un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía (Ministerio de Minas y Energía, Decreto 348 de 2017, 2017).

Luego la CREG en el ejercicio de reglamentación de la Ley 1715 de 2014, expide la Resolución CREG 030 de 2018 por la cual se regulan los sistemas de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CREG , 2018). En ella se establecen las normas para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, instalen sistemas de generación de energía eléctrica que les permita para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado (Portafolio, 2018).

La CREG 030 define los mecanismos para que las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FN CER) que instalen los usuarios, se logren integrar a la red de energía eléctrica. Del mismo modo, garantiza que el usuario que genere energía y decida vender sus excedentes al sistema, se considerará como un cliente, y se instituye como más grande incentivo, que el costo de la energía entregada al sistema por los AGPE sea cercano al costo que el cliente paga por su consumo (CREG , 2018).

Los agentes que prestan el servicio de suministro de energía eléctrica y los usuarios que usan el servicio, además quedan enmarcados en la nueva Resolución CREG 015 de 2018, la cual adopta las disposiciones para la remuneración del suministro de energía eléctrica en el SIN ((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018). En el Capítulo 12 de esta resolución, se detallan los conceptos por los cuales se liquidará el consumo de energía reactiva inductiva y la utilización de factor M (factor multiplicador), el cual está “asociado con el lapso mensual en el cual se muestra el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido”, como una penalización ((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018). Por medio de las soluciones CREG 199 de 2019 y CREG 195 de 2020, se han realizado algunas modificaciones de las disposiciones de la resolución CREG 015 de 2018 en la que predomina el aplazamiento para aplicar el factor M en el costo de la energía reactiva. Este factor se consideró igual a uno (1) hasta diciembre 2021 (EPM, 2020). Desde enero de 2021 se contarán los 12 meses previo a su aumento progresivo. (Línea Directa, EPM).

Para evitar el cobro de energía debidos a la necesidad de la potencia no activa (reactiva) de los sistemas eléctricos, se tienen que hacer algunas adecuaciones técnicas en las instalaciones que eviten la producción en exceso, de este tipo de potencia.

Una de las soluciones más frecuentes en el mercado son los bancos de capacitores fijos, la instalación de bancos de compensación con control automático y los filtros activos o

compensadores dinámicos. La solución de compensación dependerá de la necesidad y los recursos del cliente, teniendo bastante presente el marco normativo y regulatorio.

En todos los casos se debe garantizar el cumplimiento de lo establecido por los reglamentos técnicos expedidos por el Ministerio de Minas y Energía. En el caso de las instalaciones eléctricas se tiene el RETIE (Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas), que incluye el cumplimiento del Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050).

3. Análisis del sistema de autogeneración fotovoltaico

En este capítulo se realizará el análisis del sistema de autogeneración fotovoltaico del caso de estudio propuesto para el trabajo de grado, para lo cual se realiza: la caracterización del sistema de generación fotovoltaica, el análisis de la generación, consumo e inyección de la energía activa y sus costos asociados, el análisis del transporte de la energía reactiva capacitiva y sus costos asociados, el análisis del transporte de la energía reactiva inductiva y sus costos asociados.

3.1. Caracterización del sistema de generación fotovoltaica

El caso de estudio fue realizado en una vivienda residencial unifamiliar, ubicada en la CASA 29 de la Urbanización Rincón del Lago en la ciudad de Bucaramanga (ver Tabla 1). Antes de instalar el sistema solar fotovoltaico en la vivienda se tenía un consumo mensual de energía eléctrica promedio de 795 kWh para el año 2019, lo cual equivale a pagos en la facturación mensual de la energía eléctrica en promedio, de COP\$ 499 132.

Tabla 1

Datos generales de la vivienda.

EMPLAZAMIENTO	
Instalación identificada como	CASA No 29 – CONJUNTO RESIDENCIAL “RINCÓN DEL LAGO”
Ciudad	Bucaramanga, Santander
Ubicación	Latitud 7.102738, Longitud -73.094571
Vista Satelital	
Altitud	997 m
Irradiación anual	1685 kWh/m2

Nota: Esta tabla muestra la información general de la residencia que se estudia para efectos del proyecto.

Con la finalidad de reducir el consumo de energía eléctrica suministrada por el operador de red (ESSA E.S.P.), la familia instaló un sistema solar fotovoltaico de 5kWp de potencia pico, el cual redujo la energía activa suministrada por la ESSA E.S.P., llevándolo a un consumo promedio de energía activa mensual de 477 kWh para el año 2020, lo cual equivale a pagos en la facturación eléctrica promedio de COP\$ 167.037, llegando a disminuir este costo de energía casi en un 50%; pero al reducir la magnitud de potencia activa consumida y mantener el consumo habitual de potencia reactiva (no activa) se redujo el factor de potencia de la potencia suministrada por la ESSA E.S.P., lo que genera un recargo mensual en la factura, por facturación de la potencia reactiva (no activa).

El sistema fotovoltaico que se estudia en el presente proyecto, identificado como Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE), es un tipo de instalación conectada a la red, con una conexión de tipo “trifásica en baja tensión”. Su potencia nominal es de 5,52 [kW] con una

producción anual de 7085,86 [kWh] (igual a 1272,8 [kWh/kW]), resultante de 16 módulos, superficie de 21,02 [m²] y consiste en un (1) generador. En las tablas 2 a 4 se muestran las especificaciones de este sistema.

El sistema fotovoltaico solar instalado en la vivienda está conectado a la red por medio de un tablero solar en Corriente Alterna (AC) donde tienen lugar la llegada de la acometida principal de la red, la salida al tablero general de circuitos de la vivienda, la salida al sistema ECU-C de telemedida (por el cual se pueden ver algunos datos de generación de energía y consumo en tiempo real) y la salida a la caja de conexiones de los inversores. Este diagrama unifilar completo y detallado se adjunta como en el Anexo 1.

Tabla 2

Datos del diseño de la instalación.

Datos técnicos	
Información técnica del servicio	Clase de usuario: 1 Residencial
Estrato : 6	Nivel : 1
Tarifa	911 AGPE
Subestación	10 conucos
Circuito	10510 ckto 10conuco
Transformador	0100612
Nivel de tensión	1 nivel 1 < 1kV
Datos del medidor	Número : 2000026
Marca	TEC
Factor	1
Cifras	6 – 2
Tipo	A3
Datos Sistema Solar Fotovoltaico	
Superficie total módulos	31.02 m²
Número total de módulos	16
Número total de inversores	4
Energía anual total	1685.20 Wh
Potencia total	5.520 kW
Energía por kW	1272.80 kWh/kW

Nota: Esta tabla muestra los datos técnicos de la instalación eléctrica de la residencia que se estudia para efectos del proyecto.

Tabla 3

Información de los paneles usados en la instalación.

Módulo	
Productor – Modelo	PANEL SOLAR JINKO – JKM345-72
Número total de módulos	16
Superficie total módulos	31.02 m ²

Nota: Esta tabla muestra la información técnica de los paneles con los que se cuenta, instalados en la residencia.

Tabla 4

Información de los microinversores usados en la instalación.

Microinversores	
Productor – Modelo	APSYSTEM QS1
Número total	4
Dimensionamiento	86.96%
Tipo fase	Trifásico
Potencia Nominal	1200W
Nivel de tensión	208

Nota: Esta tabla muestra la información técnica de los microinversores con los que se cuenta, instalados en la residencia.

Como parte de la práctica y de las actividades correspondientes al trabajo de grado, desde el inicio del año en curso (2022) se empezó a hacer un seguimiento más detallado a la generación, consumo e inyección de la energía activa y también reactiva, en todos los proyectos de la empresa ENEF Energía del Futuro. Esto debido a que se quiere tener un mejor panorama del comportamiento de las instalaciones con el fin de evitar cobros no esperados, y así mismo realizar la recopilación de la información para tenerla en una base de datos de la empresa y hacer uso de esta cuando se requiera. La información específica para este proyecto se presenta organizada por

tablas en un documento de Excel, el cual se adjunta en el Anexo 2. Además, se adjuntan las fichas técnicas de algunos equipos como los microinversores, el medidor bidireccional, los paneles solares y el equipo de telemedida ECU-C desde el Anexo 3 hasta el Anexo 6. También se adjuntan las facturas de energía emitidas por parte de la ESSA E.S.P y las tarifas correspondientes publicadas por el mismo O.R. (ver desde Anexo 7 hasta Anexo 15), desde septiembre de 2021 hasta abril de 2022 correspondientes a la vivienda unifamiliar, con el fin de contrastar con estos datos los cambios regulatorios aplicados a partir del presente año y encontrar una solución que se ajuste al sistema y las expectativas del usuario, para evitar el cobro por parte del O.R: por transporte de energía reactiva.

En la recopilación de estos datos de generación, consumo e inyección y entre la observación y el análisis que se hacen a los datos registrados anteriormente, se encuentra que en diciembre de 2021 aún no se cobraba por parte de la ESSA E.S.P la energía reactiva capacitiva, aunque la energía reactiva inductiva si era cobrada se manejaban condiciones diferentes a las presentes. Desde enero de este año (2022), como se menciona claramente en el capítulo 12 de la CREG 015 de 2018 ((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018) y en el Artículo 7 de la CREG 199 de 2019 ((CREG) C. d., Resolución 199 de 2019, 2019), se cobrará la energía reactiva capacitiva e inductiva con algunas condiciones diferentes a las que se establecían en el Artículo 25 de la CREG 108 de 1997 ((CREG) C. d., Resolución 108 de 1997, 1997), como se muestra la Tabla 5, donde se comparan estas regulaciones que tratan el cobro por transporte de energía reactiva que se realiza a los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala que hacen parte de la matriz energética de Colombia.

Tabla 5

Regulaciones colombianas que tratan sobre el transporte de la energía reactiva.

RESOLUCIÓN ANTERIOR	RESOLUCIÓN VIGENTE
Artículo 25 de la CREG 108 de 1997	Capítulo 12 de la CREG 015 DE 2018 - Artículo 7 de la CREG 199 de 2019
Establecía que:	Establece que:
<p>1. El Factor de Potencia (FP) inductivo debía estar por encima de 0,90 (medición por mes).</p>	<p>1. El Factor de Potencia (FP) inductivo debe estar entre 0,90 y 1 (medición por hora).</p> <hr/> <p>2. Si la energía reactiva supera el 50% de la energía activa en una (1) hora, entonces el exceso de reactiva en ese periodo será facturado.</p> <hr/> <p>3. Si un día tiene al menos en el periodo de una (1) hora, energía reactiva superior al 50% de la energía activa, entonces ese día se considera penalizado y si en el mes hay diez 10 días penalizados entonces el mes será penalizados y el factor M se incrementa en una (1) unidad</p>
<p>2. Si la energía reactiva superaba el 50% de la energía activa, entonces el exceso de reactiva sería facturado (medición por mes).</p>	<p>4. El factor M multiplicará de manera directa la energía reactiva en exceso por cada hora en que ocurra esta condición.</p> <hr/> <p>5. El factor M se incrementará de uno (1) en uno (1) hasta alcanzar un valor de seis (6), luego se mantendrá en ese valor por doce (12) meses y en caso de seguir incurriendo en penalización, se incrementará hasta alcanzar un valor de doce (12).</p> <hr/> <p>6. El valor de M se reiniciará a uno (1) solo si se mantiene un registro de tres (3) meses sin cobro de transporte de energía reactiva.</p> <hr/> <p>7. Si se inyecta energía reactiva capacitiva a la red, toda esa energía (100%) será facturada.</p>

Nota: Esta tabla muestra en resumen los cambios vigentes, en lo referente a la facturación y cobro de la energía reactiva.

Con el fin de tener un amplio panorama en lo referente al comportamiento del consumo de energía y la inyección de la misma, a la red, se llevan a cabo el análisis y estudio de los datos entregados en las facturas generadas por la ESSA E.S.P, correspondientes a los meses de enero, febrero, marzo y abril del año 2022. En dichas facturas se encuentran patrones de comportamiento del consumo de energía reactiva capacitiva e inductiva.

3.2. Estudio y análisis de la generación, consumo e inyección de la energía activa y sus costos asociados

De los datos de generación, importación y exportación de energía eléctrica tomados de la plataforma Apsystems (más información en el libro HISTORIAL, del Anexo 2), se encuentra que el consumo promedio de energía de la vivienda es 680 kWh por cada periodo (mes), de los cuales el sistema solar fotovoltaico genera en promedio 500 kWh de energía por mes, aportando a la vivienda la cantidad necesaria abasteciendo su consumo hora a hora. Debido a que la interfaz usada para hacer el seguimiento de los datos en tiempo real (Apsystems (Apsystems, 2016)(Apsystems, 2016)), funciona principalmente mediante conexión WiFi, la información recopilada de esta plataforma debe tratarse con cuidado porque los datos tienden a la falta de información, ya que la red WiFi siempre ha presentado intermitencias en las comunicaciones y a veces hasta se presentan retrasos en el traspaso de información, este error de telecomunicaciones se muestra en la Tabla 6, donde se tiene la comparación de los datos obtenidos de la plataforma y los entregados por el O.R ESSA E.S.P, desde el mes de septiembre 2021 hasta abril de 2022. Por lo tanto, es importante resaltar que la información respecto a la cual se contrastarán y compararán estos datos es la entregada por el O.R ESSA. E.S.P ya que, finalmente, esta ha sido y seguirá siendo la base sobre la cual se paga un costo monetario asociado por la energía consumida para un determinado periodo.

Tabla 6

Energía consumida y entregada a la red, comparación de datos de la plataforma Apsystems con los datos de ESSA E.S.P para 8 meses.

AÑO	PERIODO / MES	APSYSTEMS		ESSA	
		OBTENIDA DE LA RED [kWh]	EXCEDENTES [kWh]	OBTENIDA DE LA RED [kWh]	EXCEDENTES [kWh]
2021	septiembre	254,17	216,21	362,00	336,11

	octubre	380,64	215,66	546,00	339,80
	noviembre	356,03	220,15	502,00	349,76
	diciembre	389,68	214,27	551,00	336,10
2022	enero	191,15	296,88	534,32	341,55
	febrero	334,27	191,32	480,73	308,03
	marzo	375,64	191,03	537,71	328,96
	abril	304,82	182,96	453,71	281

Nota: Esta tabla muestra una comparativa de los datos entregados por la ESSA y los descargados de la plataforma de control apsystems.

En la recopilación y caracterización de datos desde las facturas entregadas por la ESSA E.S.P se encuentra que para el año 2021 se consumió por periodo un promedio de 475,18 kWh de energía obtenida de la red, y se entregó en forma de excedentes 281,84 kWh. Para el año en curso 2022 se lleva un consumo promedio por periodo (mes) de 501,62 kWh de energía obtenida la red y hasta el momento se han entregado por periodo 314,89 kWh en promedio. Esto deja ver a grandes rasgos que el sistema eléctrico sigue consumiendo e inyectando en promedio, la misma cantidad de energía activa a la red.

Siendo la tarifa el precio que se paga por cada kilovatio-hora (kWh), se valida la tarifa aplicada al consumo de energía activa desde septiembre del año 2021 hasta abril del año 2022. ESSA E.S.P se acogió a la opción tarifaria de acuerdo con lo establecido en las Resolución CREG 012 de 2020 (CREG, 2020)((CREG) C. d., Resolución 012 de 2020, 2020) y realiza la publicación de la tarifa para cada periodo en su página web, según la resolución CREG 119 de 2007 (CREG, 2007)((CREG) C. d., Resolución 119 de 2007, 2007) y conforme con las resoluciones CREG 015 de 2018 (CREG, 2018)((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018), CREG 030 de 2018 (CREG, 2018)((CREG) C. d., Resolución 030 de 2018, 2018) y CREG 199 de 2019 (CREG, 2019)((CREG) C. d., Resolución 199 de 2019, 2019) expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, que permiten establecer los costos de la prestación del servicio a usuarios regulados y AGPE. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 7 se organiza la información

correspondiente al consumo, la tarifa y el cobro de energía activa para los meses mencionados anteriormente, con el fin de comparar las relaciones o diferencias que existan entre los datos.

Tabla 7

Datos de ESSA E.S.P correspondientes al consumo, tarifa y cobro de la energía activa en 8 meses.

AÑO	MES	CONSUMO [kWh]	TARIFA MES	TARIFA APLICADA	COBRO ACTIVA	COBRO CALCULADO CON TARIFA MES	DIFERENCIA ENTRE COBROS
2021	SEPTIEMBRE	362	\$ 559,597	\$ 559,59	\$ 202.591	\$ 202.574	\$ 17
	OCTUBRE	546	\$ 562,955	\$ 562,96	\$ 307.644	\$ 307.373	\$ 271
	NOVIEMBRE	502	\$ 566,333	\$ 562,96	\$ 282.587	\$ 284.299	-\$ 1.712
	DICIEMBRE	551	\$ 569,731	\$ 566,33	\$ 312.163	\$ 313.922	-\$ 1.759
2022	ENERO	534	\$ 575,428	\$ 575,42	\$ 307.463	\$ 307.279	\$ 184
	FEBRERO	481	\$ 581,182	\$ 575,42	\$ 276.626	\$ 279.549	-\$ 2.923
	MARZO	538	\$ 610,241	\$ 610,24	\$ 328.133	\$ 328.310	-\$ 177
	ABRIL	454	\$ 622,446	\$ 610,24	\$ 276.873	\$ 282.591	-\$ 5.718

Nota: Esta tabla muestra una relación de los valores cobrados y facturados por la ESSA E.S.P entre los meses de septiembre 2021 y abril 2022.

En la información registrada en la tabla anterior se puede observar claramente que para el año 2021 en los meses de noviembre y diciembre, se aplica una tarifa que no corresponde al mes o periodo relacionado, encontrando que para el mes de noviembre fue aplicada la tarifa del mes inmediatamente anterior (octubre). Pasando lo mismo en el periodo de diciembre donde fue aplicada la tarifa del mes de noviembre, mismo panorama que se tiene para este año 2022 pero para los meses de febrero y abril en los cuales fueron aplicadas las tarifas de sus meses anteriores, enero y marzo respectivamente. Al realizar el cálculo del cobro de energía activa para cada uno de los 8 meses mencionados, con su respectivo consumo y tarifa correspondiente (cobro calculado con tarifa mes) y restando luego este valor encontrado al cobro de energía realizado por la ESSA E.S.P (diferencia entre cobros), se encuentra que, para los meses de noviembre, diciembre, febrero y abril a los cuales se les aplicó una tarifa que no corresponde para el periodo, se les realiza un

cobro adicional considerable y el cual no corresponde a efectos de consumo de energía activa o inyección de energía no activa, se hicieron las averiguaciones pertinentes con el O.R de las cuales no se tuvo explicación alguna, por lo que no se encuentra respuesta a esta diferencia en el costo facturado por la ESSA E.S.P.

3.3. Estudio y análisis de la inyección de la energía reactiva capacitiva y sus costos asociados

Desde la primera hora del día 1 (uno) del mes de enero de 2022 se registra la energía reactiva capacitiva, teniendo un comportamiento de inyección durante las 24 horas del día todos los 31 días del mes, como se puede observar en las tablas 10 a 13, razón por la cual hay un cobro en la factura mensual por el costo de transporte de esta energía, cobro que sale liquidado en los conceptos de la factura correspondiente a ese mes. Se valida este cobro aplicando de acuerdo con el esquema presentado en la Figura 1 para la facturación de la energía reactiva capacitiva, la cual se encuentra establecida en el capítulo 12 de la resolución CREG 015 de 2018 (CREG, 2018)((CREG) C. d., Resolución 015 de 2018, 2018), también en la resolución CREG 199 de 2019 (CREG, 2019)((CREG) C. d., Resolución 199 de 2019, 2019) y en la resolución CREG 195 de 2020 (CREG, 2020)((CREG) C. d., Resolución 195 de 2020, 2020). En estas resoluciones se divide a los usuarios que consumen reactiva en dos grupos: grupo 1: Usuarios que consumen energía reactiva en 10 días o menos durante el mes y grupo 2: aquellos que consumen energía reactiva en más de 10 días.

Figura 1

Esquema para el cobro de energía reactiva capacitiva. Figura elaborada en base a la información aportada por CENS en <https://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/empresas/penalizacion-por-energia-reactiva>



Nota: Esta figura muestra la formulación para el cobro de energía reactiva capacitiva, información aportada por la CREG en su resolución CREG 015 de 2018 capítulo 12.

Para validar este cobro es importante tener en cuenta lo mencionado anteriormente, ya que este sistema en estudio se establece entre los usuarios que consumen energía reactiva capacitiva durante más de 10 días al mes. Por lo que, teniendo en cuenta la información de la Tabla 5 y debido a que se trata del primer mes de consumo después de aplicada la normativa, este inicia con un factor M igual a 1. Los otros valores faltantes en la fórmula los aporta el OR cada mes, con los cuales también se validará la tarifa aplicada en las facturas correspondientes para los periodos de enero, febrero, marzo y abril. Entonces se tiene que para el mes de enero el cobro realizado es el siguiente:

$$\text{Consumo de energía reactiva capacitiva} = 106,15 \text{ [kVar]}$$

$$\text{Valor cargo distribución} = 174,8866 \text{ COP}$$

$$\text{Factor M} = 1$$

$$\text{Valor} = (106,15) \times (174,8866) \times (1)$$

$$\text{Valor} = 18.564 \text{ COP}$$

Se hace este procedimiento para los primeros cuatro meses del 2022, teniendo en cuenta que si el usuario sigue entregando energía reactiva capacitiva se aumenta en +1 sucesivamente el factor multiplicador M para cada mes. En el Anexo 2 se muestran los cálculos correspondientes

para cada mes. En la Tabla 8 se muestra el costo del transporte de energía reactiva capacitiva los primeros cuatro meses del año 2022.

Tabla 8

Costo de energía reactiva capacitiva para los primeros 4 meses del año 2022.

COBRO ENERGÍA REACTIVA CAPACITIVA		
ENERO	18.564 COP	
FEBRERO	37.374 COP	—
MARZO	62.810 COP	—
ABRIL	72.047 COP	—

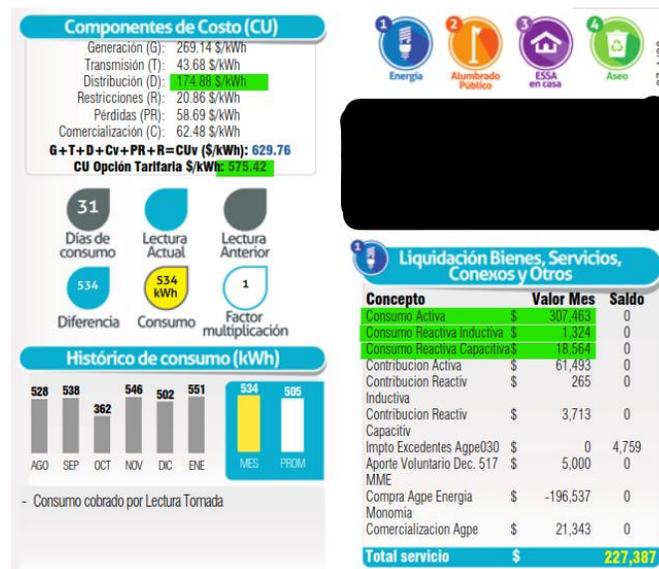
Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, realizados por la ESSA E.S.P al usuario durante los meses de enero hasta abril.

Se puede observar en la información de la Tabla 8 que a medida que pasaron los meses, la instalación incurrió en mayores costas en cada periodo (mes) por la inyección de energía reactiva capacitiva. Por lo que se encuentra que la instalación, para el mes de abril, cuenta con un valor de factor M igual a 4 y si no se aplica alguna solución pronta se seguirá incrementando este factor mes a mes hasta llegar a 6. Debido a que la plataforma Apsystems (Apsystems, 2016)(Apsystems;, 2016) por medio de la cual se le hace seguimiento a la instalación, y el analizador de redes que se instaló en el lugar no registran estos datos de energía reactiva capacitiva como tal, sino que registran toda la energía reactiva sin discriminar entre inductiva o capacitiva, no se puede realizar una comparación de los datos para contrastar la información y los hallazgos obtenidos.

En las figuras 2 a 9 se muestran las facturas mes a mes emitidas por la ESSA y los componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente a los cuatro primeros meses del 2022.

Figura 2

Segmento de la factura correspondiente al periodo de enero de 2022.



Nota: En esta figura se puede ver la información de los componentes de costo (CU) y los conceptos de liquidación, servicios, conexiones y otros, de la facturación correspondiente al mes de enero de 2022.

Figura 3

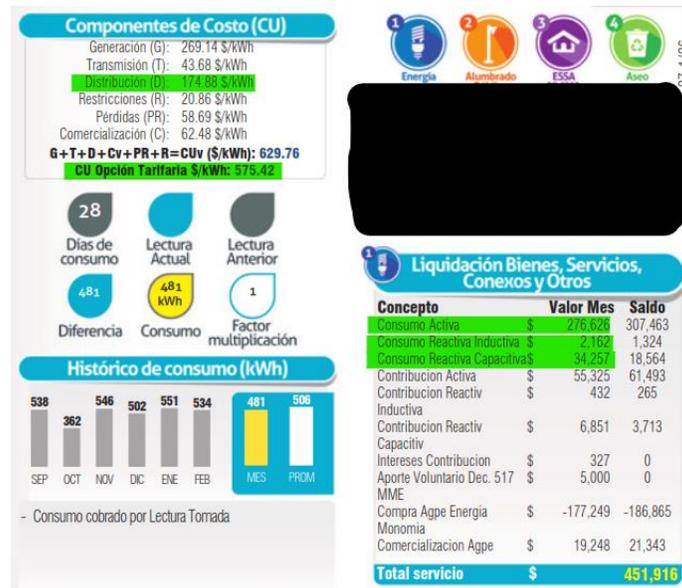
Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de enero de 2022.

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007 Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm,J) que aplica para el mes de enero de 2022 es 7362.71 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	269.1403	43.6840	238.6028	62.4876	58.6990	20.8697	693.4833	636.2418	0.0000
I CLIENTE	269.1403	43.6840	174.8866	62.4876	58.6990	20.8697	629.7671	575.4280	0.0000
II	269.1403	43.6840	152.3307	62.4876	21.5680	20.8697	570.0803	523.4850	0.0000
III	269.1403	43.6840	69.1275	62.4876	16.2303	20.8697	481.5394	430.9738	0.0000
IV	269.1403	43.6840	30.5087	62.4876	10.1314	20.8697	436.8216	396.5398	0.0000
150%	269.1403	43.6840	206.7447	62.4876	58.6990	20.8697	661.6252	605.8349	0.0000

Nota: En este esquema se encuentran relacionados los componentes del costo unitario para los usuarios dependiendo del nivel de medida, en este caso corresponde a la tarifa del mes de enero de 2022.

Figura 4

Segmento de la factura correspondiente al periodo de febrero de 2022.



Nota: En esta figura se puede ver la información de los componentes de costo (CU) y los conceptos de liquidación, servicios, conexiones y otros, de la facturación correspondiente al mes de febrero de 2022.

Figura 5

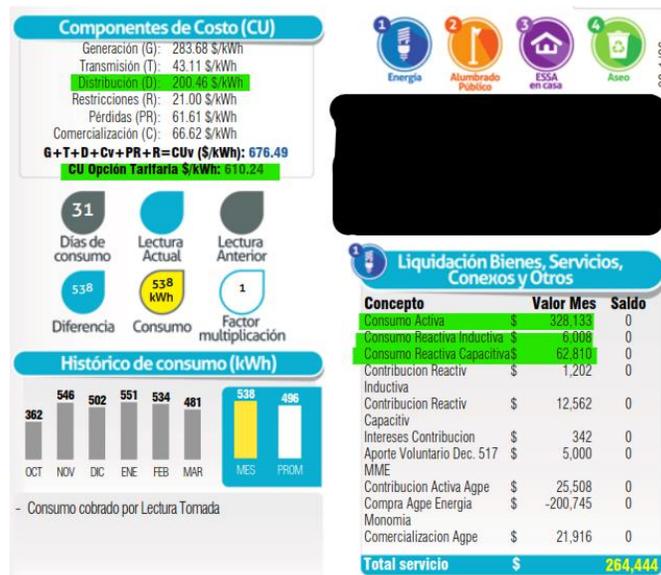
Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de febrero de 2022.

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007 Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm.J) que aplica para el mes de febrero de 2022 es 7484.97 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CÚv Calculado	CÚv Aplicado	CÚf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	254.6062	45.1290	256.3477	65.1094	56.5402	24.4124	702.1449	642.6042	0.0000
I CLIENTE	254.6062	45.1290	190.7988	65.1094	56.5402	24.4124	636.5960	581.1823	0.0000
II	254.6062	45.1290	165.1870	65.1094	20.9555	24.4124	575.3995	528.7198	0.0000
III	254.6062	45.1290	72.6972	65.1094	15.8876	24.4124	477.8418	435.2836	0.0000
IV	254.6062	45.1290	32.4015	65.1094	10.0418	24.4124	431.7003	400.5052	0.0000
150%	254.6062	45.1290	223.5733	65.1094	56.5402	24.4124	669.3705	611.8932	0.0000

Nota: En este esquema se encuentran relacionados los componentes del costo unitario para los usuarios dependiendo del nivel de medida, en este caso corresponde a la tarifa del mes de febrero de 2022.

Figura 6

Segmento de la factura correspondiente al periodo de marzo de 2022.



Nota: En esta figura se puede ver la información de los componentes de costo (CU) y los conceptos de liquidación, servicios, conexiones y otros, de la facturación correspondiente al mes de marzo de 2022.

Figura 7

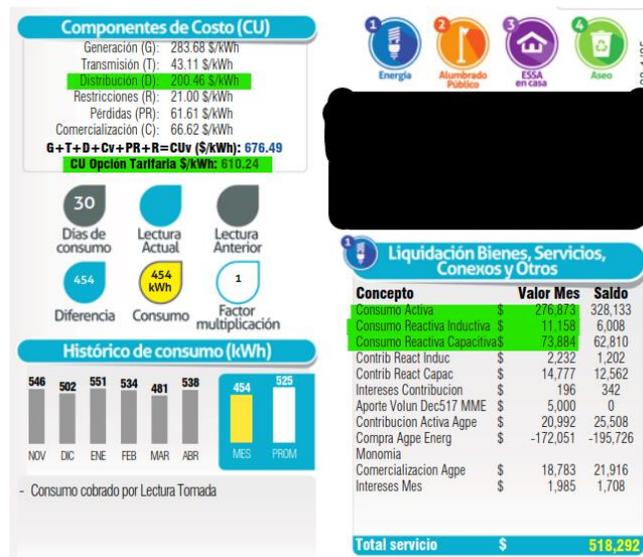
Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de marzo de 2022.

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007 Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm.) que aplica para el mes de marzo de 2022 es 7607.23 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUf Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	283.6803	43.1108	267.7733	66.6210	61.6183	21.0000	743.8036	674.7344	0.0000
I CLIENTE	283.6803	43.1108	200.4659	66.6210	61.6183	21.0000	676.4962	610.2414	0.0000
II	283.6803	43.1108	171.4581	66.6210	22.8038	21.0000	608.6739	555.1558	0.0000
III	283.6803	43.1108	77.8105	66.6210	17.3330	21.0000	509.5554	457.0478	0.0000
IV	283.6803	43.1108	35.0043	66.6210	10.9555	21.0000	460.3718	420.5304	0.0000
I 50%	283.6803	43.1108	234.1196	66.6210	61.6183	21.0000	710.1499	642.4879	0.0000

Nota: En este esquema se encuentran relacionados los componentes del costo unitario para los usuarios dependiendo del nivel de medida, en este caso corresponde a la tarifa del mes de marzo de 2022.

Figura 8

Segmento de la factura correspondiente al periodo de abril de 2022.



Nota: En esta figura se puede ver la información de los componentes de costo (CU) y los conceptos de liquidación, servicios, conexiones y otros, de la facturación correspondiente al mes de abril de 2022.

Figura 9

Componentes del costo unitario variable y fijo correspondiente al periodo de abril de 2022.

COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE Y FIJO DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007 Conforme con las resoluciones CREG 180/14, 015/16 y 019/18 el valor (Cfm,j) que aplica para el mes de abril de 2022 es 7683.23 \$/factura									
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado	CUF Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Resoluciones CREG 012 de 2020 y 152 de 2020 opción tarifaria	Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I ESSA	253.5304	40.3278	267.2661	70.6142	56.0305	34.0968	721.8658	688.2291	0.0000
I CLIENTE	253.5304	40.3278	195.4811	70.6142	56.0305	34.0968	650.0808	622.4462	0.0000
II	253.5304	40.3278	168.2511	70.6142	21.0673	34.0968	587.8876	566.2589	0.0000
III	253.5304	40.3278	76.9798	70.6142	16.1731	34.0968	491.7221	466.1887	0.0000
IV	253.5304	40.3278	32.6345	70.6142	10.4289	34.0968	441.6326	428.9411	0.0000
I 50%	253.5304	40.3278	231.3736	70.6142	56.0305	34.0968	685.9733	655.3377	0.0000

Nota: En este esquema se encuentran relacionados los componentes del costo unitario para los usuarios dependiendo del nivel de medida, en este caso corresponde a la tarifa del mes de abril de 2022.

3.4. Estudio y análisis del consumo de la energía reactiva inductiva y sus costos asociados

Para el caso del consumo de energía reactiva inductiva se realiza el mismo análisis realizado con la energía reactiva capacitiva. Se encontró que el consumo de energía reactiva inductiva para un periodo (mes) está en el rango de los 22 a 26 días, como se muestra en las tablas 10 a 13. Para establecer el costo asociado al transporte de energía reactiva inductiva se tienen en cuenta las regulaciones mencionadas en el numeral anterior tal como se muestra en la Tabla 5.

Figura 10

Esquema para el cobro de energía reactiva inductiva. Figura elaborada en base a la información aportada por CENS en <https://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/empresas/penalizacion-por-energia-reactiva>



Nota: Esta figura muestra la formulación para el cobro de energía reactiva inductiva, información aportada por la CREG en su resolución CREG 015 de 2018 capítulo 12.

Para validar el cobro de la energía reactiva inductiva mencionado, correspondiente a los primeros cuatro meses del 2022 se debe tener en cuenta lo mencionado en el numeral anterior, es decir que los usuarios que consumen energía reactiva inductiva durante más de 10 días al mes se les aplicará el factor multiplicador M. Por lo que, teniendo en cuenta la información de la Tabla 5 y debido que para enero de 2022 se trata del primer mes de consumo después de aplicada la normativa, este inicia con un factor M igual a 1. Entonces se tiene que para el mes de enero el cobro realizado fue así:

Consumo de energía reactiva = 7,57 [kVar]

Valor cargo distribución = 174,8866 COP

Factor M = 1

$$\text{Valor} = (7,57) \times (174,8866) \times (1)$$

$$\text{Valor} = 1.324 \text{ COP}$$

Se hace este procedimiento para los meses primeros cuatro meses del 2022, teniendo en cuenta que si el usuario sigue incurriendo en penalización se aumenta en +1 sucesivamente el factor multiplicador M para cada mes, en el Anexo 2 se presentan los cálculos correspondientes para cada mes. La Tabla 9 muestra el costo del transporte de energía reactiva inductiva los primeros cuatro meses del año 2022.

Tabla 9

Costo de energía reactiva inductiva para los primeros 4 meses del año 2022.

COBRO ENERGÍA REACTIVA INDUCTIVA		
ENERO	1.324 COP	
FEBRERO	2.358 COP	—
MARZO	6.008 COP	—
ABRIL	10.787 COP	—

Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, realizados por la ESSA E.S.P al usuario durante los meses de enero hasta abril.

En la información de la tabla anterior, se observa que a medida que pasaron los meses, la instalación incurrió en penalización con el consumo de energía reactiva inductiva, que como ya se mencionaba antes, en el periodo (mes) tiene un comportamiento casi diario y por franjas horarias en el día. Dichas franjas de consumo se dan en promedio en un rango de entre 5 a 8 horas al día, las cuales se presentan mayormente desde las 7 a las 13 horas del día y a veces consumos de una o dos horas entre las 14 y 18 horas del día. Por lo que se halla que la instalación, para el mes de abril, tenía con un valor de factor M igual a 4 y si no se gestiona alguna solución pronta, este factor seguirá incrementándose de a 1 en cada mes hasta llegar a 6, ocasionando que el ahorro que se

tiene por reducción del consumo de potencia activa con el sistema solar fotovoltaico se diluya, teniendo la posibilidad de tener que pagar una factura mayor a la que se pagaba antes de la instalación del sistema solar fotovoltaico.

Debido a que la plataforma Apsystems (Apsystems, 2016) por medio de la cual se le hace seguimiento a la instalación, no registra estos datos de energía reactiva inductiva como tal, sino que registra toda la energía reactiva sin discriminar entre inductiva o capacitiva, no se puede realizar una comparación de los datos para contrastar la información y los hallazgos obtenidos.

Al revisar los valores cobrados por el O.R por concepto del costo de energía reactiva capacitiva e inductiva, correspondiente a los meses en mención, se encuentra para el periodo del mes de febrero de 2022 se aplicó la tarifa del costo de distribución correspondiente al mes de enero, según lo indican las tarifas del portal web de la ESSA. E.S.P. y así mismo pasa con el mes de abril de 2022, en el cual fue aplicada la tarifa del costo de distribución del mes de marzo de 2022, como se muestra en las figuras 2 a 9, en donde también se pueden ver los valores facturados del “consumo de energía reactiva capacitiva” como está liquidado en el concepto de la factura y otros cobros como el “consumo de energía reactiva inductiva”, “consumo de activa”, etc. Al tener este factor M con tendencia a seguir incrementando hasta llegar a 6, valor en el que esta variable M se mantiene hasta un año (12 meses) antes de seguir en aumento si la instalación continua con exceso de reactiva, es importante resaltar que esto aporta una ventana de tiempo amplia para que todos los usuarios del sistema interconectado que están incurriendo en este costo de energía no activa (reactiva), analicen las soluciones más asequibles para dejar de pagar el consumo de energía no activa (reactiva).

Las tablas 10 a 14 presentan los consumos de las energías en los cuatro primeros meses del 2022.

Tabla 10

Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de enero del año 2022.

26 DÍAS CONSUMO INDUCTIVA	ENERO	COBRO CAPACITIVA	COBRO INDUCTIVA	COBRO ACTIVA
31 DÍAS INYECCIÓN CAPACITIVA		18.564	1.673	307.463

Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, reactiva inductiva y energía activa, aplicados por la ESSA E.S.P al usuario para el mes de enero del año 2022.

Tabla 11

Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de febrero del año 2022.

22 DÍAS CONSUMO INDUCTIVA	FEBRERO	COBRO CAPACITIVA	COBRO INDUCTIVA	COBRO ACTIVA
28 DÍAS INYECCIÓN CAPACITIVA		37.374	2.358	279.392

Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, reactiva inductiva y energía activa, aplicados por la ESSA E.S.P al usuario para el mes de febrero del año 2022.

Tabla 12

Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de marzo del año 2022.

22 DÍAS CONSUMO INDUCTIVA	MARZO	COBRO CAPACITIVA	COBRO INDUCTIVA	COBRO ACTIVA
31 DÍAS INYECCIÓN CAPACITIVA		62.810	6.008	328.133

Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, reactiva inductiva y energía activa, aplicados por la ESSA E.S.P al usuario para el mes de marzo del año 2022.

Tabla 13

Consumos y cobros calculados de energía activa y reactiva para el mes de abril del año 2022.

23 DÍAS CONSUMO INDUCTIVA	ABRIL	COBRO CAPACITIVA	COBRO INDUCTIVA	COBRO ACTIVA
30 DÍAS INYECCIÓN CAPACITIVA		72.047	10.787	282.410

Nota: Esta tabla muestra los cobros de energía reactiva capacitiva, reactiva inductiva y energía activa, aplicados por la ESSA E.S.P al usuario para el mes de abril del año 2022.

En el levantamiento de información del proyecto solar fotovoltaico, se valida el modelo tarifario aplicado en la facturación mensual comparado con lo expuesto en los artículos 17 y 18 de la CREG 030 de 2018 (CREG , 2018)((CREG) C. d., Resolución 030 de 2018, 2018) teniendo en cuenta que estas regulaciones han tenido cambios significantes en cuanto al cobro del consumo de energía reactiva (CREG, 2019)((CREG) C. d., Resolución 199 de 2019, 2019), generando costos mayores en la facturación de energía activa y reactiva mensual de varios autogeneradores pequeños (AGPE).

Para revisar el impacto del factor M, la Tabla 14 muestra los costos mes a mes de un usuario con las mismas condiciones de la vivienda que se está estudiando que no reduce el consumo de potencia no activa (reactiva). En este ejemplo se consideró un consumo de potencia reactiva constante, un costo de distribución y tarifa de costo unitario fijos en el tiempo, para mejor entendimiento.

Tabla 14

Ejemplo-proyección de un usuario con exceso de consumo de energía no activa (reactiva) y que no hace nada por disminuir este consumo en 34 meses.

MES	CONSUMO DE ACTIVA [kWh]	REACTIVA INDUCTIVA EN EXCESO [kVarh]	CONSUMO DE REACTIVA CAPACITIVA [kVarh]	M	TARIFA COSTO UNITARIO CU	TARIFA DE DISTRIBUCIÓN	COSTO DE ACTIVA	COSTO REACTIVA INDUCTIVA	COSTO DE REACTIVA CAPACITIVA	TOTAL FACTURA	OBSERVACIÓN
1	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
2	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	Periodo de "gracia" inicial en el cual el usuario tiene la oportunidad de eliminar su transporte de reactiva sin que sus costos por reactiva se incrementen
3	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
4	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
5	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
6	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
7	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	

LA ENERGÍA REACTIVA Y SU PARTICIPACIÓN EN LA FACTURACIÓN. 47

8	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
9	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
10	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
11	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
12	400	10	100	1	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 2.000	\$ 20.000	\$ 222.000	
13	400	10	100	2	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 4.000	\$ 40.000	\$ 244.000	Se da el incremento en el costo de energía reactiva para incentivar las acciones correctivas de los clientes, el M alcanza un valor de hasta 6
14	400	10	100	3	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 6.000	\$ 60.000	\$ 266.000	
15	400	10	100	4	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 8.000	\$ 80.000	\$ 288.000	
16	400	10	100	5	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 10.000	\$ 100.000	\$ 310.000	
17	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
18	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
19	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	La variable M se mantiene en un valor de seis (6) hasta por un año antes de volver a incrementarse si el cliente continua con exceso de reactiva
20	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
21	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
22	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
23	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
24	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
25	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
26	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
27	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
28	400	10	100	6	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 12.000	\$ 120.000	\$ 332.000	
29	400	10	100	7	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 14.000	\$ 140.000	\$ 354.000	El costo por reactiva en exceso vuelve a incrementarse hasta alcanzar su valor máximo con M=12
30	400	10	100	8	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 16.000	\$ 160.000	\$ 376.000	
31	400	10	100	9	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 18.000	\$ 180.000	\$ 398.000	
32	400	10	100	10	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 20.000	\$ 200.000	\$ 420.000	
33	400	10	100	11	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 22.000	\$ 220.000	\$ 442.000	
34	400	10	100	12	\$ 500	\$ 200	\$ 200.000	\$ 24.000	\$ 240.000	\$ 464.000	

Nota: En esta tabla se puede ver un ejemplo de los cobros que se realizan a un usuario residencial en el ámbito de AGPE y el costo que podría llegar a pagar si no se soluciona pronto lo del consumo o inyección de energía que no produce trabajo.

De la tabla anterior es importante resaltar varias cosas. El periodo de “gracia” ya se venció el 31 de diciembre del año 2021 a la media noche. El costo que finalmente se paga por el consumo de energía reactiva varía dependiendo del tipo de instalación que se estudie, ya que no será lo mismo para un usuario comercial o industrial que tenga máquinas o bancos de capacitores asociados al consumo; en este caso del ejemplo-proyección se puede ver que al cabo de los casi 3 años pagará hasta 12 veces más de lo que pagaba al inicio.

4. Caracterización y medición de los parámetros del sistema

Para tener una adecuada información de la instalación en lo referente a la dinámica del consumo, demanda de energía y el dimensionamiento del sistema se instaló un registrador de redes FLUKE 1730 en la residencia durante 8 días, con el fin de adquirir los datos en tiempo real mientras está en funcionamiento el sistema solar fotovoltaico en conjunto con la red y realizar un panorama comparativo entre los datos que se tienen antes de la puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico, los datos del registrador de redes (el cual se menciona que se instaló para esta práctica), la información entregada por ESSA E.S.P y los datos obtenidos de la plataforma APsystems (Apsystems, 2016)(Apsystems;, 2016) desde la cual se le hace seguimiento a la instalación.

Entre la información entregada por ENEF S.A.S se tienen los datos de la instalación, las fichas técnicas de los equipos, la información del usuario ya usadas anteriormente, también se tiene el diagrama del tablero solar con sus componentes principales (ver Anexo 16). Información que se complementará con el levantamiento de cargas realizado durante la instalación y puesta en marcha del analizador de redes FLUKE 1730, del que se tiene registro en la Tabla 15, con el fin de ampliar

la información de la dinámica del consumo e inyección de energía respecto al comportamiento de las cargas asociadas y los hábitos de uso de dichas cargas.

Al momento del levantamiento de la información de cargas en la vivienda, se hizo observación y se preguntó sobre los hábitos de consumo de los electrodomésticos, teniendo muy presente esos equipos con una carga asociada mayor o considerable en comparación con las luces o algunos enchufes. En el levantamiento de la información se conoció que desde muy temprano en la mañana se hace uso de la lavadora y secadora, siendo usadas al tiempo y por alrededor de 2 horas durante esa mañana. También es importante resaltar que en la cocina se tienen electrodomésticos que son usados regularmente y con mayor frecuencia durante la mañana y los cuales tienen potencias importantes como son el microondas y la estufa, así mismo se pudo ver que en cada alcoba hay un TV siendo este tipo de carga no lineal igual que los computadores, las cuales ocasionan que se distorsione la señal de corriente. Entre las cargas con mayor potencia están los aires acondicionados, que según el propietario de la vivienda este electrodoméstico es de los más usados durante el día por los hijos en especial los fines de semana.

Tabla 15

Cuadro de cargas instaladas en la vivienda.

CUADRO DE CARGAS				
No. CIRCUITOS	DESCRIPCIÓN CIRCUITO RAMAL	CARGA POR FASE		
		[W]		
		R	S	T
	1 Toma corriente lavadora	250		
	3 Toma corriente secadora - luz zona ropas		183	
	5 Toma corriente nevera			171
IZQ	7 Luces cocina	72		
	9 - 11 Torre de horno		300	300
	13 Luces comedor	114		
	15 Luces pasillo - toma mesón - toma comedor		138	
	17 - 19 Horno microondas	250		250

	21	Luces - toma alcoba de servicio - toma comedor	1221		
	23	Reserva		0	
	25 - 27 - 29	Tablero trifásico cuarto máquinas	2058	2214	973
	31 - 33 - 35	Reserva			
	2	Tomas - luces alcoba #3	1896		
	4	Tomas - luces sala TV		1450	
	6	Luces - tomas alcoba huéspedes			1353
	8	Luces - toma baños alcoba principal	2037		
	10	Luces - tomas alcoba #2		1365	
	12 - 14	Toma bifásico estufa	171		171
DER	16 - 18	Toma bifásico campana extractor		171	171
	20	Luces - tomas biblioteca	1413		
	22 - 24 - 26	Tablero trifásico aires acondicionados	1100	1650	1650
	28 - 30 - 32	Reserva			
	34 - 36	Reserva			
TOTAL CARGA INSTALADA [VA] = 23092					

Nota: Cuadro de cargas instaladas en la vivienda residencial asociada al proyecto en estudio.

La presencia de la distorsión de las señales de tensión y corriente es más común en los sectores industriales, pero con la masificación de la tecnología que viene compuesta por la electrónica de potencia (como computadores portátiles, UPS, cargadores de batería, entre otros), también se logra un gran avance en lo referente al control, accionamiento y respaldo de sistemas eléctricos de potencia. Estas nuevas tecnologías hacen que las cargas eléctricas presenten un comportamiento no lineal y por consiguiente distorsiones en las señales de corriente que se reflejan en distorsiones en la señal de tensión. Estas distorsiones armónicas pueden causar efectos no deseados en las cargas e infraestructura eléctrica, como calentamiento en los conductores y posibles fallas en otras cargas eléctricas.

En este caso de la vivienda que se está estudiando, un porcentaje importante de las cargas son no lineales. Algunos ejemplos de estos tipos de cargas son: la iluminación, los computadores, los enrutadores, los equipos de telecomunicaciones, la impresora, los sistemas de energía

ininterrumpida (UPS), los cargadores de baterías, los televisores, la lavadora, la secadora. Para cuantificar la distorsión armónica que están aportando estas cargas no lineales, se analizan los datos entregados por el analizador de redes FLUKE 1730.

Con las ecuaciones 1 y 2 se cuantifican las distorsiones armónicas totales de las señales de tensión y corriente respectivamente. Por otra parte, el valor del factor de potencia es afectado por la distorsión armónica de las señales de tensión y corriente, teniendo esto un efecto negativo en la eficiencia del transporte y uso de la energía eléctrica.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} v_k^2}}{v_1} 100\% \quad \text{Ecuación 1.}$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} 100\% \quad \text{Ecuación 2.}$$

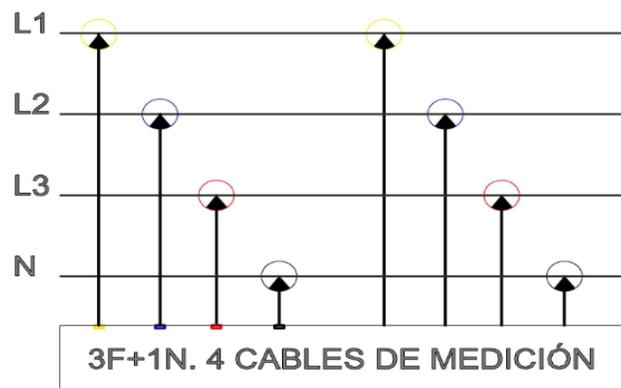
En lo referente al límite o al máximo valor de distorsión armónica total (THD) y con el fin de establecer responsabilidades entre consumidor y distribuidor, se han creado normas nacionales e internacionales, las cuales limitan los rangos permitidos de distorsión armónica total. La norma más utilizada y autorizada en Colombia es la norma NTC-IEC 61000-1-1 (Norma Técnica Colombiana, 2000) junto con la resolución CREG 017 del 2006 (CREG, 2006) y el estándar IEEE 519-2014 (IEEE, 2014). El estándar del IEEE establece los límites máximos de las distorsiones armónicas totales e individuales de las señales de tensión y corriente en los sistemas eléctricos.

El registrador de redes FLUKE 1730 se instaló como se muestra en la Figura 11 con el fin de adquirir las señales de tensión de las tres fases con respecto al neutro y las tres corrientes del sistema eléctrico. Este equipo se conectó al tablero principal de distribución durante siete (7) días continuos, para registrar el perfil de carga de la vivienda unifamiliar y caracterizar el sistema. Se utilizó el modo de grabación para obtener los datos de potencia activa, potencia aparente, potencia

reactiva y factor de potencia de la instalación en pleno funcionamiento durante el periodo de los siete (7) días. Con la empresa ENEF S.A.S se analizaron los datos obtenidos para observar cómo se comporta la instalación con relación a los parámetros de tensión, corriente y potencia; comparando los valores de los parámetros de distorsión armónica de las señales de tensión y corriente con los límites propuestos por la norma IEEE 519-2014 (IEEE, 2014), siguiendo el protocolo de estudio propuesto por la empresa donde se realiza la práctica empresarial relacionada con este trabajo de grado.

Figura 11

Diagrama del registrador de redes FLUKE 1730 conectado al sistema trifásico



Nota: La figura 11 muestra el esquema de conexión del equipo de medida, analizador de redes FLUKE 1730 en el cableado principal de la instalación eléctrica de la vivienda familiar.

Es importante dejar claro que el sistema solar fotovoltaico tiene influencia en el flujo de potencia. La operación de los inversores conectados a la red puede operar con factores de potencia (FP) menores a la unidad (1), y es algo que se puede corregir. Los inversores o microinversores (como en este caso de estudio que contamos con cuatro (4) microinversores), suelen venir con un FP fijo en 1, algunos tienen un rango de ajuste, en este caso de estudio vienen los microinversores

con un FP fijo $>0,99$ (ver Anexo 3). En este caso de estudio los microinversores no tienen la capacidad de controlar reactivos.

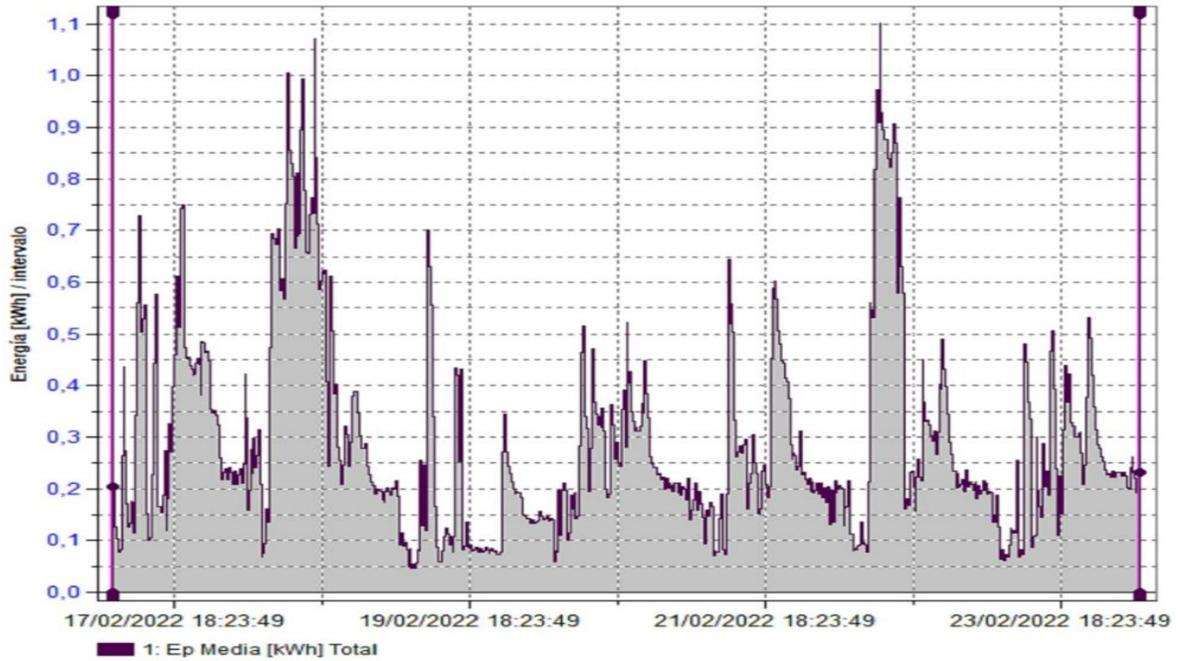
De los parámetros registrados en el analizador de redes FLUKE 1730, se obtienen los datos mínimos, máximos y medios de valores eficaces de tensión y corriente, así como la frecuencia, y los parámetros de potencia: factor de potencia, potencia activa, potencia no activa y la distorsión armónica tanto en la corriente como en la tensión.

Bajo el protocolo de estudio usado por ENEF S.A.S se inicia con el análisis de las gráficas de demanda de energía activa, no activa y de factor de potencia, con el fin de ver que comportamiento está mostrando la dinámica del comportamiento de las cargas de la vivienda.

En las figuras 12 a 14 se muestra el comportamiento las energías: activa y reactiva y del factor de potencia respectivamente durante los siete días que se instaló el equipo de medición. La demanda de energía se obtiene en intervalos de 15 minutos, dando un número total de 668 intervalos. En las gráficas de la demanda de energía activa y no activa se puede observar que la dinámica del comportamiento a través del tiempo es muy parecida entre ellas, mostrando estos picos de valores máximos que resaltan a simple vista en el mismo intervalo de tiempo, pero con diferente amplitud. En la gráfica de la demanda del factor de potencia FP se observa como esta permanece por debajo de 0,9 la mayor parte del tiempo y cuando se presentan los picos de demanda de energía tanto activa como reactiva, su valor está entre 0,6 a 0,8. Con las gráficas de las figuras 12 a 14, se confirma que la vivienda está teniendo un consumo elevado de energía no activa, comparándolo respectivamente con el consumo de energía activa.

Figura 12

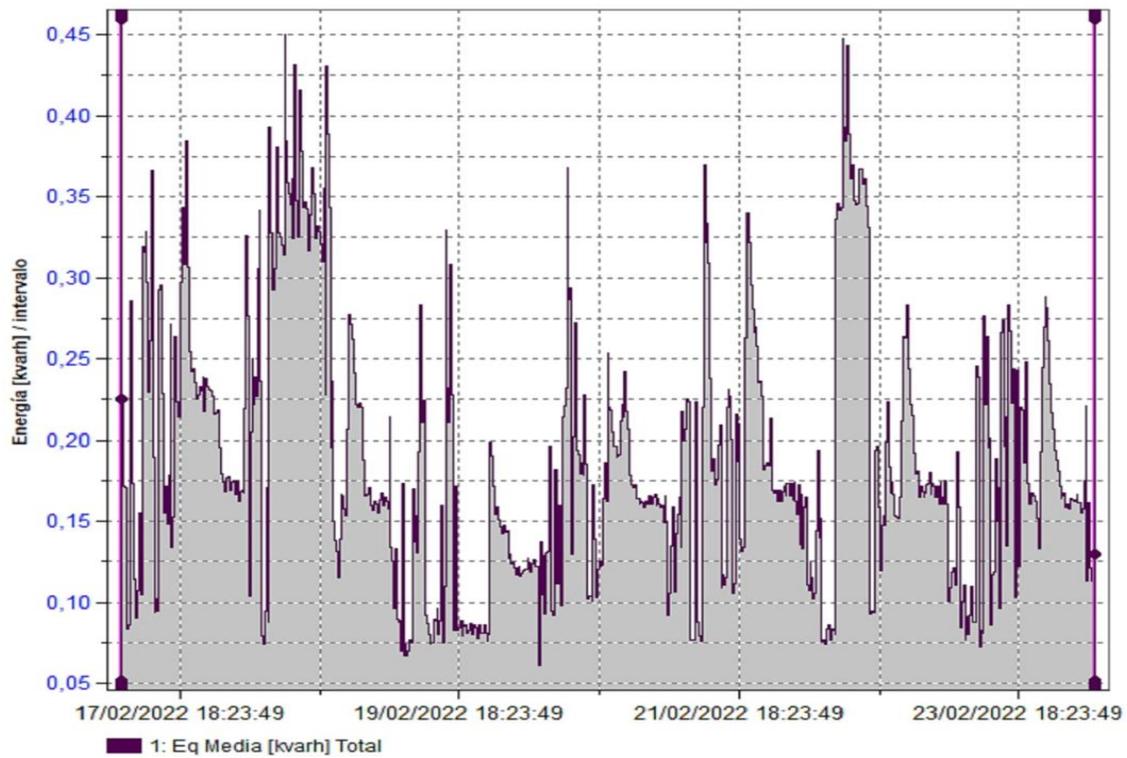
Gráfica de demanda de energía activa.



Nota: En esta gráfica se muestra la demanda de energía activa de la instalación, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 13

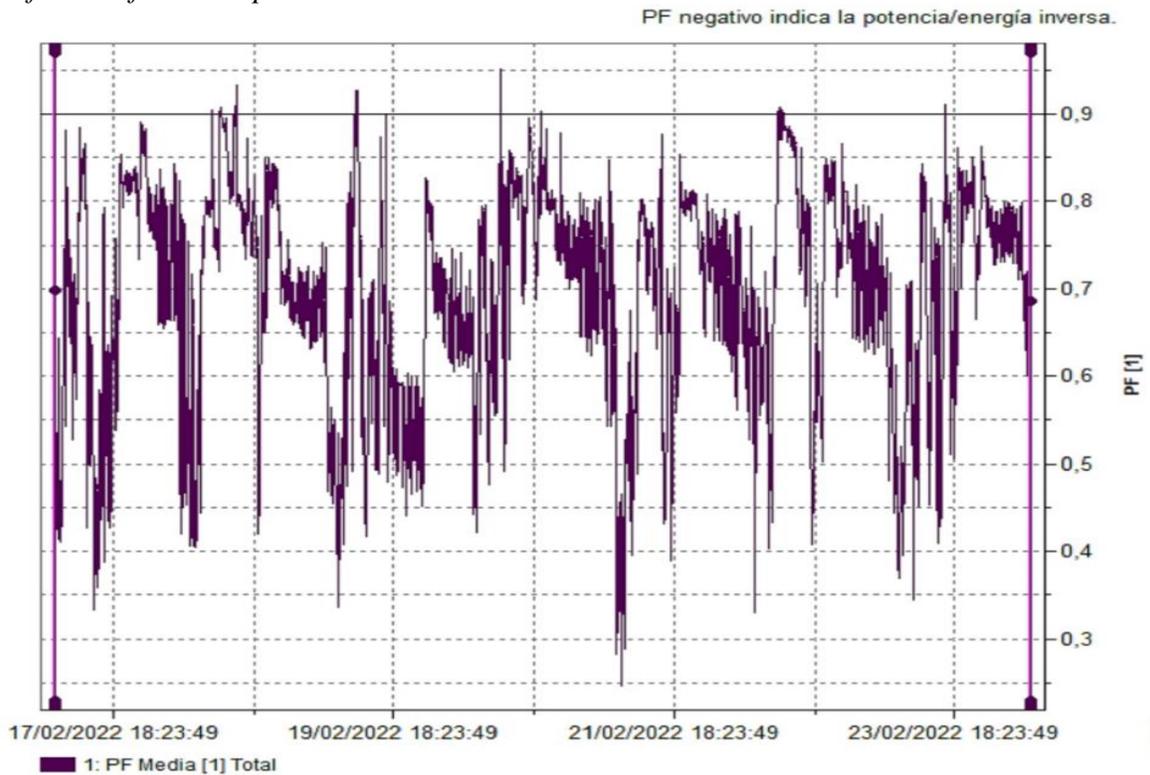
Gráfica de demanda de energía no activa.



Nota: En esta gráfica se muestra la demanda de energía reactiva de la instalación, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 14

Gráfica del factor de potencia FP.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento del factor de potencia FP en la instalación eléctrica residencial, información entregada por el software del analizador de redes.

La instalación fotovoltaica en estudio generalmente proporciona potencia activa, por lo que le es preciso tomar de la red la potencia no activa requerida para algunas cargas de la vivienda. Dado que en la vivienda existe una cantidad apreciable de equipos, el requerimiento de potencia no activa aumentan debido a la naturaleza de las cargas ya que un gran número de ellas consumen potencia reactiva y otras son no lineales, las cuales además de la potencia reactiva también requieren potencia adicional para suplir las distorsiones de las señales de tensión y corriente.

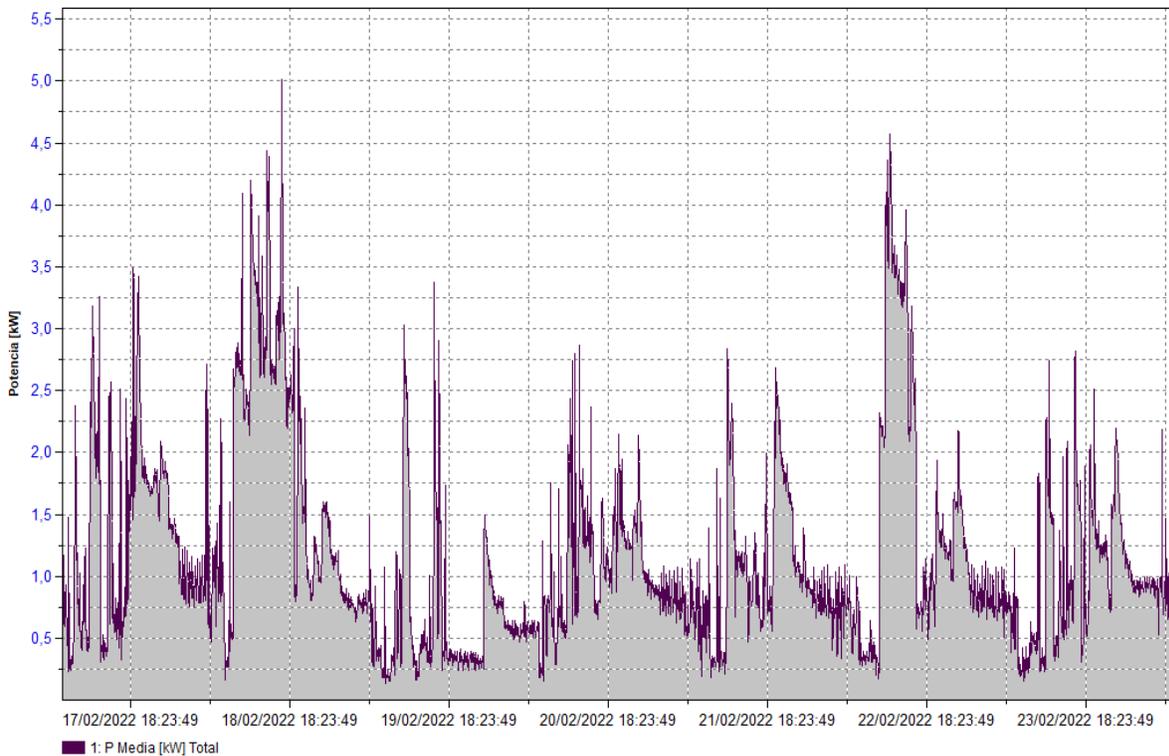
La medición en el punto de acople común presenta una disminución de la potencia activa suministrada por el operador de red (OR), ya que está es suplida por el sistema fotovoltaico, lo cual tiene como consecuencia la disminución del FP medido por el OR. Este factor de potencia indica la relación entre la potencia activa y reactiva que necesita el equipo, o que está fluyendo por

la red eléctrica y desde el punto de vista del OR, el conjunto generador fotovoltaico e instalación eléctrica son uno solo y por lo tanto deben tener un factor de potencia mínimo de 0,9.

En las figuras 15 y 17 se presentan las gráficas de potencia activa y no activa respectivamente, durante una semana (6 días y 23 horas). En ellas se observa que durante la jornada de la mañana, generalmente hasta el mediodía, alargándose algunos días hasta las 2 o 3 de la tarde el consumo de potencia es mayor y debido a esto se presentan varios los picos de la demanda de las potencias activa y no activa. Durante la semana se registró 7,84 [kW] como el valor máximo de potencia activa y para la potencia no activa se obtuvo un valor de 13,12 [kVAr], siendo esta casi el doble de la potencia activa máxima registrada.

Figura 15

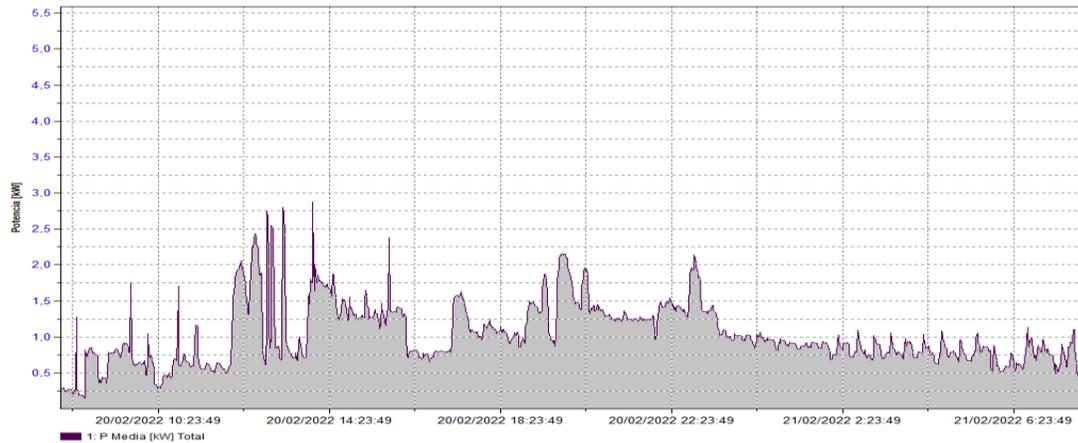
Gráfica de potencia activa durante una semana.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento de la potencia activa en el transcurso de una semana, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 16

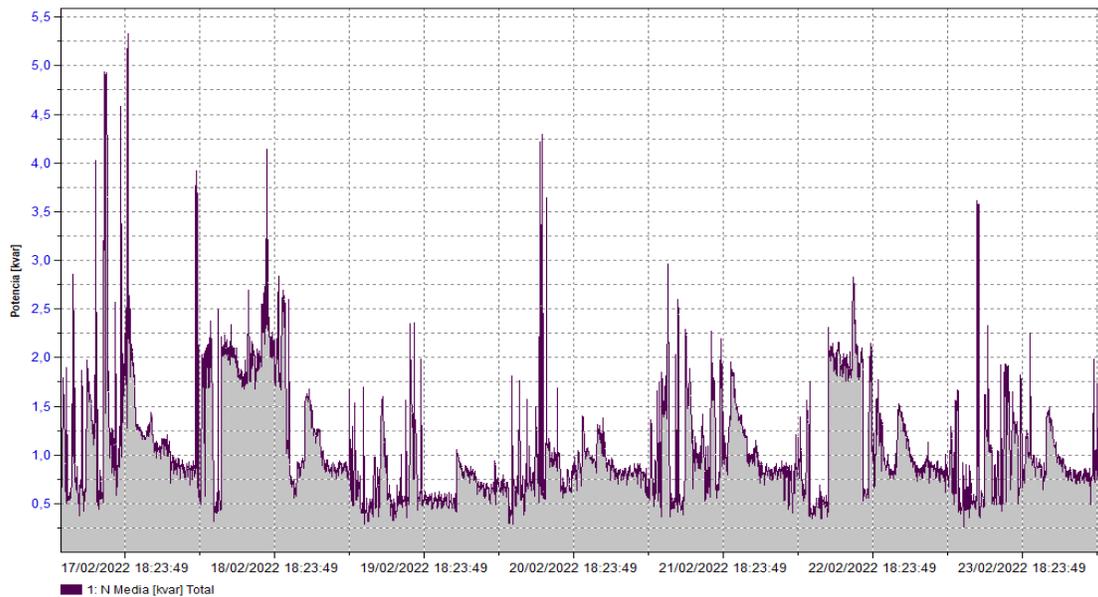
Gráfica de potencia activa durante 24 hrs / 1 día.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento de la potencia activa en el transcurso de 24 horas, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 17

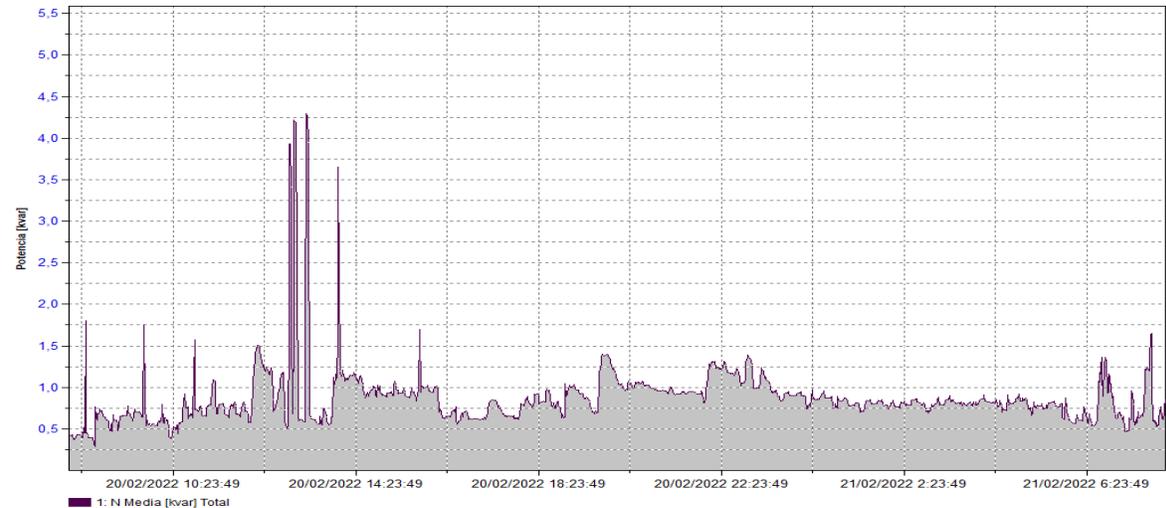
Gráfica de potencia no activa durante una semana.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento de la potencia reactiva en el transcurso de una semana, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 18

Gráfica de potencia no activa durante 24 hrs / 1 día.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento de la potencia reactiva en el transcurso de 24 horas, información entregada por el software del analizador de redes.

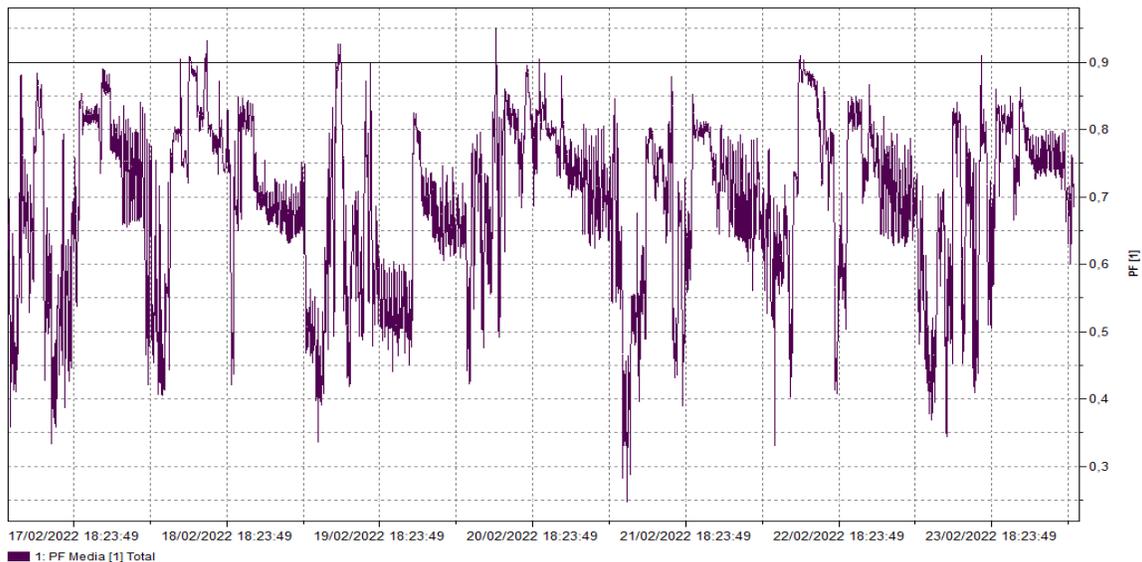
Por otra parte, las figuras 16 y 18 se muestran las potencias: activa y no activa, respectivamente durante un día, con el fin de ver más detalladamente el comportamiento de estas potencias. Con estas gráficas se confirma lo previamente establecido, respecto del consumo de potencia en la jornada de la mañana alargándose un poco hasta pasado el mediodía, ya que se ve claramente como estos picos máximos de consumo son más relevantes en esta franja horaria.

Las figuras 19 y 20 se muestran el comportamiento del factor de potencia durante una semana y durante un día, respectivamente. En estos dos es evidente que el factor de potencia FP se mantiene en un rango de valores entre 0,6 y 0,8 registrando un valor promedio de 0,73, con valores tan bajos como el mínimo que se registró de 0,19 el cual coincide con el instante

de tiempo de cuando se tiene mayor consumo de potencia, por otro lado, el valor máximo registrado fue de 0,97 minutos antes de darse este valor, se midió un bajo factor de potencia para después de unos minutos volver a caer en otro valor bajo.

Figura 19

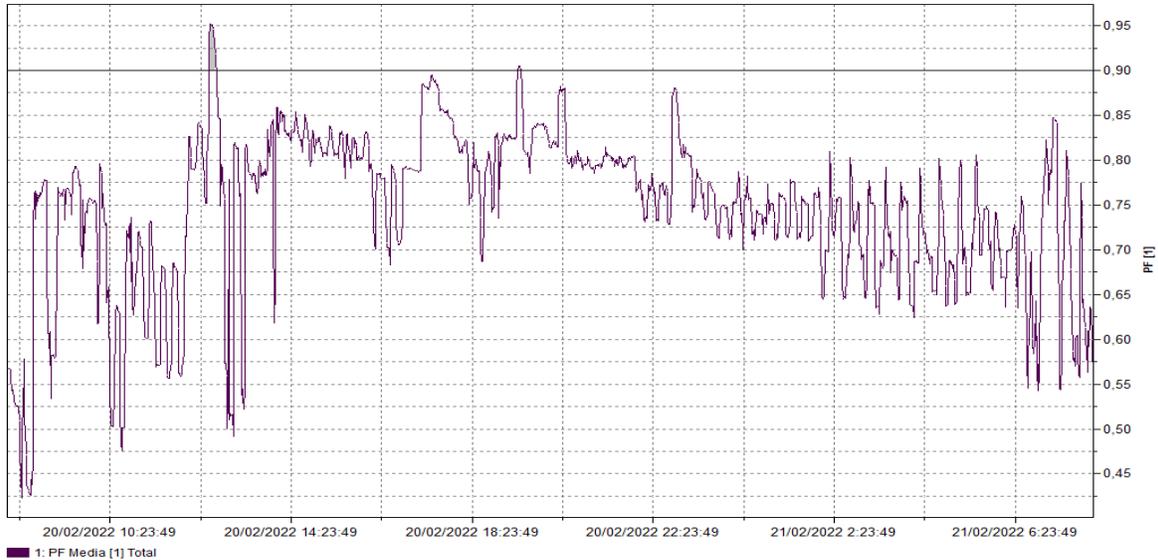
Gráfica del Factor de Potencia (FP) durante una semana.



Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento del factor de potencia FP en el transcurso de una semana, información entregada por el software del analizador de redes.

Figura 20

Gráfica del Factor de Potencia (FP) durante 24 hrs / 1 día

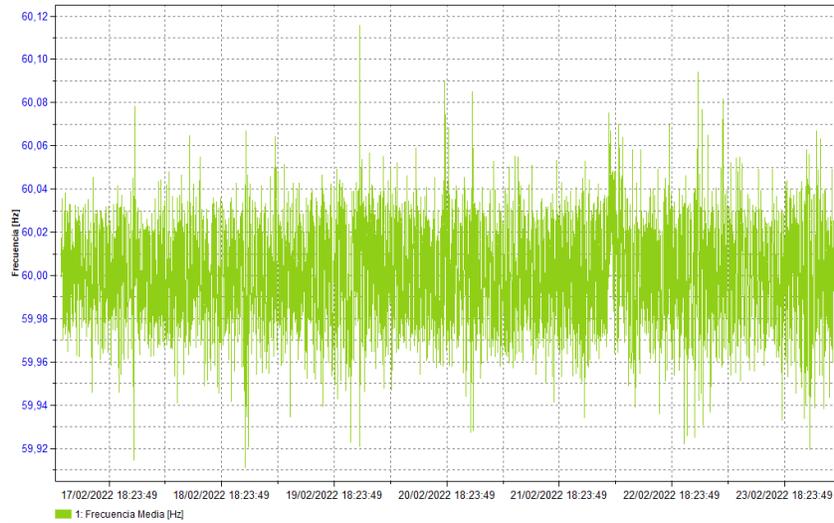


Nota: En esta gráfica se muestra el comportamiento del factor de potencia FP en el transcurso de 24 horas, información entregada por el software del analizador de redes.

Con relación a la frecuencia del sistema, en la Figura 21 se observa, que la frecuencia durante la semana de medición tiene variaciones que no sobrepasan los 0,04 Hz en promedio por encima y por debajo de la frecuencia nominal de 60Hz, comportamiento típico de un sistema interconectado con una gran inercia como es el caso del SIN del sistema eléctrico colombiano. Las variaciones de la carga y del sistema de generación fotovoltaico no tiene capacidad para cambiar este parámetro.

Figura 21

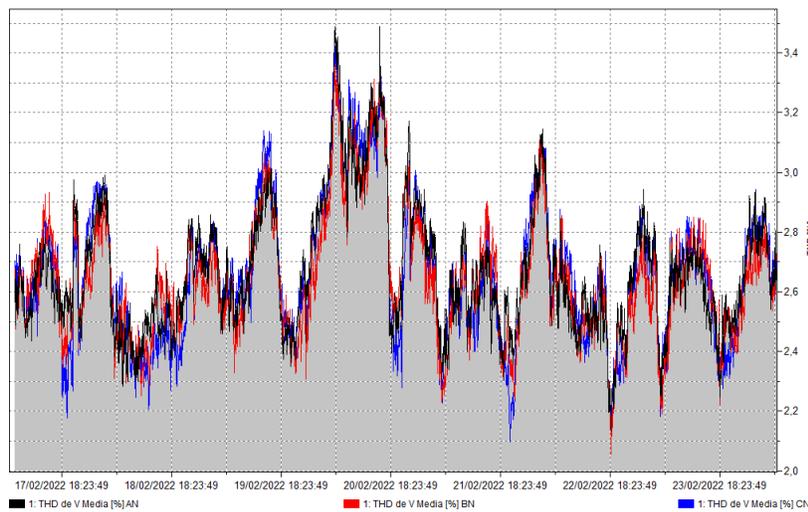
Gráfica de la frecuencia durante los 7 días.



Nota: En este esquema se puede observar el comportamiento de la frecuencia del sistema eléctrico en el transcurso de los siete días de medición con el analizador de redes FLUKE 1730.

Figura 22

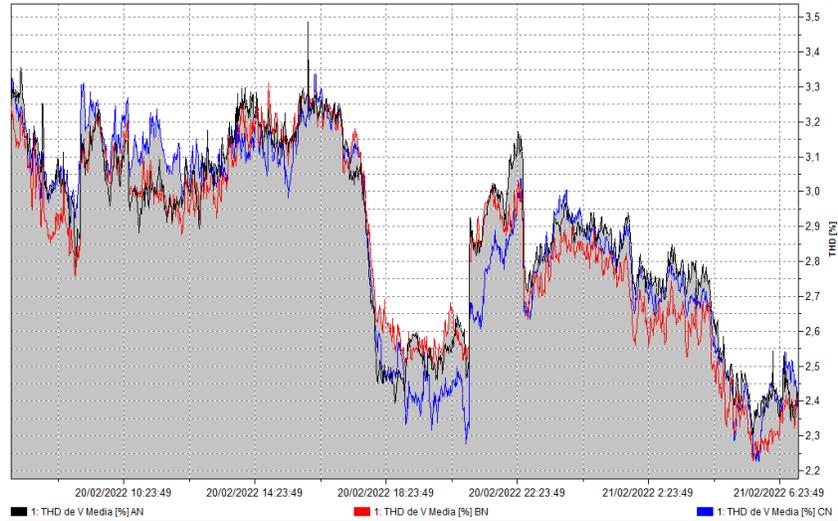
Gráfica de la THDV durante los 7 días.



Nota: En esta grafica se ve el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión en el sistema eléctrico, durante el transcurso de los siete días de medición con el analizador de redes FLUKE 1730.

Figura 23

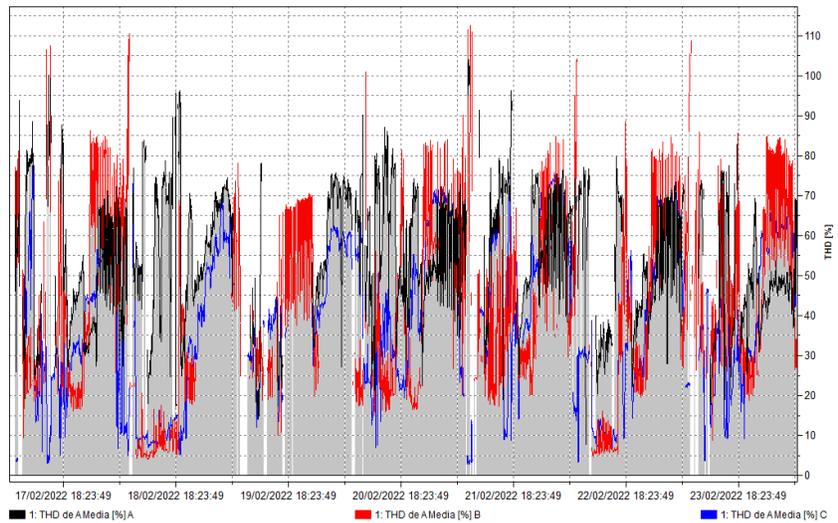
Gráfica de la THDV durante 24 horas / 1 día.



Nota: En esta grafica se ve el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión en el sistema eléctrico, durante el transcurso de 24 horas de medición con el analizador de redes FLUKE 1730.

Figura 24

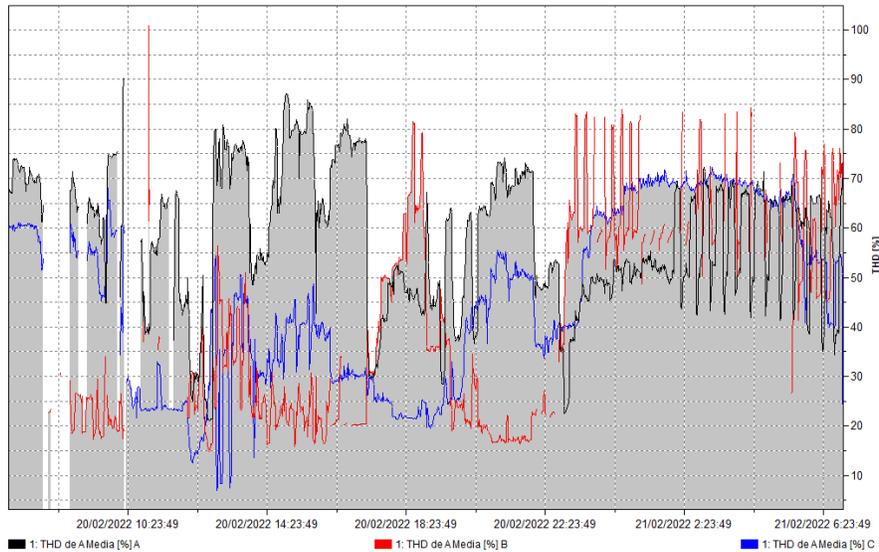
Gráfica de la THDI durante los 7 días.



Nota: En esta grafica se ve el comportamiento de la distorsión armónica total de corriente en el sistema eléctrico, durante el transcurso de los siete días de medición con el analizador de redes FLUKE 1730.

Figura 25

Gráfica de la THD_I durante 24 horas / 1 día.



Nota: En esta grafica se ve el comportamiento de la distorsión armónica total de corriente en el sistema eléctrico, durante el transcurso de 24 horas de medición con el analizador de redes FLUKE 1730.

El valor promedio de la distorsión armónica total de tensión THDV es de 2,67% y se puede apreciar en la gráficas de las figuras 22 y 23. Esta distorsión es propia de las señales de tensión del OR y la carga no tiene ninguna influencia en esta distorsión. Por otra parte, el valor promedio de la distorsión armónica total de corriente THDI (ver figuras 24 y 25) es de 44,53% y esta distorsión se debe a las cargas no lineales instaladas en el sistema bajo estudio. Con relación a los límites establecidos en el estándar IEEE 519 del 2014, la distorsión de la señal de tensión está por debajo del límite establecido para sistemas conectados al nivel 1 (8%) (IEEE, 2014).

La información detallada de los valores obtenidos de las distorsiones armónicas de las señales de tensión y corriente, los parámetros de potencia y la frecuencia, etc, se encuentran tabulados dentro del documento Anexo 1.

La alta distorsión de la señal de corriente afectará la eficiencia del sistema eléctrico y requerirá de un dimensionamiento adicional incrementando la potencia de dimensionamiento (aparente) y por lo tanto disminuyendo el factor de potencia y generando un costo adicional en el cobro del transporte de energía no activa.

Reducir la distorsión de la señal de corriente es una de las tareas más complejas en el diseño de los inversores DC-AC. La distorsión de las señales de tensión y corriente no solo reducen el factor de potencia (FP) si no que también aumentan las interferencias con el propio inversor, o con equipos situados en el entorno.

El gran aumento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y de los inversores que se conectan a la red como interfaz de sistemas de energía solar, ha despertado el interés de estudiar métodos para la corrección del factor de potencia (FP) y el contenido de las componentes armónicas en los inversores fotovoltaicos que no cuenten internamente con esta función, como en este caso de estudio, para evitar el cobro del costo por el transporte de reactiva.

En el planteamiento de la solución en el capítulo siguiente, se muestran escenarios diferentes basados en el estudio hecho y los resultados obtenidos, con el fin de encontrar entre estos el que mejor se ajuste al sistema y a la capacidad financiera del usuario para lograr la disminución del consumo de energía no activa y así mismo suplir la demanda de esta, reduciendo los costos en la facturación mensual generada por el OR.

5. Métodos de compensación de potencia no activa, estado del arte

La energía útil generada y transportada por los sistemas de potencia, la cual es aprovechada en la realización de diferentes actividades humanas se denomina energía activa y es la que produce trabajo. Además, debido a los desfases, retardos o diferencias entre la función de excitación y la función de respuesta ocasionados por algunos elementos, surge la potencia no activa. La relación entre la potencia activa y la potencia no activa que está fluyendo por la red indica el factor de potencia (FP), definido como la relación entre la potencia activa y la potencia de dimensionamiento o aparente. El factor de potencia de la componente fundamental está en adelanto si la onda de corriente adelanta a la onda de tensión y en atraso en el caso contrario. Desde el punto de vista de los sistemas de potencia, la potencia reactiva está fuertemente ligada a la tensión debido a las características altamente inductivas de algunas configuraciones y equipos, los cuales ocasionan que el sistema opere con un desfase generado por algún elemento inductivo o capacitivo afectando el módulo de la tensión.

Es importante conocer que la energía eléctrica, en su condición de servicio público, deber ser prestada bajo unos parámetros de seguridad y calidad que permitan al usuario desarrollar sus actividades (Arboleda & Franco, 2003), por lo que surgen los servicios complementarios designados a los diferentes agentes y operadores de red con el fin de mantener la calidad del servicio. Entre los principales servicios se destacan el control de frecuencia, el control de tensión y la potencia reactiva (no activa) y la capacidad de arranque autónomo. Por otra parte, el usuario es el encargado de llevar a cabo el proceso para hacer parte más activa del sistema interconectado, aplicando al servicio complementario que se le ajuste a su instalación con el fin de mejorar las condiciones técnicas y de operación de ésta.

En este capítulo se comparan diversos procedimientos de compensación de potencia no activa que se compilaron de las averiguaciones, predominando el control de tensión y potencia reactiva, procedimiento que cumple con la mayor parte de los criterios valorados como se muestra en la Tabla 16.

En la Tabla 17 se muestran varias anotaciones sobre la compensación de reactivos en sistemas fotovoltaicos, donde se puede resaltar que Colombia no cuenta con reglamentación técnica para la utilización de compensación de reactivo por medio de los inversores, en cambio se manejan los estándares de conformidad respecto a la interconexión a la red, la seguridad y la conformidad electromagnética, encasilladas dentro de la ANSI C63.4, UL1741, IEEE1547, entre otras, como se evidencia en la ficha técnica de los micro inversores, adjunta como Anexo 3.

A continuación, se definirán y plantearán cuatro posibles escenarios de solución basados en las opciones que están al alcance de un usuario residencial AGPE como en este caso de estudio.

Las alternativas son:

- El cambio de los micro inversores por un inversor fotovoltaico que tenga la capacidad de aportar los reactivos consumidos de la red.
- La implementación de un banco de capacitores con diferentes pasos de compensación para así mitigar el consumo de reactivos y el bajo factor de potencia que se presenta en determinadas horas del día.
- Introducir al usuario dentro de la dinámica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) participando del control de tensión y de potencia reactiva, buscando mantener los niveles de tensión dentro de los parámetros adecuados.
- Un compensador dinámico VAR para logra un efecto de compensación alto ($FP= 0,99$) de forma constante y con alta precisión. Este compensador cubrirá todos los puntos ciegos y

realizará una compensación continua y específica, de acuerdo con las necesidades de la carga.

Tabla 16

Comparación de métodos para compensación de reactivos.

Criterios/ Métodos	Inversor fotovoltaico	Banco de capacitores	Control de tensión y potencia reactiva	Compensador dinámico VAR
Capacidad de compensar las distorsiones de las señales de corriente				X
Corrección sin pasos de compensación	X		X	X
Bajo costo de inversión			X	
Bajo costo de mantenimiento	X	X	X	X
Mantiene los niveles de tensión y reactivos dentro de los parámetros adecuados	X		X	X
Baja dificultad de implementación			X	
Alta aplicación en sistemas fotovoltaicos solares	X	X	X	X
PUNTUACIÓN	4	2	6	5

Nota: Comparativa de los posibles métodos a aplicar para desarrollar la solución más indicada.

Tabla 17

Anotaciones sobre compensación de reactivos en sistemas fotovoltaicos solares.

Autor	Observaciones sobre compensación de reactivos
GSEST, 2016	Los reactivos que se generan limitarán el ahorro en la factura eléctrica (GSEST, T.P., 2016).
Sarkar et al., 2018	Los requisitos de potencia reactiva se están volviendo obligatorios (Sarkar, M. N. I., Meegahapola, L. G., & Datta, M. , 2018).
Organización Latinoamericana de Energía, 2013	Debe existir en el mercado una regulación de reactivos con energías renovables (Organización Latinoamericana de Energía, 2013).
Congreso de la República de Colombia	Existe la Ley 1715 de 2014 donde se plasman los incentivos para las instalaciones con energía renovable, pero no existe epígrafe sobre este tema de compensación de reactivos (Congreso Colombia, Ley 1715, 2014).
Ministerio de Minas y Energía	Se tiene el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) el cual fue expedido el 30 de agosto de 2013, en este documento no existe epígrafe sobre el tema de compensación de reactivos (Ministerio de Minas y Energía, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, 2013).
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	El artículo 25 de la Resolución CREG 108 de 1997 determinó el control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica para los usuarios residenciales conectados a un voltaje superior al Nivel de Tensión 1, el cual debería ser igual o superior a 0,9 inductivo (CREG, 1997).
Cortez Valladares, 2017	A los encargados de la distribución de la energía no les conviene que las instalaciones conectadas manejen un bajo factor de potencia, debido a las pérdidas que se ocasionan en la red (Cortez Valladares, N., & Valladares Cordero, H., 2017).
Arboleda y Franco, 2003	Si se tiene exceso de reactiva se presentan altas tensiones, las cuales pueden ocasionar problemas en el aislamiento de equipos, saturación de transformadores, efectos en la magnitud de la carga y en la estabilidad de los generadores (Arboleda & Franco, 2003).

Nota: Observaciones y anotaciones de algunos actores y entes gubernamentales respecto a la energía reactiva, los precedentes y su participación asociada en la facturación.

A continuación, se analiza el efecto que tiene la compensación de potencia no activa en una instalación fotovoltaica y cómo dichos consumos de energía no activa tienen la posibilidad de verse reflejados como recargos de componente de potencia en la facturación, lo cual paralelamente puede cambiar la garantía de los resultados de la inversión en sistema de energía renovables. En el análisis se comparan los diferentes procedimientos para compensación de potencia no activa, que se tengan la posibilidad de llevar a cabo en la residencia para plantear una solución técnico-económica que pudiera ser implementada.

5.1. Inversores con capacidad de inyectar reactivos

Uno de los elementos más importantes de cualquier instalación solar fotovoltaica es el inversor, con el que se tiene la posibilidad de transformar la corriente continua generada por los paneles a una corriente alterna, la cual podrá ser usada por los equipos de la vivienda o empresa que requieran este tipo de corriente. En los sistemas de generación fotovoltaica solar son indispensables los inversores para el buen funcionamiento de la energía en casas aisladas, refugios de montaña, casas rodantes, barcos y también en lugares conectados a la red para introducir la corriente generada por la planta solar en la red de distribución.

Entre las variedades de inversores que se encuentran en el mercado las dos más comunes son los inversores de onda modificada y los inversores de onda pura, que entre estos varían el precio y su finalidad. Los inversores de onda modificada son los más económicos del mercado y son adecuados para cargas resistivas y capacitivas, con cargas inductivas pueden producir ruido o hasta ocasionar pequeños daños. Finalmente, los inversores de onda pura son más costosos que los anteriores, pero se encuentran de todas las marcas y para diferentes necesidades, ya que estos

inversores son aptos para todo tipo de cargas porque reproducen fielmente una onda sinusoidal igual a la que es entregada por la red.

Otro grupo que se puede diferenciar es el de los inversores híbridos, los cuales permiten combinar el uso de la red eléctrica de distribución y las baterías externas y son comúnmente usados en instalaciones con conexión a la red y en instalaciones aisladas. Este tipo de inversor es necesario en las instalaciones donde se tiene consumo de reactiva y/o distorsión de las señales de corriente y tensión, porque ayuda con el aporte de la energía reactiva y con la mitigación de la distorsión armónica, evitando recargar la red con esto (Iván Melero Millán, 2012).

Los inversores suelen ofrecer como potencia máxima el doble de su potencia nominal. Estos incrementos se producen para hacer frente a los picos de consumo que se generan al arrancar ciertos equipos o motores.

Al momento de adquirir un inversor de energía eléctrica se deben tener en cuenta varios parámetros de rendimiento, estándares y normas correspondientes para obtener un correcto funcionamiento del sistema solar fotovoltaico y una óptima calidad de la energía en la instalación eléctrica del lugar (Iván Melero Millán, 2012). En lo referente a los estándares y normatividad como ya se comentaba anteriormente, Colombia no cuenta con reglamentación técnica para la utilización de compensación de reactivo por medio de los inversores, pero se manejan los estándares de conformidad respecto a la interconexión a la red, la seguridad y la conformidad electromagnética, establecidas dentro de la ANSI C63.4, UL1741, IEEE1547, entre otras. Por otra parte, entre los factores de rendimiento más importantes a tener en cuenta se tienen: la distorsión armónica total (THD – Total Harmonic Distortion), el factor de distorsión, factor de potencia entre otros.

Ahora bien, los inversores que se utilizan en instalaciones fotovoltaicas solares tienen por lo menos un seguidor de punto de máxima potencia, o por sus siglas en inglés, MPPT. Los inversores con MPPT siempre buscan balancear la tensión y la corriente para que los paneles solares operen a su máxima potencia. Hay casos donde el inversor trae 2 MPPT dándole cabida a otra cadena de paneles solares (string), buscando maximizar la potencia generada. Estos MPPT son dispositivos que aseguran en todo momento la máxima eficiencia de los string o cadenas de paneles solares.

Por otra parte, en el campo de la generación solar fotovoltaica es bien sabido que los microinversores son una excelente alternativa en comparación con los inversores de los que se hablaba anteriormente, y se utilizan principalmente en instalaciones de autoconsumo residencial como es el caso de la vivienda que se está analizando en este trabajo de grado, la cual cuenta con 4 microinversores APSYSTEM QS1 con una potencia nominal de 1200W.

En este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas se suele conectar un microinversor a un panel solar únicamente, esto depende de la marca del microinversor y de la finalidad de la instalación; ya que existen modelos de microinversor dúo, el cual puede ser conectado a dos módulos solares al mismo tiempo y así se puede empezar a jugar con las configuraciones de los string para lograr conectar 4 paneles solares a un solo microinversor como ocurre en esta instalación residencial en estudio. Esta es una de las principales diferencias con respecto a los inversores, ya que, si un panel o microinversor presenta falla, el resto del sistema sigue funcionando y la generación no se pierde, solo la del microinversor en cuestión.

Por otra parte, entre la gran variedad de microinversores que se encuentran en el mercado no existe todavía el primer microinversor que realice aporte de reactivos, por lo que las

instalaciones que tienen este dispositivo, demandan la energía reactiva solicitada directamente de la red eléctrica de distribución, como sucede en este caso de estudio.

Con el fin de encontrar la solución a la demanda de reactivos que está generando la vivienda a la red de distribución, se revisa la posibilidad de realizar el cambio de microinversores a inversores que aportan reactivos y mitigan la distorsión armónica. Entre la cantidad de marcas de inversores que se pueden encontrar ahora en el mercado, en la empresa ENEF S.A.S desde sus estudios y experiencias anteriores ya se tienen dos marcas de preferencia con las que se puede trabajar dependiendo de la necesidad y con la garantía de que el sistema funcionará perfectamente durante el tiempo diseñado para su fin. Entre los inversores con conexión a la red usados por ENEF S.A.S se tienen las marcas Fronius y Growatt. Las características de estos inversores son presentadas a continuación.

5.1.1. Fronius

Fronius Symo con su eslogan “máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro” ofrece rangos de potencia de entre 3 y 20 kW. El Fronius Symo sin transformador es ideal para cualquier tamaño de instalación y es perfecto para tejados con distintas inclinaciones o diferentes orientaciones gracias a su diseño SuperFlex. La interfaz de contador permite además una gestión de alimentación dinámica y una visualización bastante clara del consumo. Para la instalación en estudio se ajusta perfectamente el inversor Fronius Symo 5.0-3-M el cual se puede instalar en interior o exterior en un rango de temperatura de entre -25°C y 60°C tiene un peso aproximadamente de 20 kg y un máximo rendimiento de 98%. En la Figura 26, se muestran los datos de salida importantes para integrar el inversor al sistema con una buena programación de calidad de energía, además se adjunta en el Anexo 17 la ficha técnica del inversor donde se pueden ver más detalles y características de este.

Figura 26

Datos de salida inversor Fronius Symo 5.0-3-M.

Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5000 W
Máxima potencia de salida ($P_{ac\ máx}$)	5000 VA
Corriente de salida CA ($I_{ca\ nom}$)	7,2 A
Acoplamiento a la red ($U_{ca,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Rango de tensión CA ($U_{mín.} - U_{máx.}$)	150 - 280 V
Frecuencia (f_r)	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia ($f_{mín.} - f_{máx.}$)	45 - 65 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind./cap,

Nota: Información general del inversor Fronius Symo-5.0-3-M, tomada de la ficha técnica aportada por el fabricante.

Para pasar de un sistema con microinversores a un sistema con un inversor central, se debe hacer bastante trabajo técnico en el techo para quitar los microinversores allí instalados, así mismo cambiar el sistema de cableado para la nueva configuración y finalmente integrar los nuevos componentes al sistema. Para esto se tendrá en cuenta el valor de los equipos, accesorios y mano de obra, presupuesto que se detalla en el Anexo 19.

5.1.2. Growatt

De esta marca se tiene específicamente para la instalación en estudio, el inversor trifásico híbrido 5kW Growatt SPH5000TL3 el cual tiene un peso aproximado de 28 kg y el hecho de no incorporar ventiladores lo convierten en uno de los más silenciosos, ya que recurre al radiador incorporado en la parte trasera para su ventilación. Este inversor ofrece un rendimiento de aproximadamente el 98% y puede ser instalado en interiores o exteriores, aunque allí debe estar

protegido siempre de la luz directa. Las características del inversor se pueden ver en el Anexo 18 donde se adjunta su ficha técnica. En la Figura se muestran los datos de salida de este inversor.

Figura 27

Datos de salida inversor Growatt SPH5000TL3 5kW.

AC output data (On-grid)	
Rated AC output power	5000W
Max. AC apparent power	5000VA
Max. current	7.6A
AC nominal voltage	230V/400V
AC grid frequency	50/60Hz
Power factor	0.8leading -0.8laging
THDi	<3%
AC grid connection type	3/N/PE

Nota: Información general del inversor Growatt SPH5000TL3 5kW, tomada de la ficha técnica aportada por el fabricante.

Como ya se mencionaba anteriormente, se destaca la optimización energética que proporcionan los microinversores frente al inversor central como primera ventaja, ya que, a diferencia de los inversores, si un microinversor falla, los paneles conectados a él fallan, pero los otros siguen funcionando. Como primera desventaja se encuentra que no se da una buena optimización de la producción debido a que la conexión de un grupo de módulos es independiente a los otros grupos, por lo tanto, no es posible aprovechar las variaciones de tensiones en los diferentes paneles solares. El microinversor distribuye la energía en corriente alterna (CA) con la posibilidad de presentar una mayor pérdida de energía en el proceso de transformación de la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) en comparación con el inversor. Por otra parte, aunque los microinversores tienen hasta cuatro veces más de vida útil garantizando el

funcionamiento del sistema por más tiempo sin inversiones adicionales, es importante resaltar que estos no tienen la posibilidad de aportar potencia no activa.

Para realizar el cambio de tecnología de microinversores a inversores se tuvieron en cuenta varios detalles como se mencionó antes, herramientas, mano de obra, equipos, consumibles (materiales, accesorios eléctricos), con un intervalo de tiempo de 2 días (16 horas) para realizar esta actividad. En la Tabla 18 se presenta una comparación de los costos que tendrían cambiar los microinversores por uno de estos dos inversores.

Tabla 18

Comparación de costos entre el inversor Fronius y el inversor Growatt.

Descripción	Valor	Duración (Hrs)
INVERSOR FRONIUS	\$ 9.777.504,63	16,00
INVERSOR GROWATT	\$ 7.774.006,92	16,00

Nota: Comparativa de costos entre el inversor Fronius y el inversor Growatt.

De la anterior tabla comparativa se puede ver como la opción del inversor Fronius tiene un valor más elevado a la del inversor Growatt, esto debido a que la marca Growatt es más económica y para efectos de la monitorización del sistema su dispositivo adicional (el cual se compra aparte) no aumenta significativamente el costo del inversor. Por otra parte, para realizar el seguimiento o monitorización de la instalación con el inversor Fronius también se debe adquirir el equipo de monitorización o bien conocido como Smart Meter, el cual para este caso tiene un costo mayor que el del Growatt, aumentando el costo de esta solución en comparación con la marca Growatt. Esta información se detalla en el Anexo 19, donde se relaciona el presupuesto de estas soluciones con sus detalles más relevantes.

De lo anterior se puede decir entonces que la mejor opción para esta solución es el inversor Growatt SPH5000TL3 5kW, este inversor es bastante versátil ya que, al ser un inversor híbrido, si el usuario desea puede incluir baterías y acoplarlas al sistema sin ningún problema y con mucha facilidad debido a que el equipo tiene esta característica.

5.2. Banco de capacitores

Un banco de condensadores es conocido como el acople de varios condensadores interconectados en paralelo o en serie entre sí, según las necesidades del usuario que lo vaya a usar. Compensan la energía reactiva y aumentan el factor de potencia dando por resultado un sistema eléctrico con menores consumos de potencia reactiva (ELECTRICAPLICADA, s.f.). Sin embargo, cuando el sistema tiene cargas no lineales como en este caso es necesario realizar un estudio de respuesta en frecuencia, antes de instalar estos dispositivos.

Como ya se mencionó anteriormente, en las instalaciones de corriente alterna el factor de potencia (FP) es la relación de la potencia real que se utiliza para realizar el trabajo y la potencia aparente que se entrega a la instalación. Si se tiene un factor de potencia bajo, la corriente en la red y los equipos conectados al sistema se vuelve alta para la potencia activa requerida llevando al usuario de la residencia a pagar más de lo que realmente está usando. Por lo tanto, la compensación de potencia reactiva es importante siendo la solución más común mediante una adición a la instalación de un banco de condensadores.

Existen dos tipos de bancos de condensadores, dependiendo de la necesidad del usuario, se conocen los bancos de condensadores de tipo fijo y los bancos de condensadores de tipo automático, los cuales se desarrollarán a continuación con el fin de ir encontrando una posible solución.

5.2.1. Bancos de capacitores de tipo fijo

La potencia reactiva entregada por el banco de condensadores fijo siempre es constante, independientemente de cualquier variación que se presente en la carga y el factor de potencia (FP). Este tipo de banco de condensadores se enciende o se apaga de manera manual mediante un interruptor o disyuntor y de manera semiautomática mediante un contactor que se acciona con control remoto. Para esta disposición se utiliza uno o más capacitores con el fin de proporcionar un nivel constante de compensación a todo el sistema eléctrico. Los bancos de condensadores de tipo fijo son una forma económica y confiable para la compensación en cargas lineales constantes o aquellas cuya demanda de potencia reactiva es básicamente la misma siempre y tienen las señales de tensión y corriente con poca distorsión armónica.

En el comportamiento de la instalación eléctrica siempre se va a encontrar un dinamismo proveniente de las cargas, debido a que en la actualidad estas cargas tienen más electrónica en sus componentes y circuitos ocasionando así las variaciones de corriente y potencia. Partiendo de esto, es importante resaltar que, en una vivienda unifamiliar, como es este caso de estudio, es fácil encontrar muchas cargas de este tipo y en ocasiones varias de estas podrían estar funcionando al tiempo. Lo que conlleva a que el consumo de potencia nunca es el mismo, ni se mantiene sobre el tiempo. Cabe mencionar que, por lo mencionado anteriormente, en este tipo de instalaciones residenciales se recomienda realizar el acople del banco de condensadores cerca de la caja de distribución en la instalación. Por otra parte, con el analizador de carga FLUKE 1730 se han conseguido datos de los parámetros eléctricos como potencia activa, reactiva así mismo la energía correspondiente, factores de potencia; información que se utilizará para la proyección y cálculo del valor de los condensadores en kVAr con el fin de realizar la corrección del factor de potencia de la residencia.

Los parámetros eléctricos que se adquirieron gracias al analizador de redes FLUKE 1730, permitirán seleccionar el tipo de banco de condensadores que mejor se adapte al comportamiento de la instalación y debido a que se quiere compensar una instalación en la que la potencia reactiva presenta muchas fluctuaciones, se analizará la posibilidad de un tipo de compensación que se adapte en cada momento a la demanda de potencia reactiva de la instalación residencial. Por lo tanto, se estudiará la opción de un banco de condensadores de tipo automático.

5.2.2. Bancos de capacitores de tipo automático

Al decidir el tipo de banco de condensadores que mejor se adapte a las necesidades, se tienen que poner en una balanza las ventajas y desventajas de cada una considerando diversas variables técnicas y de instalación, como ya se mencionaba en el inciso anterior, por lo que se estudiará la posibilidad de implementar esta solución con el fin de evitar cobros adicionales. En términos de eficiencia energética es procurar que el sistema eléctrico optimice los recursos, transformando la mayor cantidad de energía consumida en energía activa. El banco de condensadores de tipo automático es entonces una de las opciones para la solución, dado que, al poseer un controlador de factor de potencia puede enviar la información de conexión y desconexión mediante los contactores a los condensadores trifásicos, teniendo así la capacidad de adecuarse a las variaciones de potencia reactiva de la instalación, manteniendo el factor de potencia (FP) programado. Para efectos de este proyecto se quiere mantener un factor de potencia (FP) en la instalación de 0,98.

Estos bancos de condensadores de tipo automático se componen de una conjunción de pasos de los condensadores (paso = condensador + contactor) conectados en paralelo. El encendido y apagado de todo el banco de condensadores o parte de este, es controlado por el controlador de factor de potencia del que se hizo mención antes, el cual viene integrado al banco. El control del

equipo lo proporcionan los contactores y cuando se quiere compensar cargas altamente fluctuantes, es necesaria una conexión rápida de los condensadores dando cabida al uso de unos conmutadores estáticos. La Tabla 19 muestra los componentes principales de un banco de condensadores tipo automático.

Tabla 19

Componentes principales del banco de condensadores de tipo automatico.

COMPONENTES PRINCIPALES DEL BANCO DE CONDENSADORES DE TIPO AUTOMATICO	
ITEM	CARACTERISTICA
Interruptores automáticos (protección control)	Limitan la corriente protegen contra sobrecarga y contra cortocircuitos.
Controlador del factor de potencia	Metafóricamente es el sistema nervioso del equipo, al tener el control de todas las operaciones del banco ya que asume la responsabilidad de encender y apagar las etapas de los condensadores para lograr el factor de potencia requerido, este controlador ofrece funciones adicionales para medir y visualizar gráficamente datos de la calidad de energía eléctrica.
Interruptores automáticos	Equipados con relés termomagnéticos y electrónicos para proteger contra sobrecargas, contra cortocircuitos, contra los fallos a tierra y los contactos indirectos en la red de distribución.
Contactores	Son los elementos que permiten realizar la conexión y desconexión permitiendo la inserción de baterías con picos de corriente considerablemente elevados.
Condensadores trifásicos	Estos son los elementos fundamentales del banco, ya que generan la energía reactiva que se necesita.
Reactancia	Trifásica para el rechazo de armónicos, disponible para rechazo de 3er y 5to armónico, también ayuda a prevenir el daño prematuro de los condensadores.

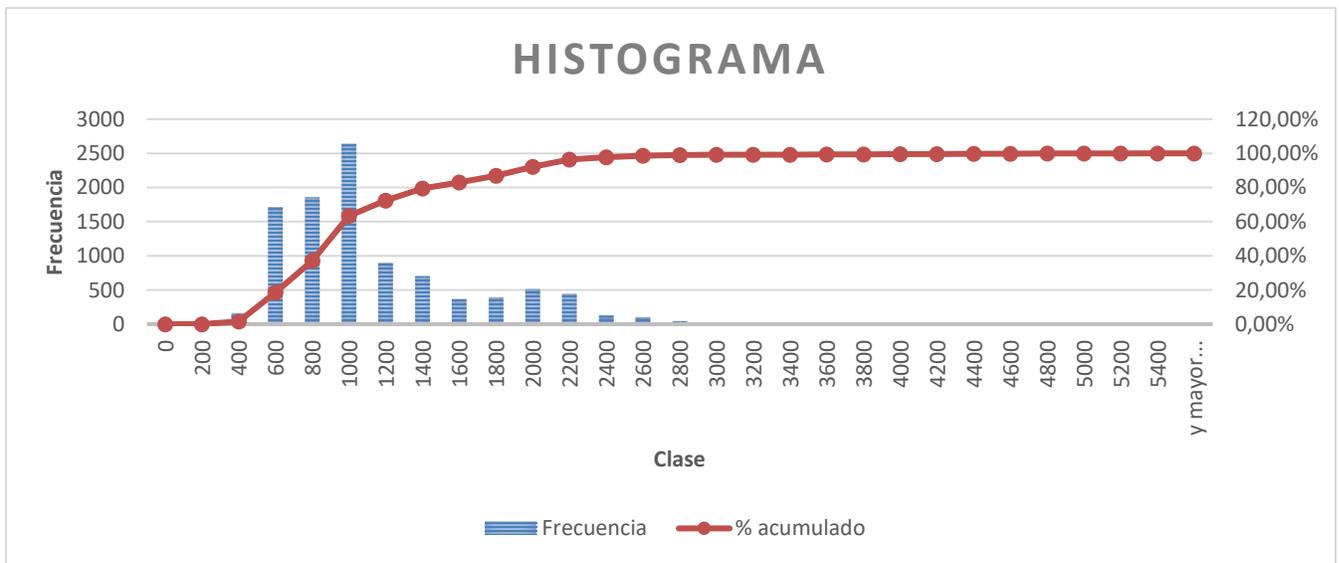
Nota: Tabla que describe los componentes principales de un banco de capacitores de tipo automatico.

Con los datos obtenidos del registrados de redes FLUKE 1730 se realiza un análisis para encontrar la frecuencia con que se presentan las fluctuaciones y el rango de valores de estas, con

esto se dimensiona el banco de capacitores con sus pasos correspondientes para el cumplir con el objetivo de entregar la potencia reactiva demandada por la vivienda. En el Anexo 20. donde se relacionan los datos de potencia entregados por el analizador se puede encontrar una de las formas para determinar con más precisión la potencia o el tipo de escalonado (pasos) que se necesitan. Es aplicando el método estadístico del histograma, el cual permite realizar una representación gráfica de la frecuencia en que se van repitiendo una serie de variables (en este caso la potencia reactiva), la cual se representa por medio de columnas, como se muestra en la Figura donde se puede ver claramente la frecuencia con que se presenta la demanda de potencia de entre 600VAr y 1kVAr siendo este el intervalo donde más fluctuaciones se presentan en la instalación.

Figura 28

Gráfica de la frecuencia con que se presentan las fluctuaciones.



Nota: Gráfica donde se muestra la frecuencia con la que se presentan las fluctuaciones de energía reactiva y se puede observar el rango de valores en los que se presentan dichos eventos.

El tamaño del intervalo escogido de 200 en 200 es debido a que el valor de potencia reactiva mínimo registrado por el analizador fue de 261,91VAr y que al momento de redondear a un valor

cercano tratando de no dejar nada de información por fuera, se deja en 200, lo mismo se hace con el valor de la potencia máxima registrada, la cual fue 5341,42VAr para determinar la cola de los intervalos, quedando como valor aproximado 5400. Se realiza de esta manera con el fin de ir organizando y agrupando la frecuencia con la que se presentan las fluctuaciones para los distintos valores asociados en esos rangos y así poder determinar los pasos que necesita el banco para el correcto funcionamiento, en su objetivo de mantener un buen factor de potencia. La Tabla 20 presenta el análisis de datos para el banco de condensadores automático.

Tabla 20

Análisis de datos para el banco de capacitores de tipo automático.

INTERVALO	INTERMEDIO	CLASE	FRECUENCIA	% ACUMULADO	ACUMULATIVO RELATIVO	PONDERACIÓN	PODERACIÓN RELATIVA
0	100	0	0	0,00%	-	-	-
200	300	200	0	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
400	500	400	156	1,56%	1,56%	4,67	0,44%
600	700	600	1713	18,64%	17,08%	85,42	8,07%
800	900	800	1858	37,17%	18,53%	129,71	12,26%
1000	1100	1000	2641	63,51%	26,34%	237,05	22,41%
1200	1300	1200	896	72,44%	8,94%	98,29	9,29%
1400	1500	1400	701	79,44%	6,99%	90,88	8,59%
1600	1700	1600	365	83,08%	3,64%	54,60	5,16%
1800	1900	1800	388	86,95%	3,87%	65,78	6,22%
2000	2100	2000	510	92,03%	5,09%	96,64	9,13%
2200	2300	2200	439	96,41%	4,38%	91,94	8,69%
2400	2500	2400	122	97,63%	1,22%	27,98	2,65%
2600	2700	2600	95	98,57%	0,95%	23,69	2,24%
2800	2900	2800	41	98,98%	0,41%	11,04	1,04%
3000	3100	3000	18	99,16%	0,18%	5,21	0,49%
3200	3300	3200	3	99,19%	0,03%	0,93	0,09%
3400	3500	3400	5	99,24%	0,05%	1,65	0,16%
3600	3700	3600	13	99,37%	0,13%	4,54	0,43%
3800	3900	3800	8	99,45%	0,08%	2,95	0,28%
4000	4100	4000	8	99,53%	0,08%	3,27	0,31%
4200	4300	4200	7	99,60%	0,07%	3,00	0,28%
4400	4500	4400	7	99,67%	0,07%	3,14	0,30%

4600	4700	4600	16	99,83%	0,16%	7,50	0,71%
4800	4900	4800	6	99,89%	0,06%	2,93	0,28%
5000	5100	5000	9	99,98%	0,09%	4,58	0,43%
5200	5300	5200	1	99,99%	0,01%	0,53	0,05%
5400	-	5400	1	100,00%	0,01%	0,00	0,00%
-	-	y mayor...	0	100,00%	0,00%	0,00	0,00%

Nota: Tabla donde se puede encontrar el análisis realizado para el dimensionamiento de los pasos necesarios para el banco de capacitores.

En la Tabla 20, se observa de donde provienen los datos del histograma mostrado en la Figura 28, acá se encuentra que el intervalo donde más fluctuaciones se presentan es entre el rango de 600VA y 1,4kVA mostrando claramente que la frecuencia con la que se presentan los eventos es elevada, así mismo es importante tener en cuenta que en el intervalo de entre 2100 y 2300 aunque no presente una considerable cantidad de eventos, en estos valores se acumula respectivamente el 92% y 96% del consumo de energía reactiva total, se confirma esto al ver los valores arrojados en la ponderación, dándose cuenta que estos valores están por encima de la ponderación arrojada en el intervalo de 600, lo mismo que sus porcentajes de ponderación relativa correspondientes. Se procede entonces con la búsqueda de un banco de capacitores de tipo automático que se ajuste a este sistema eléctrico.

Entre los valores comerciales de bancos de capacitores que se encuentran en el mercado, en cuanto a su capacitancia, es muy común encontrar bancos de capacitores con grandes capacidades de potencia y enfocados hacía las soluciones de la industria ya que allí es donde más se presentan estos tipos de consumos, dando paso a que los fabricantes de estos equipos se enfoquen principalmente en esas grandes instalaciones eléctricas (ELECTRICAPLICADA, s.f.). Se concluye que, para efectos de disminuir el consumo de energía reactiva inductiva de la red por medio de un banco de capacitores de tipo automático, no será posible, debido a los bajos valores de potencia reactiva que se manejan en esta instalación eléctrica residencial, en comparación con

los valores que se presentan en la industria donde estos bancos de condensadores hacen parte fundamental de las instalaciones y su funcionamiento. Además, es importante recordar que debido a que el consumo de energía reactiva inductiva es considerablemente bajo en comparación con la inyección de energía reactiva capacitiva que se le hace a la red (como se muestra de las tablas 10 a 13), no sería conveniente hacer uso de un banco de capacitores en la instalación de la vivienda ya que esto eventualmente ocasionaría más inyección de este tipo de reactivos provocando sobrecostos en la facturación mensual.

Gracias a los grandes avances de la electrónica y sus aplicaciones, hoy en día se cuenta con equipos electrónicos como son los compensadores de energía reactiva, adecuados para esas instalaciones eléctricas residenciales o instalaciones con cargas asociadas más pequeñas a las industriales, como las de este estudio en desarrollo.

5.3. Control de tensión y potencia reactiva

Cuando se presenta deficiencia de potencia reactiva en las instalaciones eléctricas, se tienen bajas tensiones, lo cual puede ocasionar efectos negativos en algunos equipos, estabilidad del ángulo y pérdidas. Respecto al exceso de potencia reactiva se presentan altas tensiones que pueden ocasionar problemas en el aislamiento de los equipos y efectos en la magnitud de la carga y en la estabilidad de los generadores.

Conforme lo relacionado en los artículos 10, 20 y 40 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias, constituyen servicios públicos esenciales para los colombianos. Entre los principales servicios complementarios está el control de tensión y potencia reactiva, el cual tiene como principal objetivo mejorar la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica. Esta ley establece disposiciones respecto a la medición, el equipo de medida y el consumo dentro de la relación que

existe entre el usuario y el OR, incluyendo sus respectivos deberes y derechos como usuarios y como empresa operadora del servicio.

En el artículo 14 de la Ley 142 de 1994 se define el servicio el servicio público domiciliario de la energía eléctrica como “El transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. Esta Ley se aplicará también a las actividades complementarias de generación, comercialización, transformación, interconexión y transmisión”. Además, la gestión eficiente de la energía es conocida como la unión de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de lineamientos de eficiencia energética, siendo esta eficiencia la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética. Mediante la Ley 1715 de 2014 se establecieron políticas y mecanismos de gestión eficiente como son: el uso de sistemas de medición bidireccional, la entrega de excedentes por parte de los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), venta de créditos de energía por los excedentes entregados, entre otros.

Por otra parte, en lo relacionado a la “penalización” o, mejor dicho, contribución monetaria de reactiva capacitiva y reactiva inductiva de la que se hace mención en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, donde además del cobro por transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite, establece que se exceptúa de este pago a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva (CREG, 2018). De tal forma que, los agentes generadores que participen en el control de tensión a través del uso de un regulador automático de tensión instalado en unión con el OR, se encuentran exonerados del pago de transporte de energía reactiva, tanto capacitiva como inductiva. Llámese agentes generadores a los cogeneradores y autogeneradores, pues se consideran así respecto a las obligaciones técnicas que tienen con el sistema (CREG, 2018).

Si un usuario autogenerador, como en este caso de estudio, no hace parte del control de tensión, en las condiciones requeridas, estará sujeto al pago del transporte de energía reactiva cuando incurra en cualquiera de las restricciones definidas para ellos. Conforme a lo anterior, todos los generadores son responsables del control de tensión, incluyendo los AGPE, usuarios que con una debida concertación con el operador de red (OR) podrán instalar los equipos correspondientes para realizar el control de tensión y así poder estar exento de dicho pago por el transporte de energía reactiva tanto inductiva como capacitiva.

Figura 29

Carta de solicitud enviada a la ESSA E.S.P para participar en el control de tensión.

SOLICITUD DE PARTICIPACIÓN EN EL CONTROL DE TENSIÓN

*Por medio de la presente la empresa **ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.** identificada con NIT. 901.044.245-5 certifica que es una empresa debidamente calificada, capacitada y con experiencia desde el año 2017 en el diseño, ingeniería, construcción y puesta en marcha de sistemas de generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica interconectados con la red.*

***ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.** en representación de la cuenta registrada ante la ESSA con No. 553401, manifiesta la intención de participar en el control de tensión y acceder a la excepción establecida en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018.*

Atentamente,


YULIANY GARCÍA CARRASCAL
Representante Legal
ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.
NIT. 901.044.245-5

Nota: En la figura 29 se puede ver el detalle de la solicitud entregada a la ESSA E.S.P en la que se manifiesta la intención de la residencia familiar por hacer parte activa del control de tensión.

Para poder acceder a la conexión del sistema de potencia nacional y permanecer conectados a él, a los generadores se les exige cumplir con determinadas características técnicas, las cuales están reglamentadas por las entidades encargadas de la regulación estando incluidas en los respectivos códigos de redes o en los contratos de conexión que se suscriben. Así mismo, los autogeneradores que estén conectados al SIN tienen la obligación de responder a las exigencias de reactivos en armonía con la energía activa que estén entregando. Ya que la principal característica de los AGPE no es la de proveer energía al STR o SDL al cual están conectados, estos usuarios son autosuficientes con sus propias demandas de energía, logrando en algunos casos disponer de los excedentes de energía por lo que el Operador del Sistema (OS) puede requerir una entrega de reactivos al sistema correspondiente al FP de 0,9 en relación con la potencia activa horaria que se entrega al sistema (CREG, 2005).

Figura 30

Carta enviada a la ESSA E.S.P donde se acredita la correcta configuración de los microinversores del sistema solar fotovoltaico.

ACREDITACIÓN DE LA CORRECTA CONFIGURACIÓN DE LOS INVERSORES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

*Por medio de la presente la empresa **ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.** identificada con NIT. 901.044.245-5 certifica que es una empresa debidamente calificada, capacitada y con experiencia desde el año 2017 en el diseño, ingeniería, construcción y puesta en marcha de sistemas de generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica interconectados con la red.*

***ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.** acredita que la configuración de los inversores del sistema solar fotovoltaico instalados en la cuenta registrada ante la ESSA con No. 553401, cumple con todos y cada uno de los requisitos establecidos por el ingeniero de diseño, el manual de instalación dado por el fabricante y los requisitos que le aplican establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*

Atentamente,


YULIANY GARCÍA CARRASCAL
Representante Legal
ENEF ENERGÍA DEL FUTURO S.A.S.
NIT. 901.044.245-5

Nota: En la figura 30 se muestra la carta entregada a la ESSA E.S.P en donde se certifica por parte de ENEF S.A.S la correcta configuración de los inversores y los requisitos correspondientes establecidos.

Para llevar a cabo este proceso de control de tensión junto con el operador, se deben realizar algunos actos protocolarios o de formato como lo llama la empresa ENEF, donde se presentan los certificados para validar el control de tensión que realizan los equipos microinversores, certificados que ya se entregaron al OR cuando se legalizó la instalación como AGPE, pero que en función de este procedimiento es importante recalcarlos nuevamente, como se muestra en las figuras 29 y 30. Estos equipos realizan un control de tensión interno gracias a la propiedad

especifica que cumplen para poder ser un sistema conectado a la red, la cual es básicamente verificar la tensión de la red para que esta sea la misma a la del sistema, fundamentado en la característica misma de estos sistemas conectados a la red. Además, como ya se mencionaba antes, respecto a la interconexión a la red, la seguridad y la conformidad electromagnética, encasilladas dentro de la ANSI C63.4, UL1741, IEEE1547, entre otras, garantizan el sistema de protección anti-isla de los microinversores. El sistema de protección anti-isla evita que el micro inversor (o inversor) permanezca energizado cuando la red del operador de red sea desenergizada o se presente alguna interrupción en el servicio. Esta característica no corresponde a un componente externo del microinversor, hace parte del diseño y funcionamiento interno del mismo.

En un documento generado el 14 de julio de 2022 como respuesta por la CREG (Anexo 21) a un usuario que plantea unas inquietudes muy similares a las que se presentan en este apartado, se menciona claramente que si los equipos inversores o microinversores tienen este sistema anti-isla en funcionamiento, el usuario autogenerador se exceptúa del cobro por potencia reactiva, así mismo, se menciona que es función del operador de red (OR) realizar el control de tensión en la red, ya que esta es de su propiedad. Por lo que es importante que el OR aporte la información necesaria a los usuarios que incurren en este cobro para comunicar como se debe proceder en el proceso de ajustar el control existente o si es necesario añadir otro tipo de control, esto es debido a que las instalaciones y los equipos para cada usuario son diferentes y por lo tanto las soluciones para cada uno serán distintas, pero con el mismo enfoque de evitar el cobro mencionado.

Por otra parte, y muy de la mano con el tema del control de tensión y potencia reactiva, se tiene el conocimiento gracias al voz a voz, de una resolución que está en estudio con el fin de ser implementada, la cual menciona que para las instalaciones eléctricas residenciales con sistemas de autogeneración conectados a la red, cuando estas generen energía reactiva en una franja horaria de

6:00am a 6:00pm esta energía no será cobrada si se excede de los límites establecidos, pero la energía reactiva que se genere en la franja horaria nocturna de 6:00pm a 6:00am cuando el sistema de generación no está en actividad y que el consumo de energía reactiva sobrepase el límite estipulado, sí será cobrada tal cual como se ha hecho durante estos meses del año en curso. En base a lo anterior, se hizo un barrido sobre los datos que se tienen del consumo e inyección de energía, con el fin de analizar los datos nocturnos, encontrando que en la franja nocturna no se presentan consumos importantes. Por lo tanto, si en un futuro es implementada dicha resolución, entraría a cobijar este usuario residencial en lo referente al cobro de energía reactiva.

Debido a que los otros equipos compensadores o inversores que se han estudiado hasta el momento no son factibles para esta instalación por motivos técnicos y/o monetarios, esta opción de solución por ahora es la más indicada ya que no presenta costos considerables, asociados en el procedimiento de implementación o ejecución, llegando a resumirse en un acto protocolario después de la gestión correspondiente de pasar una solicitud (carta) a la ESSA E.S.P, como se muestra en la Figura . Además, con el previo conocimiento de que la instalación que se está estudiando incurre en el cobro por el transporte de energía reactiva y dado que dicho fenómeno afecta de manera negativa la operación del sistema, se creó una acción al respecto enviando la respectiva solicitud a la ESSA E.S.P en el mes de junio. Finalmente, para el mes de julio se recibió la respuesta favorable (Anexo 22) para la exclusión del cobro por el transporte de energía reactiva; encontrando una pronta y económica solución que contribuirá de forma positiva a las redes eléctricas y al costo de energía que el usuario de pagar, la cual se verá reflejada para el mes de agosto del año 2022 en curso, como se puede ver en la Figura .

Figura 31

Fragmento de la respuesta favorable de la ESSA E.S.P respecto a la solicitud realizada para hacer parte del control de tensión.

Basados en lo anterior y soportados en los conceptos entregados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ESSA le aplicará la exclusión de este cobro a partir del próximo ciclo de facturación, por considerar que la documentación que ha venido aportando, cumple con las consignas establecidas.

Nota: En la figura 31 se comparte un fragmento de la respuesta dada por la ESSA E.S.P, en la que se aprueba la exclusión del cobro de energía reactiva a la vivienda familiar desde el mes de agosto del año 2022.

5.4. Compensador dinámico de VAR

Estos equipos se presentan como una solución intermedia entre un banco de condensadores y un filtro pasivo/activo. Entregan una respuesta en tiempo real con constante corrección del factor de potencia ya que este generador VAR opera como una fuente de energía reactiva dinámica, proporcionando potencia reactiva capacitiva y absorbiendo potencia reactiva inductiva (como se muestra en la Figura), dependiendo del sistema eléctrico. Se desempeñan de manera óptima inclusive en ambientes con presencia de distorsión armónica y con desbalance de cargas, no disminuyen la cantidad de la distorsión armónica en la instalación eléctrica, pero compensan la energía reactiva, que al ser transportada por las redes del sistema nacional es la principal causa de cobros adicionales en la factura, según resolución CREG 015 de 2018 (CREG, 2018).

La capacidad de compensación de este equipo es la misma que la de la capacidad instalada. Por lo que, para un efecto de compensación dado, la capacidad del equipo es entre 20% y 30% menor que la de un sistema convencional, ajustándose perfecto a este tipo de instalación que se tiene en estudio, ya que se cuentan con valores bajos de capacitancia entrando entre el rango de

los valores que manejan estos compensadores. Presentan bajas pérdidas y requieren poco mantenimiento, llegando a tener una vida útil de servicio mayor a 10 años.

Tiene una compensación efectiva en el factor de potencia (FP) a 0,99. Compensación sin pasos, sin sobrecompensación o sub-compensación, compensa la capacidad específica y real que necesita el sistema eléctrico, evitando sobrecostos por la inyección de capacitivos en la red. En estos equipos, generalmente la tensión tiene poca influencia en la capacidad de compensación, ya que la salida de la corriente reactiva iguala la condición de trabajo, aun cuando la tensión de la red sea baja. Así mismo, cuentan con una respuesta de tiempo completa de 15ms y la respuesta dinámica es menor a 50 μ seg, lo cual es importante si se quiere una compensación rápida, dependiendo del sistema eléctrico. Como ya se mencionó antes, este equipo compensador dinámico puede ajustar continuamente la potencia reactiva dinámica y bidireccionalmente (-1 a +1), es decir, el equipo puede suministrar potencia reactiva constantemente para ambas condiciones de trabajo, tanto capacitiva como inductiva; adicionalmente, siendo un equipo de compensación activa y fuente de corriente, evita la resonancia, mejorando significativamente el conjunto compensador. Por lo general estos equipos de compensación dinámica ocupan un área menor en comparación a la de los equipos de compensación convencionales. La Figura 32 muestra el esquema del principio de operación del compensador dinámico de VAR

En Colombia no hay muchas empresas que fabriquen o comercialicen este tipo de equipos, ya que hasta el momento no son tan demandados por las características de sus valores nominales bajos en comparación con los valores solicitados en la industria, los cuales suelen ser de valores de capacitancia más elevados.

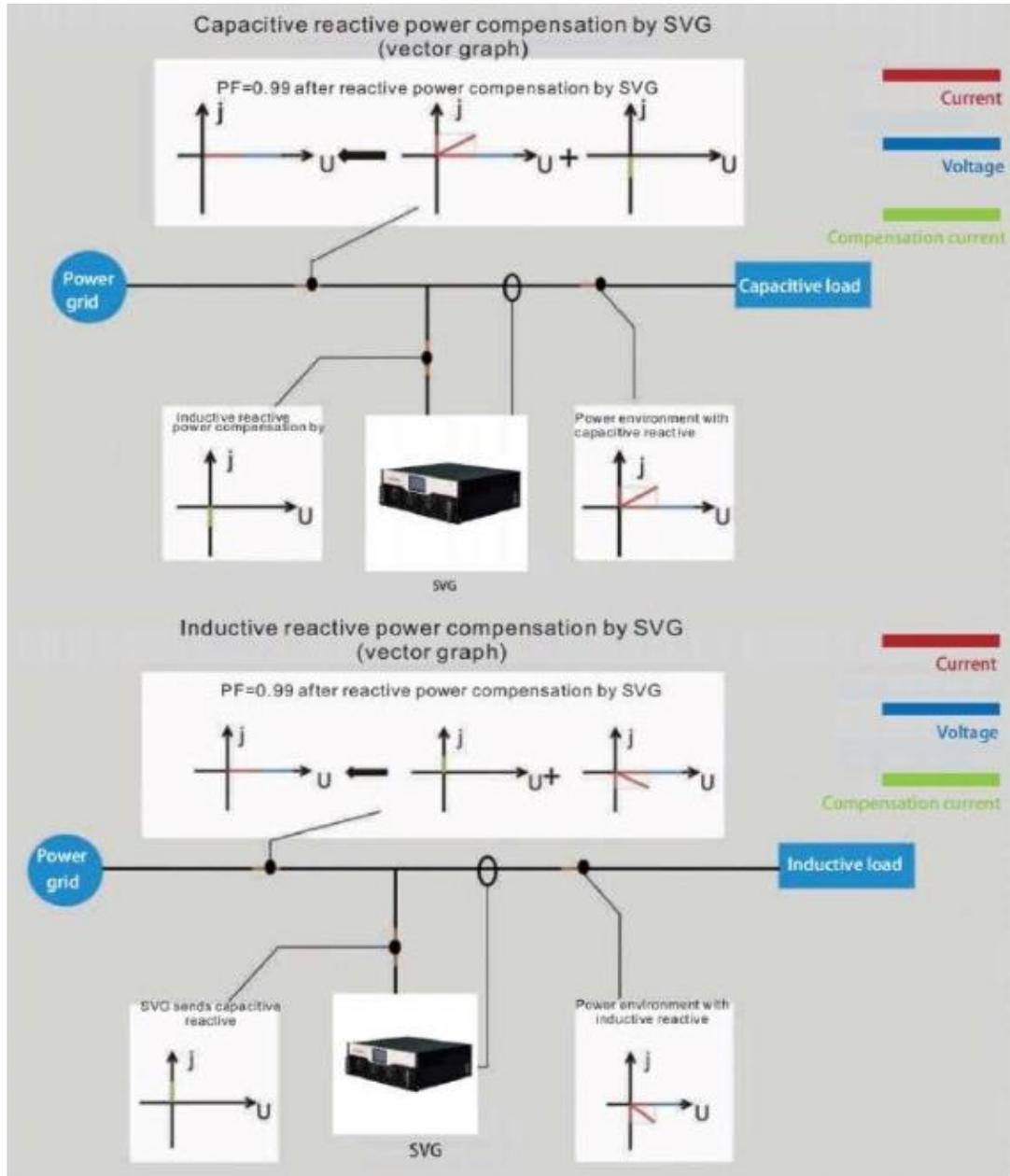
Se realizó la búsqueda de las empresas que vendieran o fabricaran este equipo para poder realizar la cotización respectiva; entre las que se encontraron Dielco SAS y GAL Electric SAS.

Dielco SAS fabrica sus propios generadores VAR enfocados a la necesidad y requerimiento de cada proyecto, mientras que GAL Electric SAS comercializa el generador VAR de la empresa Sinexcel, equipo que se basa en tecnología inversora la cual puede generar una corriente de compensación de potencia reactiva precisa, con el fin de evitar resonancia y amplificación armónica, similar al funcionamiento de un filtro de armónicos activo, así mismo, tiene la capacidad de corregir el factor de potencia por debajo de THDv 15% y también puede soportar componentes armónicas de tensión con niveles de altos (GAL, s.f.).

Se recibieron las dos respuestas de cotización solicitadas a cada una de las empresas mencionadas anteriormente, las cuales se adjuntan en el Anexo 23 y Anexo 24, respectivamente. Relacionando también en el Anexo 19, el documento donde se registra el presupuesto de los equipos y todo lo que conlleva el proceso de instalación, para este apartado de las soluciones. Es importante resaltar que las dos cotizaciones entregadas por las dos empresas vienen discriminadas en dólares ya que estas son importadoras de materiales, por lo que se realiza la conversión correspondiente a pesos, en el precio que cerró el mercado de valores el día 31 de agosto.

Figura 32

Principio de operación del compensador dinámico de VAR.



Nota: En la figura 32 se observa el esquema de operación del compensador dinámico de VAR

entregado en la cotización realizada por GALElectric. Fuente:

<https://www.galelectric.com.co/blog/generador-var/>

Figura 33

Compensador dinámico de VAR, de la empresa GAL Electric SAS. Fuente: <https://www.galelectric.com.co/blog/generador-var/>



Nota: En la figura 33 se observa el equipo compensador dinámico de VAR cotizado por GALElectric. Fuente: <https://www.galelectric.com.co/blog/generador-var/>

La propuesta entregada por Dielco SAS, plantea un sistema de compensación de potencia reactiva, Static Var Generator (SVG), con capacidad de compensación de 5 kVAr, es un tipo de instalación modular en pared. Este equipo lo entregan en Bogotá D.C y la empresa instaladora tendría que correr con el gasto de acarreo hacía la ciudad de Bucaramanga, más los accesorios eléctricos, materiales, herramientas y mano de obra, aumentando el costo de esta oferta. Por otro lado, se tiene la propuesta entregada por la empresa GAL Electric SAS, en la que se expone la solución con un generador automático de VAR con capacidad de compensación de 5 kVAr, también tiene la capacidad de filtrar componentes armónicas hasta la componente armónica treceava y de compensar el desbalance de fases, si se llega a presentar; es un equipo de tipo modular con montaje en pared. La empresa GAL Electric SAS ofrece el servicio de “puesta en marcha” del equipo en el punto de interés, con todo incluido. Dándole un valor agregado al servicio, pero en el mismo sentido que el equipo ofrecido por Dielco SAS, el valor final se sube significativamente.

La Figura 33 muestra este compensador dinámico.

En la Tabla 21 se tienen los valores finales de los equipos compensadores con el compendio de la mano de obra y todo lo que conlleva la actividad de instalación. Allí se puede ver que el valor diferencial entre cada equipo cotizado es aproximadamente de dos millones de pesos, valor considerable a la hora de tomar decisiones. Por otra parte, se puede ver claramente que el valor de estos equipos es alto para el modelo de instalación que se está estudiando, que es de tipo residencial, llegando a ser más costosos que el mismo sistema solar fotovoltaico. En consecuencia, esta alternativa de solución no es viable para el sistema eléctrico residencial en estudio, ya que no se justifica hacer una inversión de esta magnitud para compensar los sobrecostos adquiridos por el transporte de energía reactiva en la red.

Tabla 21

Comparativa de precios entre el compensador de la empresa Dielco SAS y el compensador de la empresa GAL Electric SAS.

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR
5.4.DIELCO	SVG 5 kVAr	\$ 11.911.078,56
5.4.GAL	Generador Automático de VAR 5 kVAr	\$ 9.812.000,00

Nota: Comparativa de costos entre el generador automático cotizado en DIELCO y el compensador estático cotizado en GALelectric.

6. Conclusiones y observaciones

Las conclusiones y algunas observaciones sobre este trabajo de grado se presentan en este capítulo.

6.1. Conclusiones

Producto del análisis efectuado, se puede concluir que al momento de diseñar un sistema FV a nivel residencial, se recomienda hacer un estudio más detallado del consumo real de los

usuarios, para garantizar que el sistema fotovoltaico no se sobredimensione y se incurra en gastos innecesarios. Por otra parte, si los usuarios del SIN no controlan el consumo de energía no activa, el sistema en algún momento puede saturarse de energía que “no realiza trabajo útil”, aumentando las pérdidas por transporte de energía eléctrica y reduciendo así mismo la capacidad de transporte. Por esta razón, es necesario que los usuarios reduzcan la demanda de energía no activa del sistema, reduciendo de esta forma las pérdidas de energía eléctrica.

En el levantamiento de información del proyecto solar fotovoltaico, se valida el modelo tarifario aplicado en la facturación mensual comparado con lo expuesto en el artículo 16 y el capítulo 12 de la CREG 015 de 2018 (CREG, 2018). Teniendo en cuenta que estas regulaciones han tenido cambios significantes en cuanto al cobro del consumo de energía reactiva (CREG, 2019), provocando sobre costos en la facturación mensual de algunas instalaciones. Este nuevo cobro por energía reactiva puede hacer inviable un proyecto solar fotovoltaico (SFV) y puede llevar a la quiebra aquellos proyectos donde esto no se considere.

En la recopilación de información se encuentra que, para los meses de noviembre 2021, diciembre 2021, febrero 2022 y abril 2022 a los cuales se les aplicó una tarifa que no corresponde para el periodo, se les realiza un cobro adicional considerable y el cual no corresponde a efectos de consumo de energía activa o inyección de energía no activa, se hicieron las averiguaciones pertinentes con el O.R de las cuales no se tuvo explicación alguna, por lo que no se encontró respuesta a esta queja por parte de la ESSA E.S.P.

Colombia no cuenta con reglamentación técnica para la utilización de compensación de reactivo por medio de los inversores, en cambio se manejan los estándares de conformidad respecto a la interconexión a la red, la seguridad y la conformidad electromagnética, establecidas en la ANSI C63.4, UL1741, IEEE1547, entre otras.

Por otra parte, debido a que el consumo de energía reactiva inductiva es considerablemente bajo en comparación con la inyección de energía reactiva capacitiva que se le hace a la red, no sería conveniente hacer uso de un banco de capacitores en la instalación de la vivienda ya que esto eventualmente ocasionaría más inyección de este tipo de reactivos provocando sobrecostos en la facturación mensual. En conclusión, instalar un sistema de compensación de reactivos no eliminaría totalmente el cobro generado por el consumo de energía reactiva.

Se hizo la comparación entre los diversos procedimientos de compensación de reactivos que se compilaron de las averiguaciones, predominando el control de tensión y potencia reactiva, procedimiento que cumple con la mayor parte de los criterios valorados. Como los otros equipos compensadores o inversores que se han estudiado hasta el momento no son factibles para esta instalación por motivos técnicos y/o monetarios, esta opción de solución por ahora es la más indicada ya que no presenta costos asociados en el procedimiento de implementación o ejecución, llegando a resumirse en un acto protocolario después de la gestión correspondiente de pasar una solicitud a la ESSA E.S.P.

Como se propuso en los objetivos del trabajo de grado, se realizó el respectivo procedimiento (diseño) de la implementación que está dando solución a la instalación residencial unifamiliar, respecto al cobro por la energía reactiva inductiva y capacitiva. Ya que bajo la resolución CREG 015 de 2018 (CREG, 2018), los agentes generadores que participen en el control de tensión mediante la utilización de un regulador automático de tensión debidamente instalado en coordinación con el operador de red, se encuentran exentos del pago de transporte de energía reactiva, tanto capacitiva como inductiva.

Además, con el previo conocimiento de que la instalación que se está estudiando incurre en el cobro por el transporte de energía reactiva y dado que esto afecta de manera negativa la

operación del sistema, se creó acción al respecto enviando la respectiva solicitud a la ESSA E.S.P en el mes de junio. Finalmente, para el mes de julio se recibió la respuesta como favorable para la exclusión del cobro por el transporte de energía reactiva; encontrando una pronta y económica solución que contribuirá a que se continúen instalando sistemas solares fotovoltaicos en las residencias. De todas formas, es importante hacer una revisión técnica de soluciones adecuadas a largo plazo, ya que en este caso la solución que se logró no resuelve la problemática del transporte de potencia no activa de usuarios residenciales.

En el desarrollo de la práctica realizada para la empresa ENEF S.A.S. también adquirí nuevas habilidades, las cuales han contribuido de manera positiva en mi desarrollo personal y profesional. El trabajo de investigación que se llevó a cabo para realizar este informe me abrió la mente en el ámbito regulatorio y normativo de las energías renovables, aportando conocimientos que se fueron volviendo más sólidos a medida que se avanzaba en el desarrollo del presente informe; así mismo, es importante resaltar que la práctica empresarial en general me ayudó a comprender mejor la dinámica del sector eléctrico en Colombia; y en el ámbito personal contribuyó en el fortalecimiento de la analítica, la creatividad y la persistencia. Esta emocionante experiencia de aprendizaje me ha permitido confirmar la decisión por estudiar esta ingeniería, dejándome una gran motivación para continuar curioseando en el estudio de esta carrera de la electricidad.

6.2. Observaciones

Debido a la entrada en vigencia de la resolución CREG 174 de 2021 (CREG, 2021), se actualizan las reglas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y generación distribuida (GD), de las que se tenía conocimiento en la CREG 030 de 2018 (CREG, 2018). Esta nueva resolución cuenta con la diferencia de que se agilizan y se aclaran los aspectos operativos y comerciales en los procesos de conexión a la red. Por otro lado, esta nueva resolución también busca una mayor

conurrencia de usuarios autogeneradores y generadores distribuidos contando con una mayor transparencia en la asignación de conexiones. En Colombia se han dado grandes avances en la inclusión de las fuentes no convencionales de energía desde la implementación de la Ley 1715 del 2014 (Congreso Colombia, Ley 1715, 2014); por lo que el país tiene todavía un camino por recorrer.

Es importante resaltar que el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40142 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40142, 2020), la cual modifica las resoluciones 40072 de 2018 y la 40483 de 2019, en donde se acogieron mecanismos para llevar a cabo la infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés), la cual es entendida como la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, integrando hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, antenas, entre otros), software y redes de comunicaciones, los cuales permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.

Esta mencionada Resolución establece en su Artículo 6, que la CREG establecerá las condiciones para poner en marcha la infraestructura de medición avanzada (AMI), con la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por lo que es importante mencionar que, al poner en marcha la resolución 40142 de 2020 algunas viviendas residenciales entrarían a hacer parte del porcentaje de usuarios que demandan energía no activa, adquiriendo la dinámica de cobro adicional del que se habla en la CREG 015 del 2018 (CREG, 2018). Esto genera la posibilidad de diversos modelos de negocio, con el fin de contribuir de manera positiva al sistema interconectado nacional de Colombia y aportando a la calidad de la energía eléctrica y a la eficiencia energética.

Referencias

- (CREG), C. d. (1997). *Resolución 108 de 1997*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2005). *Gestión del flujo de potencia reactiva*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2006). *Resolución 017 de 2006*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2007). *Resolución 119 de 2007*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2018). *Resolución 015 de 2018*. Bogotá D.C.
- (CREG), C. d. (2018). *Resolución 030 de 2018*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2019). *Resolución 199 de 2019*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2020). *Resolución 012 de 2020*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2020). *Resolución 195 de 2020*. Bogotá.
- (CREG), C. d. (2021). *Resolución 174 de 2021*. Bogotá.
- (UPME), U. d. (2015). *Resolución 281 de 2015*. Bogotá.
- Apsystems;. (2016). Sistema de Monitoreo y Análisis de Energía, Altenergy Power System Inc.
- Arboleda, M. N., & Franco, P. J. (2003). *Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas)*. Bogotá.
- Como seleccionar bancos de capacitores. (s.f.). *ELECTRICAPLICADA*. Recuperado el 2022, de <https://www.electricaplicada.com/como-seleccionar-bancos-de-capacitores/>
- Congreso Colombia, C. d. (1994). *Ley 142 y 143 de 1994*. Bogotá.
- Congreso Colombia, C. d. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Bogotá.
- Cortez Valladares, N., & Valladares Cordero, H. (2017). *Estudio de los efectos en el factor de potencia y en el contenido armónico producido por el montaje de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica, (tesis de grado)*. El Salvador.

- EPM. (2020). *Linea Directa*. Recuperado el 2021, de <https://clientescorporativos.epm.com.co/site/Linea-Directa/Novedades-regulatorias/Facturaci%C3%B3n-Febrero-2020>
- GAL. (s.f.). *galelectric*. Recuperado el 2022, de <https://www.galelectric.com.co/blog/generador-var/>
- GSEST, T.P. (2016). *Power Factor and Grid-Connected Photovoltaics*.
- IEEE. (2014). *IEEE Std 519-2014*. Estados Unidos.
- Iván Melero Millán. (2012). *Métodos de inyección de potencia reactiva en redes*. España.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía. (2017). *Decreto 348 de 2017*. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Resolución 40142 de 2020*. Bogotá.
- Norma Técnica Colombiana. (2000). *NTC-IEC 61000-1-1*. Bogotá.
- Organización Latinoamericana de Energía. (2013). *Recopilación de la normatividad de energía reactiva en otros países e identificación de alternativas regulatorias*.
- REN 21 2020, 2. 2. (2020). *Renewables 2020 global status report*. Recuperado el 2021, de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf
- Sarkar, M. N. I., Meegahapola, L. G., & Datta, M. . (2018). *Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of GridCodes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms*.