



Análisis crítico de la aplicación de los costos de transporte de energía reactiva (CREG 015 de 2018) en usuarios con o sin autogeneración de energía eléctrica

Andrés Felipe Pineda Cortés
Wilfrido José Crawford Zabaleta

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Eficiencia Energética

Asesor
Walter Mauricio Villa Acevedo, Magíster (MSc)

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Especialización en Eficiencia Energética
Medellín, Antioquia, Colombia

2023

| Cita | Pineda Cortés y Crawford Zabaleta [1] |
|---|---|
| Referencia Estilo IEEE (2020) | [1] A. F. Pineda Cortés y W. J. Crawford Zabaleta, “Análisis crítico de la aplicación de los costos de transporte de energía reactiva (CREG 015 de 2018) en usuarios con o sin autogeneración de energía eléctrica”, Trabajo de grado especialización, Especialización en Eficiencia Energética, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2023. |



Especialización en Eficiencia Energética, Cohorte I.
 Grupo de Investigación Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL).



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

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

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|---------|--|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN | 9 |
| 2 | OBJETIVOS | 11 |
| 2.1 | Objetivo general | 11 |
| 2.2 | Objetivos específicos | 11 |
| 3 | MARCO TEÓRICO..... | 12 |
| 3.1 | Definiciones..... | 12 |
| 3.2 | Regulación vigente | 14 |
| 3.3 | Metodología de medida | 19 |
| 3.3.1 | Métodos de medida | 19 |
| 3.3.1.1 | Medidas clase A..... | 20 |
| 3.3.1.2 | Medidas clase B | 20 |
| 4 | METODOLOGÍA | 21 |
| 5 | RESULTADOS..... | 22 |
| 5.1 | Análisis del comportamiento vectorial de las cargas bifásicas en topologías de red bifásicas trifilares y trifásicas tetrafilares..... | 22 |
| 5.1.1 | Análisis teórico..... | 22 |
| 5.1.2 | Características analizador de red (Hardware) | 33 |
| 5.1.3 | Caso practico | 34 |
| 5.2 | Medir la inyección de potencia activa y reactiva en microinversores “On Grid” en topología de red monofásica trifilar. | 37 |
| 5.2.1 | Análisis topología de red monofásica trifilar | 38 |
| 5.2.2 | Microinversor #1 | 41 |
| 5.2.3 | Microinversor #2 | 43 |
| 5.2.4 | Microinversor #3 | 45 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.2.5 | Microinversor #4..... | 47 |
| 5.2.6 | Microinversor #5..... | 49 |
| 5.2.7 | Análisis general de comportamiento de microinversores | 51 |
| 5.2.8 | Caracterización de microinversores | 52 |
| 5.3 | Tecnologías de compensación de potencia reactiva en usuarios autogeneradores..... | 53 |
| 5.3.1 | Caso 1: Usuario con autogeneración de energía tipo solar fotovoltaica e instalación de un Generador Estático de Vares (SVG) | 53 |
| 5.3.2 | Caso 2: Usuario con autogeneración de energía tipo solar fotovoltaica e instalación de un controlador a nivel de inversor para optimizar el despacho de potencia reactiva..... | 60 |
| 6 | CONCLUSIONES | 67 |
| 7 | REFERENCIAS..... | 69 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Caso resumen CREG 015 de 2018..... | 17 |
| Tabla 2. Características eléctricas Microinversor #1. | 41 |
| Tabla 3. Características eléctricas Microinversor #2. | 43 |
| Tabla 4. Características eléctricas Microinversor #3. | 45 |
| Tabla 5. Características eléctricas Microinversor #4. | 47 |
| Tabla 6. Características eléctricas Microinversor #5. | 49 |
| Tabla 7. Caracterización de microinversores. | 52 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. CREG 015 de 2018 Caso a. | 15 |
| Figura 2. CREG 015 de 2018 Caso b. | 16 |
| Figura 3. CREG 015 de 2018 Caso c. | 16 |
| Figura 4. Comportamiento variable M CREG 199 de 2020. | 19 |
| Figura 5. Diagrama de potencias según NTC 4569 [8]. | 23 |
| Figura 6. Diagrama alterno de potencias según NTC 4569 [8]. | 24 |
| Figura 7. Diagrama fasorial de tensiones de red eléctrica trifásica 120 Vrms. | 26 |
| Figura 8. Diagrama fasorial de tensiones de red eléctrica trifásica 120 Vrms y vectores línea-línea. | 27 |
| Figura 9. Diagrama fasorial de tensión resultante (V12) derivada de red eléctrica trifásica 120 Vrms. | 28 |
| Figura 10. Diagrama fasorial de corrientes demandadas por carga bifásica (I1 e I2), red eléctrica derivada de red trifásica 120 Vrms. | 29 |
| Figura 11. Diagrama fasorial de tensión resultante (V12) derivada de red eléctrica trifásica 120 Vrms. | 31 |
| Figura 12. Diagrama fasorial de corrientes inyectadas por generador (I1 e I2), red eléctrica derivada de red trifásica 120 Vrms. | 32 |
| Figura 13. Especificación técnica analizador de red MYeBOX-1500 [12]. | 34 |
| Figura 14. Potencia activa demandada por bombillo incandescente 250 W. | 35 |
| Figura 15. Potencia reactiva capacitiva demandada por bombillo incandescente 250 W. | 35 |
| Figura 16. Potencia reactiva inductiva demandada por bombillo incandescente 250 W. | 36 |
| Figura 17. Diagrama fasorial de tensión resultante (V12) derivada de red eléctrica monofásica trifilar 120/240 Vrms. | 38 |
| Figura 18. Diagrama fasorial de corrientes inyectadas por generador (I12 e I21), red eléctrica derivada de red monofásica trifilar 120/240 Vrms. | 39 |
| Figura 19. Potencia activa total - Microinversor #1. | 41 |
| Figura 20. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #1. | 42 |
| Figura 21. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #1. | 42 |
| Figura 22. Potencia activa total - Microinversor #2. | 43 |

| | |
|---|----|
| Figura 23. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #2..... | 44 |
| Figura 24. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #2. | 44 |
| Figura 25. Potencia activa total - Microinversor #3..... | 45 |
| Figura 26. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #3..... | 46 |
| Figura 27. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #3. | 46 |
| Figura 28. Potencia activa total - Microinversor #4..... | 47 |
| Figura 29. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #4..... | 48 |
| Figura 30. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #4. | 48 |
| Figura 31. Potencia activa total - Microinversor #5..... | 49 |
| Figura 32. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #5..... | 50 |
| Figura 33. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #5. | 50 |
| Figura 34. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1. | 55 |
| Figura 35. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1. | 55 |
| Figura 36. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1. | 56 |
| Figura 37. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1 | 56 |
| Figura 38. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1 ¹ | 57 |
| Figura 39. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1 ² | 58 |
| Figura 40. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1 ³ | 58 |
| Figura 41. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1 ⁴ | 59 |
| Figura 42. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. | 61 |
| Figura 43. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. | 61 |
| Figura 44. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. | 62 |
| Figura 45. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. | 62 |
| Figura 46. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. | 64 |

Figura 47. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.
.....64

Figura 48. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2. 65

Figura 49. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.
.....65

1 INTRODUCCIÓN

Con la entrada en vigor de la resolución CREG 030 de 2018 [1], Colombia ha incursionado y definido el proceso para la instalación y conexión de autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y generadores distribuidos (GD). Esta resolución actúa como complemento a la Ley 1715 de 2014, la cual reglamenta los beneficios tributarios que promueven el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía renovables [2]. Fue así como muchos hogares, comercios e industrias vieron el potencial de estas tecnologías y comenzaron a implementarlas, especialmente la energía solar fotovoltaica.

Una particularidad de la CREG 030 de 2018 es que solo habla de los mecanismos de remuneración para la energía activa [1], no hace referencia a la energía que no genera trabajo efectivo pero que es sumamente importante para todo tipo de proceso industrial, la energía reactiva. Por esta razón, los proyectos se centran en generar ahorros por concepto de la energía activa proveniente del sistema solar fotovoltaico.

Hasta el mes de diciembre de 2021 todo parecía bien para los proyectos de AGPE. En enero de 2022, se activa la penalización por transporte de energía reactiva en exceso incluyendo un factor multiplicador M. Todo esto reglamentado por la resolución CREG 015 de 2018 y CREG 199 de 2019 [3], [4]. Este fue el punto de partida para que a varios hogares, comercios e industrias fuesen penalizados por transporte de energía reactiva en exceso y que los ahorros provenientes de la disminución de energía activa se opacaran por dicha penalización.

Por esta situación, esta monografía busca caracterizar tres situaciones particulares relacionadas con el cobro de energía reactiva en los diferentes tipos de usuarios Autogeneradores a Pequeña y Gran Escala (AGPE y AGGE respectivamente) con tecnología fotovoltaica, puntualizando el caso residencial quien actualmente no cuenta con una solución técnico-económica en el mercado.

1. Mala lectura en el medidor de energía tipo estático multi-energía con cargas bifásicas (Línea-Línea), en topologías de conexión bifásica trifilar y trifásica tetrafilar.

2. Generación de potencia reactiva inductiva/capacitiva con equipos electrónicos (inversores).

3. Caso de estudio: control dinámico de potencia reactiva en usuarios con autogeneración.

Hoy son permitidos en el país equipos fabricados bajo estándares internacionales como IEC, UL e IEEE, estos son homologados bajo el Artículo 33.4.2 del RETIE. Sin embargo, no se caracterizan para garantizar el buen comportamiento eléctrico en las diferentes topologías de red existentes en Colombia.

***Palabras clave* — CREG 015, CREG 174, CREG 038, Potencia activa, Potencia reactiva, Autogeneradores a pequeña escala (AGPE).**

2 OBJETIVOS

2.1 *Objetivo general*

Caracterizar cuantitativamente la generación de energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva de los inversores “On Grid” en su punto de interconexión con la red eléctrica existente. Esto para determinar si bajo la configuración predeterminada de fabrica son fuente de generación de energía reactiva (inductiva-capacitiva).

2.2 *Objetivos específicos*

- Analizar el comportamiento vectorial de las cargas bifásicas en topologías de red bifásicas trifilares y trifásicas tetrafilares.
- Medir y analizar la inyección de potencia activa y reactiva en microinversores “On Grid” en topología de red monofásica trifilar e identificar posibles incompatibilidades con la red.
- Caracterizar los resultados obtenidos de los diferentes equipos testados en función de la certificación internacional que le aplique.
- Presentar dos casos de estudio donde se prueban dos tecnologías de compensación de potencia reactiva en usuarios autogeneradores, una para cada caso, y analizar el desempeño de cada uno frente a la metodología de cobro del capítulo 12 de la resolución CREG 015 de 2018.

3 MARCO TEÓRICO

Para el desarrollo del proyecto es importante conocer los conceptos que permiten entender el problema de raíz. Para esto, nos remitimos a lo expresado en dos regulaciones vigentes de la CREG, 015 de 2018 y 174 de 2021. De estas se extraen las definiciones relevantes al caso de estudio [4], [5].

3.1 *Definiciones*

- **Autogeneración:** Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red [5].
- **Autogenerador:** Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración [5].
- **Operador de red de STR y SDL, OR:** persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El operador de red (OR) siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio [4].
- **Sistema de Distribución Local, SDL:** sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización [4].

- **Sistema de Transmisión Regional, STR:** sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el transmisor regional (TR) al sistema de transmisión nacional (STN) y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR [4].
- **Sistema de Transmisión Nacional, STN:** es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión [4].
- **Niveles de tensión:** los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:
 - Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
 - Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV [4].
- **Transmisor regional, TR:** persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR [4].
- **Usuario:** persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor y, para los efectos de esta resolución, se le denominará usuario final [4].
- **Usuario del STR o SDL:** es el usuario final del servicio de energía eléctrica, OR, generador, cogenerador o autogenerador conectado al STR o al SDL [4].

3.2 Regulación vigente

Actualmente, para la integración de nuevos autogeneradores a las redes de un OR, se encuentra en vigencia la resolución CREG 174 de 2021. En esta se establecen los lineamientos comerciales y exigencias operativas que deben cumplir los nuevos usuarios a registrarse. Además, el Consejo Nacional de Operación, CNO, presenta el esquema de protecciones que debe cumplir cada usuario según su capacidad instalada [5].

Para la transacción de energía reactiva se encuentra en vigencia la resolución CREG 015 de 2018, en ella se establece la metodología y fórmulas bajo las cuales se realizan los cobros asociados al consumo excesivo de energía reactiva inductiva o entrega de energía reactiva.

El artículo 16 de la CREG 015 de 2018 establece lo siguiente:

“Artículo 16. Transporte de energía reactiva. Los OR o los usuarios finales pagarán por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada caso, de acuerdo con lo establecido en el capítulo.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios que por su consumo de energía reactiva estén obligados al pago de esta conforme a lo establecido en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.” [4]

Este punto evidencia que el OR puede realizar cobros al usuario asociados al transporte de energía reactiva, mientras no se respeten los límites que se establecen en la misma. Adicional, la resolución CREG 174 de 2021 realiza la exigencia sobre los puntos de medida remitiéndose al cumplimiento de la CREG 038 de 2014. Esta última establece, en su artículo 12, que para fronteras de generación en niveles de tensión inferiores al nivel 4, el OR puede exigir la medición de energía reactiva de forma bidireccional, permitiendo con esto que sean cuantificables la energía reactiva capacitiva e inductiva.

Los límites establecidos por la CREG 015 de 2018, respecto al consumo de energía reactiva, son los establecidos en el capítulo 12 de la misma:

- a. “Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario.” [4]

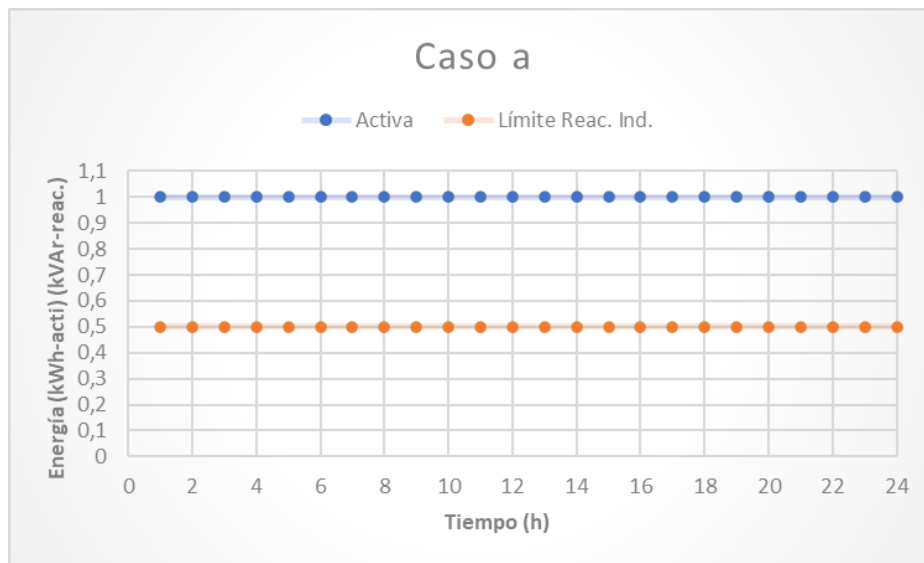


Figura 1. CREG 015 de 2018 Caso a.

Para el caso a, ver Figura 1, se presenta un primer límite en cuanto a importación de energía reactiva inductiva. Se establece que cuando existe importación de energía reactiva inductiva, esta importación no debe superar la mitad de la energía activa importada para ese mismo instante de tiempo; dado que se presente una importación de reactiva inductiva mayor al 50% de la activa, el exceso sobre ese 50% será penalizado al usuario.

- b. “En caso de que la energía activa sea igual a cero en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo del transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía reactiva registrada en dicho período” [4]

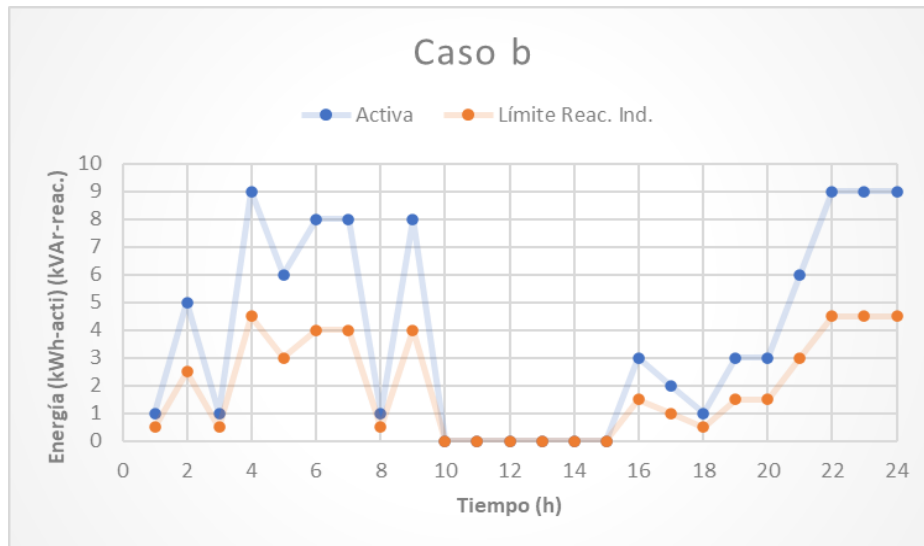


Figura 2. CREG 015 de 2018 Caso b.

En el caso b, ver Figura 2, se establece que cualquier importación de energía reactiva inductiva que se presenta cuando el usuario no se encuentra consumiendo energía activa, será penalizada en su totalidad. Este caso es natural para los usuarios autogeneradores con inyección a la red en los instantes que se presentan picos de generación de potencia mayores a su demanda instantánea.

c. “Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada” [4]

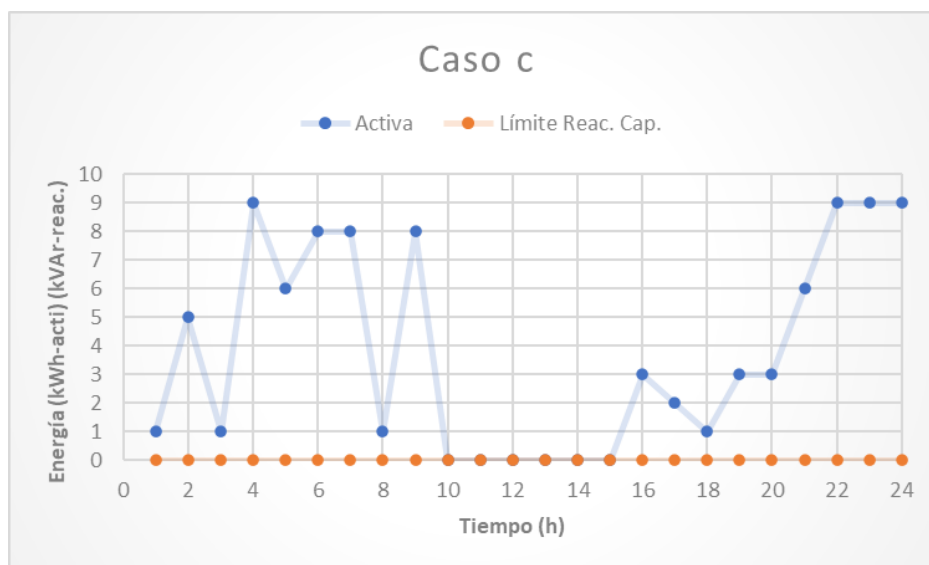


Figura 3. CREG 015 de 2018 Caso c.

En el caso c, ver Figura 3, se establece que cualquier cantidad de energía reactiva capacitiva transportada a la red del OR podrá ser penalizada desde un valor superior a cero, indiferente del consumo de potencia activa que se presente en ese instante de tiempo.

Como resumen de los tres casos se presenta la Tabla 1:

| Caso | Consumo Activa (kWh) | Reactiva Inductiva (kVAr) | Reactiva Capacitiva (kVAr) |
|------|----------------------|---------------------------|----------------------------|
| a | EA | EA/2 | - |
| b | 0 | 0 | - |
| c | EA 0 | - | 0 0 |

Tabla 1. Caso resumen CREG 015 de 2018.

Dónde:

EA: Energía Activa consumida por el usuario en una hora.

La resolución CREG 015 de 2018 establece en su capítulo 12 la metodología bajo la cual se realiza el cobro de los reactivos en exceso que presente cualquier usuario. Los cobros de la penalización por potencia reactiva se usa la ecuación (1) [4]:

$$CTER_{u,n,h,m,j} = ER_{u,h,m,j} * M * D_{n,h,m} \quad (1)$$

Donde:

$CTER_{u,n,h,m,j}$: Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL u, en pesos, del nivel de tensión n, en la hora h del mes m, del sistema operado por el OR j [4].

$ER_{u,h,m,j}$: Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL u, en la hora h del mes m, en el sistema del OR j, en kVar [4].

M : Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, variando entre 1 y 12 [4].

$D_{n,h,m}$: Cargo por uso de sistemas de distribución para el transporte de energía reactiva. Es igual al cargo por uso del nivel de tensión n en la hora h del mes m que enfrenta un usuario conectado al sistema, cuando se registró el transporte de energía reactiva [4].

El cargo por uso aplicable para el pago del transporte de energía reactiva por parte del usuario del STR o SDL será igual al cargo por uso de energía activa que enfrenta en función del sistema y el nivel de tensión en el que se encuentre conectada la frontera [4].

Las condiciones que parametrizan el factor M son expresadas en la resolución CREG 199 de 2020 [3]:

- a. Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período horario en diez (10) días o menos en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1. [3]
- b. Cuando la energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período en más de 10 días, en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta circunstancia, contando desde los consumos del mes de enero de 2020. A partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable M se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 6. El valor de M igual a 6 se mantendrá durante 12 meses consecutivos, en caso de persistir el consumo de energía reactiva en exceso sobre el límite, a partir del mes siguiente la variable continuará incrementándose mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12 (ver Figura 4) [3].



Figura 4. Comportamiento variable M CREG 199 de 2020.

** Considerando que en todos los meses de evaluación existe transacción de energía reactiva en exceso con el OR en más de 10 días del mes.

Esta variación de M tiene un gran impacto en relación con el consumo de energía reactiva y los cobros que pueden llegar a presentarse por este fenómeno. Esto se traslada al problema en estudio puesto que agrava la condición transaccional de energía reactiva en exceso, que caracteriza a usuarios autogeneradores.

Los sistemas de autogeneración basados en inversores funcionan mientras existe presencia de radiación solar, es decir, todos los días del año caso Colombia. Si no se identifica de forma correcta la condición de funcionamiento del inversor “On Grid”, se puede cumplir fácilmente con la condición para que el factor multiplicador M aumente de forma progresiva hasta llegar a su valor máximo 12, incrementando doce veces el pago por energía reactiva en exceso.

3.3 Metodología de medida

3.3.1 Métodos de medida

Para la medición de cada una de las variables de energía eléctrica establecidas en este trabajo, los instrumentos, equipos o analizadores de redes a utilizar deben estar acorde con los métodos y procedimientos establecidos en la última versión de la norma NTC-IEC 61000-4-30

Técnicas de medida y ensayo – Métodos de medida de calidad de la potencia eléctrica. (Testing and Measurement Techniques – Power quality Measurement Methods) [6].

3.3.1.1 Medidas clase A

Deben emplearse medidores Clase A de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30, cuando se requiere de medidas precisas para efectos de aplicaciones contractuales, verificación del cumplimiento de los valores de referencia estipulados en esta norma o en el caso de resolver reclamaciones o disputas entre un operador de red y un cliente [6].

3.3.1.2 Medidas clase B

Medidores Clase B podrán emplearse para investigaciones estadísticas, estudios de diagnóstico en instalaciones y otras aplicaciones donde no se requiere una alta precisión o baja incertidumbre [6].

4 METODOLOGÍA

La presente monografía expone tres problemáticas actuales con respecto al cobro de transporte de energía reactiva en usuarios que han actualizado su sistema de medida y poseen equipos con la capacidad de registrar energía en cuatro cuadrantes, esta situación se agrava cuando el usuario instala sistemas de autogeneración de energía sea a pequeña o gran escala.

El primer caso de estudio concentra los esfuerzos en identificar de forma numérica y vectorial el fenómeno que se presenta al conectar cargas bifásicas en redes trifásicas tetrafilares y bifásicas trifilares, se analiza el impacto sobre los consumos de energía vistos desde el medidor del prestador de servicio de energía.

Como segundo, se analiza de forma cuantitativa la inyección de potencia activa y reactiva en algunos microinversores comercializados actualmente en Colombia. Se realizan mediciones en una red monofásica trifilar 120/240 V, para emular el funcionamiento del panel se utiliza una fuente DC con salida de 48 V y 7 A; finalmente se conecta el componente AC del microinversor a la red indicada, en este punto se ubica el analizador de redes configurado con todos los canales de importación y exportación para capturar los datos de generación de cada uno de los equipos. Se presenta la información de manera gráfica y así poder analizar el comportamiento de cada equipo en el tiempo.

Finalmente se analizan dos casos reales de clientes con sistemas de autogeneración. El primero es un usuario con autogeneración a pequeña escala al cual se le instala un Static Var Generator o SVG con el cual puede realizar corrección de factor de potencia tanto en adelante como en atraso; el segundo usuario cuenta con autogeneración a gran escala el cual tiene un control de inyección de energía reactiva desarrollado localmente, con este control puede regular la generación de potencia reactiva en los inversores con referencia a las lecturas desde la frontera comercial. Con estos dos casos se pretende evaluar el desempeño de ambas tecnologías y determinar si son o no capaces de cumplir a cabalidad con lo exigido por la CREG 015 de 2018.

5 RESULTADOS

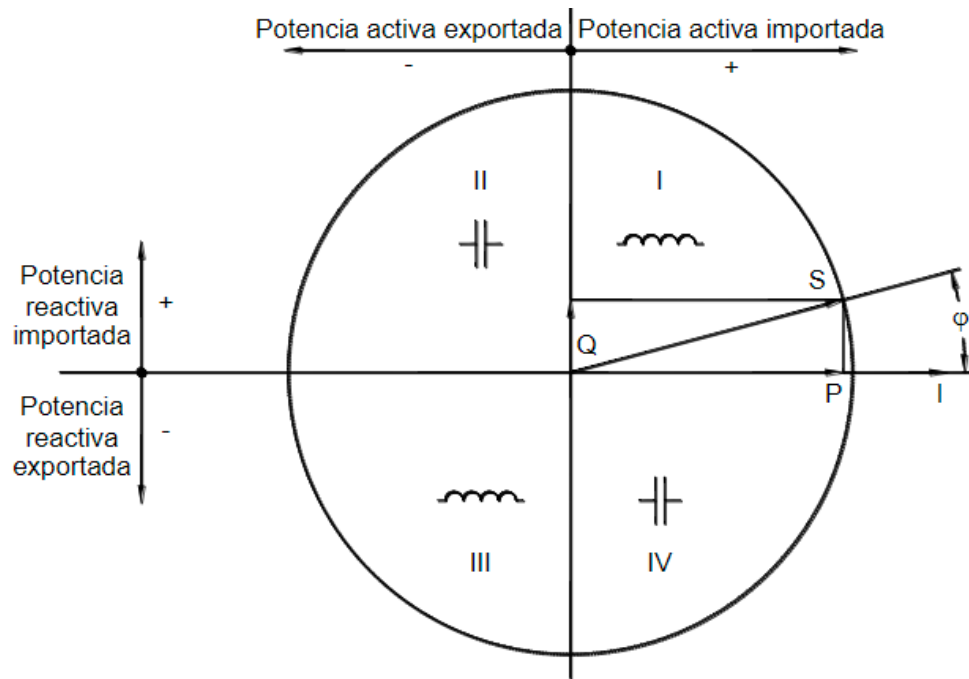
5.1 Análisis del comportamiento vectorial de las cargas bifásicas en topologías de red bifásicas trifilares y trifásicas tetrafilares

5.1.1 Análisis teórico

Partiendo de la premisa que usuarios autogeneradores, que se declaren con entrega de excedentes, deben reemplazar su medidor de energía convencional por uno bidireccional, con fin de cuantificar la entrega de excedentes de energía y hacer efectivo el reconocimiento de los créditos de energía [5]. Ligado a esto, se encuentra en vigencia el Artículo 12 de la CREG 038 de 2014, indica que en todo punto de medición asociado a una frontera de generación se debe exigir que el medidor tenga la capacidad de registrar energía reactiva de manera bidireccional [7], obteniendo al final un medidor multienergía parametrizado y calibrado a cuatro cuadrantes.

Tomando como base lo anterior, se hace importante definir la metodología de cálculo de la energía reactiva en los diferentes medidores estáticos electrónicos. La NTC 5226 define la potencia reactiva como el producto de los valores r.m.s de tensión, corriente y la función seno evaluada en el ángulo que se forma entre las señales. A su vez, indica que la energía reactiva monofásica se calcula como la integración en el tiempo de la potencia reactiva; para el caso de los circuitos polifásicos, es la suma algebraica de las energías reactivas de cada una de las fases [9].

En la GTC300 del ICONTEC se presentan las directrices para la programación de los medidores de energía estáticos multifunción, en esta se indica que las energías reactivas deben ser tratadas de manera independiente, cuantificando por canales separados cada uno de los cuatro cuadrantes [10], así facilitar a los diferentes operadores de red la aplicación del Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018 el cobro de transporte de energía reactiva.



NOTA 1 Diagrama de acuerdo con los numerales 12 y 14 de la norma IEC 60375

NOTA 2 La referencia de este diagrama es el vector de corriente (fijo sobre la línea derecha)

NOTA 3 El vector de tensión V varía su dirección de acuerdo al ángulo de fase φ

Figura 5. Diagrama de potencias según NTC 4569 [8].

Variables establecidas en medidor estático multifuncional (ver Figura 5) [10]:

1. Energía activa importada.
2. Energía activa exportada.
3. Cuadrante 1 (I, Q1). Energía reactiva inductiva importada.
4. Cuadrante 2 (II, Q2). Energía reactiva capacitiva importada.
5. Cuadrante 3 (III, Q3). Energía reactiva inductiva exportada.
6. Cuadrante 4 (IV, Q4). Energía reactiva capacitiva exportada.

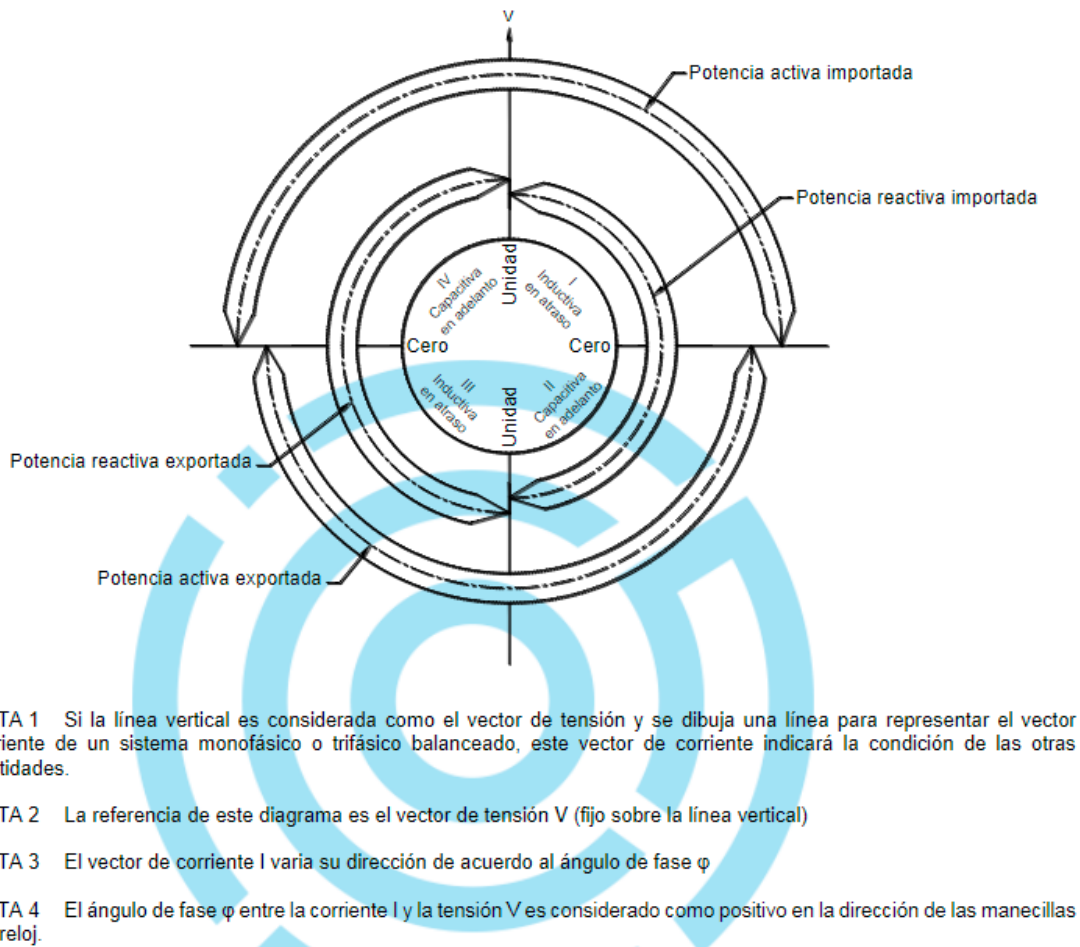


Figura 6. Diagrama alterno de potencias según NTC 4569 [8].

Al ver la Figura 6, se puede establecer que los flujos de potencia se pueden resumir en potencia activa importada (+) /exportada (-) y potencia reactiva importada (+) /exportada (-) y según la combinación, se establece el cuadrante donde está operando (I, II, III y IV). Cuando se presenta el escenario de exportación de potencia activa (cuadrante II y III), el fenómeno de la potencia reactiva cambia debido a que se presentan desfases superiores a $\pm 90^\circ$ (90° a 180° y -90° a -180°) entre el vector de voltaje y corriente, en el cuadrante II según la definición de la GTC 300 [10] se presenta potencia reactiva capacitiva importada, que al final de cuentas es una potencia reactiva importada (fenómeno inductivo) y en el cuadrante III según la definición de la GTC 300 [10] se presenta potencia reactiva inductiva exportada que se resume en una potencia reactiva exportada (fenómeno capacitivo).

En Colombia está definido el tipo de servicio de la instalación eléctrica en función del número de fases y el número de hilos que posea la acometida eléctrica, considerando el uso exclusivo de transformadores monofásicos o trifásicos [11].

Tipos de servicios:

- **Monofásico bifilar:** Acometida con un conductor de fase y un conductor de neutro, ambos pueden provenir de un transformador de potencia monofásico o trifásico [11].
- **Monofásico trifilar:** Acometida con dos conductores de fase y un conductor de neutro, proviene de un transformador de potencia monofásico [11].
- **Bifásico trifilar:** Acometida con dos conductores de fase y un conductor de neutro, proviene de un transformador de potencia trifásico [11].
- **Trifásico trifilar:** Acometida con tres conductores de fase, proviene de un transformador de potencia trifásico [11].
- **Trifásico tetrafilar:** Acometida con tres conductores de fase y un conductor de neutro, proviene de un transformador de potencia trifásico [11].

Todos los tipos de servicio se encuentran a lo largo del país, muy de la mano con la topología de distribución optada por cada operador de red en su zona de cobertura.

Antes de abordar el inconveniente con las cargas bifásicas, era indispensable definir la metodología de cálculo de la energía reactiva y las diferentes topologías de conexión eléctrica que puede tener un usuario en el territorio colombiano.

En el proceso establecido por la resolución CREG 174 de 2021 para los potenciales autogeneradores con entrega de excedentes, existe una particularidad con los usuarios residenciales y pequeños comercios, previo a inscribirse como autogeneradores, los medidores que usan solo cuantifican energía activa importada y en algunos casos energía reactiva importada (Cuadrante I), los otros tres cuadrantes no eran medidos, por tal razón no se relacionaba cobro por energía reactiva exportada (Cuadrante IV).

Para desarrollar el análisis, se toma como referencia la topología de transformadores trifásicos con grupo de conexión en el devanado de baja en Y, donde se tienen tres ondas de tensión de fase de igual magnitud (120V r.m.s.), pero desfasadas a 120°, ver Figura 7.

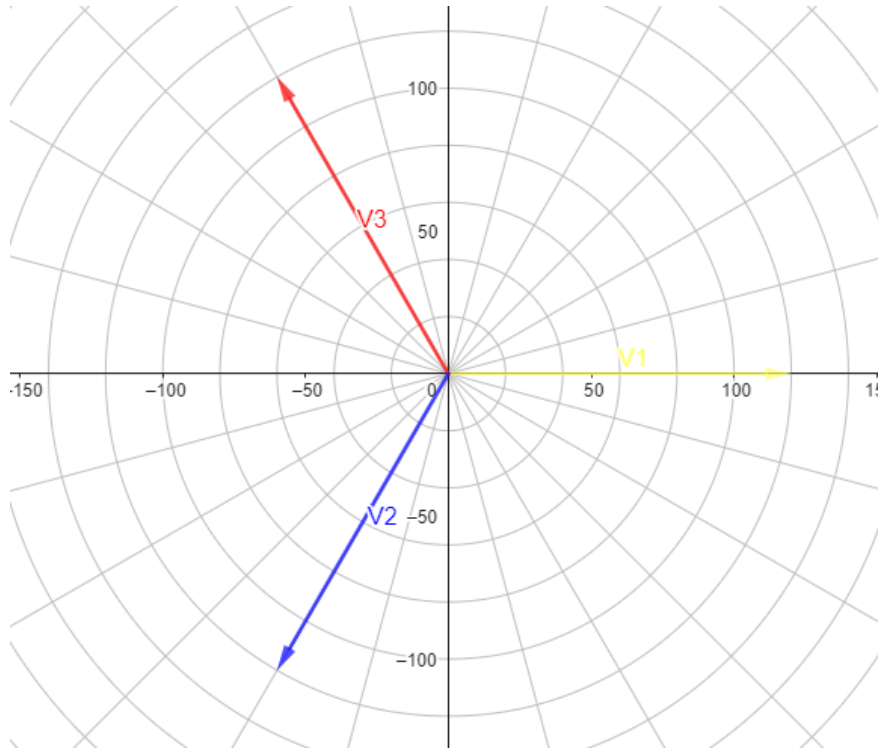


Figura 7. Diagrama fasorial de tensiones de red eléctrica trifásica 120 Vrms.

La relación vectorial que para determinar las tensiones de línea es la siguiente:

$$V_{L1N} = 120\angle 0^\circ V$$

$$V_{L2N} = 120\angle 240^\circ V$$

$$V_{L3N} = 120\angle 120^\circ V$$

$$V_{L1L2} = V_{L1N} - V_{L2N} = 120\angle 0^\circ - 120\angle 240^\circ$$

$$V_{L1L2} = 208\angle 30^\circ V$$

$$V_{L2L3} = V_{L2N} - V_{L3N} = 120\angle 240^\circ - 120\angle 120^\circ$$

$$V_{L2L3} = 208\angle 270^\circ V$$

$$V_{L3L1} = V_{L3N} - V_{L1N} = 120\angle 120^\circ - 120\angle 0^\circ$$

$$V_{L3L1} = 208\angle 150^\circ$$

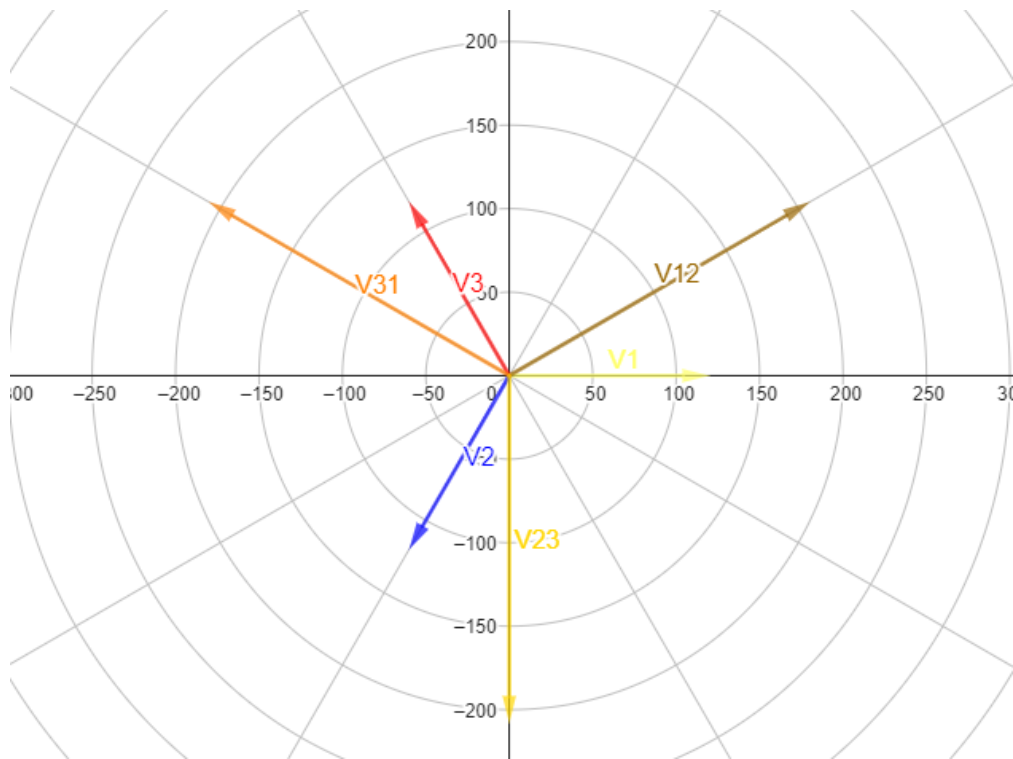


Figura 8. Diagrama fasorial de tensiones de red eléctrica trifásica 120 Vrms y vectores línea-línea.

Como se puede observar en la Figura 8, existe un desfase de 30° entre el voltaje de fase y el voltaje de línea. Siempre y cuando se garantice una carga trifásica idéntica por las tres fases (impedancias iguales), el sistema será balanceado y no se producirán corrientes por el conductor de neutro, sin embargo, esto es una situación idealista considerando que siempre existirán desbalances por la topología de conexión de diferentes cargas, especialmente, equipos electrónicos o de baja potencia que utilizan una o dos fases.

Con la variación de los diferentes equipos eléctricos y la implementación de medidores de energía electrónicos multienergía, se presenta una particularidad con las cargas bifásicas en la topología de conexión bifásica trifilar (derivación de transformador trifásico) y trifásica tetrafilar. Esto se evidenció con la masificación de la instalación de los sistemas solares fotovoltaicos, debido a que la implementación de estos sistemas obliga a un cambio de medidor de energía, reemplazando los medidores en uso que solo registran importación de energía activa, a tener un registro en cuatro cuadrantes con el nuevo equipo de medición.

Para analizar el fenómeno se deben plantear supuestos, estos permiten acotar y evidenciar la disparidad.

Supuestos:

- **Tipo de servicio eléctrico:** bifásico trifilar (Dos conductores de fase y un conductor de neutro, derivación de transformador trifásico)
- **Nivel de tensión:** 120/208 V
- **Carga a simular:** bifásica resistiva ($R = 4\angle 0^\circ \text{ Ohm}$), conexión entre líneas.

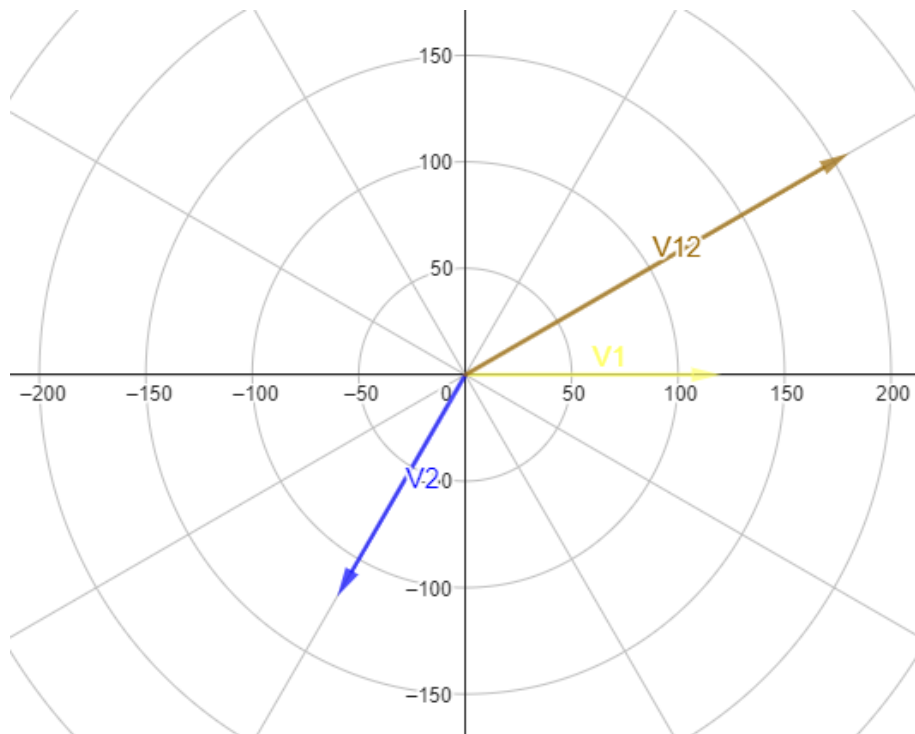


Figura 9. Diagrama fasorial de tensión resultante (V_{12}) derivada de red eléctrica trifásica 120 Vrms.

Partiendo de lo anterior (ver figura 9), resulta lo siguiente:

$$V_{L1N} = 120\angle 0^\circ \text{ V}$$
$$V_{L2N} = 120\angle 240^\circ \text{ V}$$

$$R = 4 \angle 0^\circ \text{ Ohm}$$

$$V_{L1L2} = 120 \angle 0^\circ - 120 \angle 240^\circ = 208 \angle 30^\circ \text{V}$$

$$I = 208 \angle 30^\circ / 4 \angle 0^\circ = 52 \angle 30^\circ \text{A}$$

$$-I = -1 * 52 \angle 30^\circ = 52 \angle -150^\circ \text{A}$$

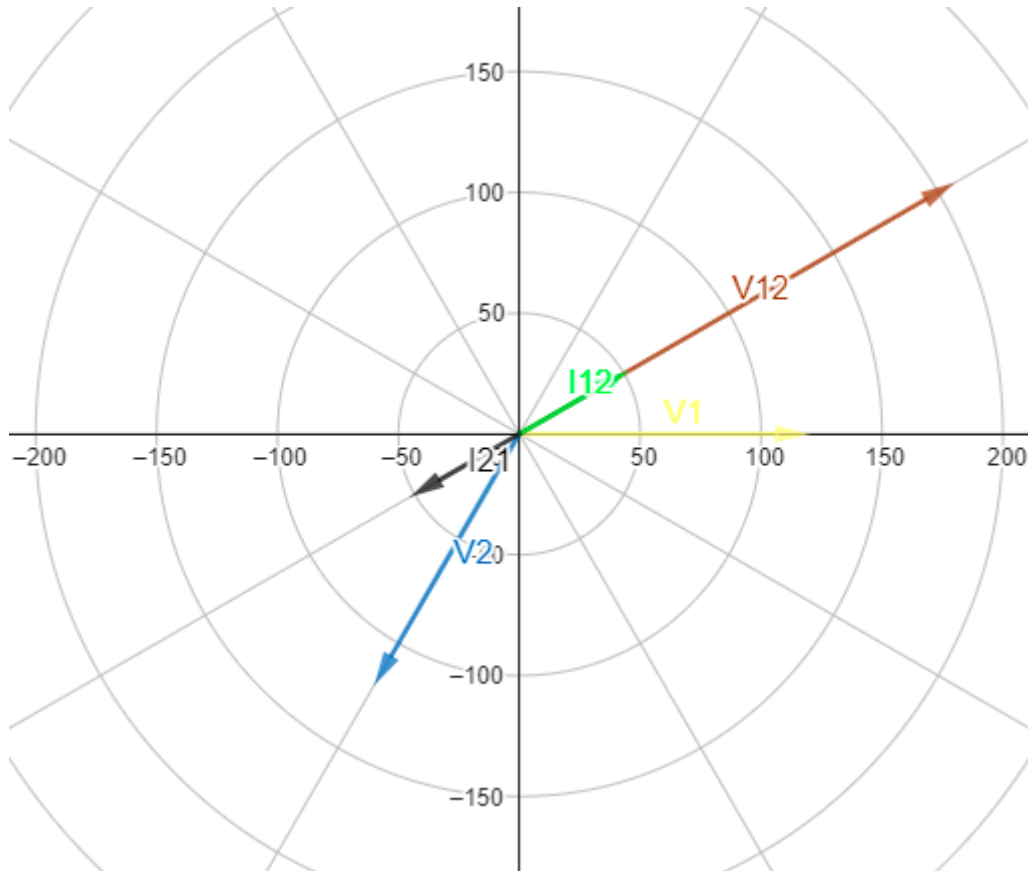


Figura 10. Diagrama fasorial de corrientes demandadas por carga bifásica (I1 e I2), red eléctrica derivada de red trifásica 120 Vrms.

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de línea (ver Figura 10), se obtienen:

$$P = 208 * 52 * \text{Cos} (30^\circ - 30^\circ) = 10.816 \text{ kW}$$

$$Q = 208 * 52 * \text{Sen} (30^\circ - 30^\circ) = 0 \text{ kVAR}$$

Como lo plantea el análisis de circuitos, la potencia reactiva en esta carga es igual a cero, teniendo en cuenta que es resistiva pura y se garantiza un factor de potencia unitario. Aplicando el Capítulo 12 de CREG 015 de 2018 no se tendría ningún cobro o penalidad por transporte de energía reactiva.

Ahora bien, bajo las definiciones de la NTC 5226 respecto a la metodología de cálculo de la potencia reactiva, parametrizada a los medidores de energía estáticos polifásicos, se debe calcular la potencia de manera segregada [9], utilizando tensiones de fase y adicional, según la GTC 300, la energía reactiva debe ser tratada de manera independiente respetando cada uno de los cuadrantes [10].

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de fase, se obtienen:

$$P_{L1} = 120 * 52 * \text{Cos} (0^\circ - 30^\circ) = 5.403 \text{ kW}$$

$$Q_{L1} = 120 * 52 * \text{Sen} (0^\circ - 30^\circ) = -3.12 \text{ kVAR (Capacitiva)}$$

$$P_{L2} = 120 * 52 * \text{Cos} (240^\circ - 210^\circ) = 5.403 \text{ kW}$$

$$Q_{L2} = 120 * 52 * \text{Sen} (240^\circ - 210^\circ) = 3.12 \text{ kVAR (Inductiva)}$$

Basados en los anteriores cálculos y lo establecido en la NTC 5226 [9], un medidor estático polifásico, debe registrar lectura de potencia activa importada, potencia reactiva exportada (Q4 - capacitiva) y potencia reactiva importada (Q1 - inductiva) y todas de manera simultánea. Asumiendo que la carga se mantiene constante por un periodo de una hora, la energía activa total importada sería de 10.806 kWh, la energía reactiva importada sería de 3.12 kVARh (inductiva) y la energía reactiva exportada sería de 3.12 kVARh (capacitiva). Aplicando el Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, literales b y c [4], se tendría un cobro o penalización por transporte de energía reactiva capacitiva de 3.12 kVARh, para el caso de la energía reactiva inductiva no se tendría penalización debido a que esta es inferior al 50% de la energía activa importada en el periodo horario analizado.

Lo evidenciado impacta de manera negativa la instalación de sistema de autogeneración basados en inversores, puesto que, los equipos comerciales monofásicos con certificación europea (red

230V Línea-Neutro), se están instalando en Colombia en redes bifásicas trifilares y trifásicas tetrafilares. Desde el punto de vista de acople a la red, cumple con el propósito principal de generar potencia activa, pero dentro del normal funcionamiento se está generando potencias reactivas que son penalizables en vigencia de la CREG 015 de 2018.

Análisis para el caso de un inversor:

- **Tipo de servicio eléctrico:** bifásico trifilar (Dos conductores de fase y un conductor de neutro, derivación de transformador trifásico)
- **Nivel de tensión:** 120/208V
- **Carga a simular:** bifásica resistiva ($R = 4\angle 180^\circ \text{ Ohm}$), conexión entre líneas. Caso de generación.

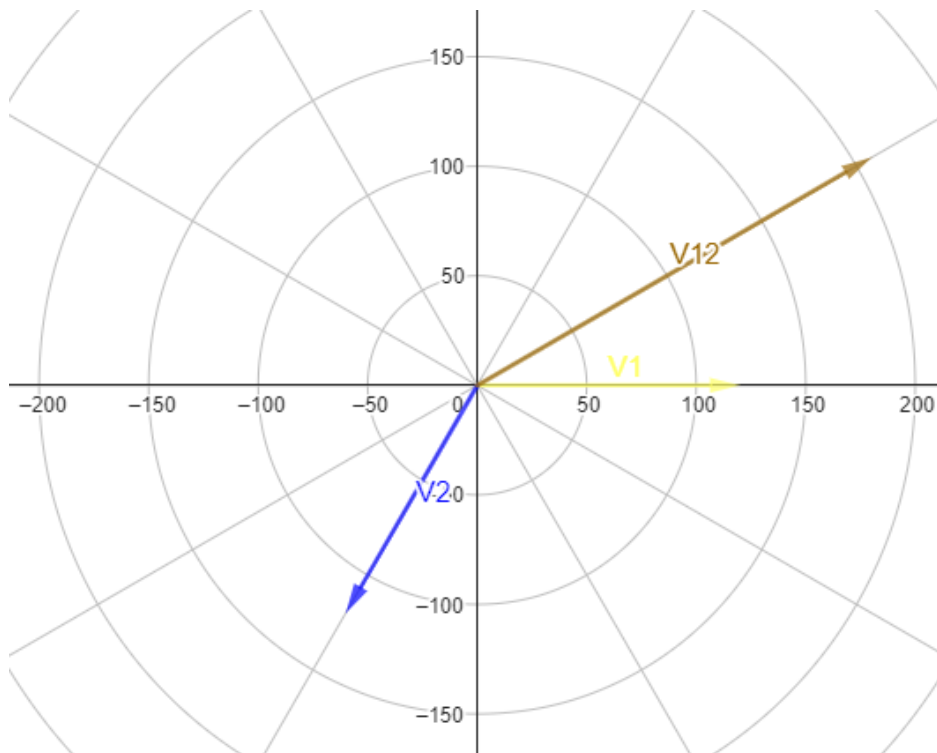


Figura 11. Diagrama fasorial de tensión resultante (V12) derivada de red eléctrica trifásica 120 Vrms.

Partiendo del anterior supuesto se tiene lo siguiente (ver Figura 11):

$$V_{L1N} = 120\angle 0^\circ V$$

$$V_{L2N} = 120\angle 240^\circ V$$

$$R = 4\angle 180^\circ \text{ Ohm}$$

$$V_{L1L2} = 120\angle 0^\circ - 120\angle 240^\circ = 208\angle 30^\circ V$$

$$I = 208\angle 30^\circ / 4\angle 180^\circ = 52\angle -150^\circ A$$

$$-I = -1 * 52\angle 150^\circ = 52\angle 30^\circ A$$

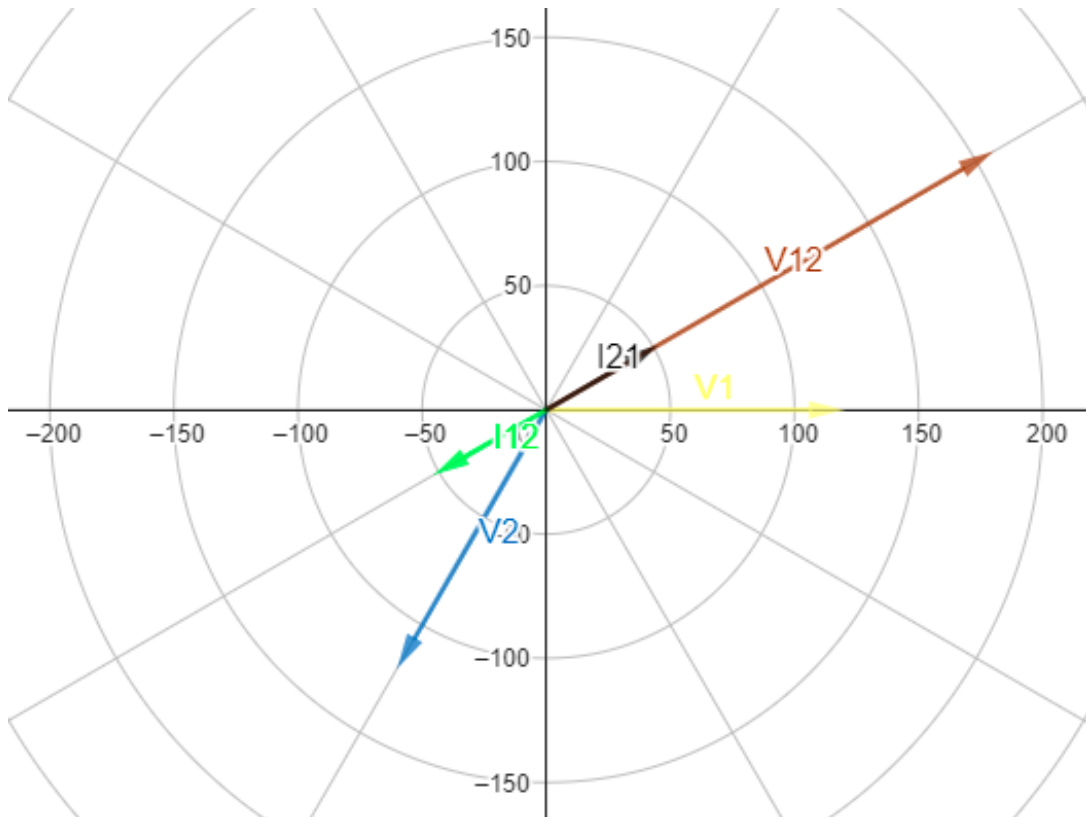


Figura 12. Diagrama fasorial de corrientes inyectadas por generador (I1 e I2), red eléctrica derivada de red trifásica 120 Vrms.

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de línea (ver Figura 12), se obtienen:

$$P = 208 * 52 * \text{Cos} (30^\circ - (-150^\circ)) = -10.816 \text{ kW}$$

$$Q = 208 * 52 * \text{Sen} (30^\circ - (-150^\circ)) = 0 \text{ kVAR}$$

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de fase, se obtienen:

$$P_{L1} = 120 * 52 * \text{Cos} (0^\circ - (-150^\circ)) = -5.403 \text{ kW}$$

$$Q_{L1} = 120 * 52 * \text{Sen} (0^\circ - (-150^\circ)) = 3.12 \text{ kVAR (Inductiva)}$$

$$P_{L2} = 120 * 52 * \text{Cos} (240^\circ - 30^\circ) = -5.403 \text{ kW}$$

$$Q_{L2} = 120 * 52 * \text{Sen} (240^\circ - 30^\circ) = -3.12 \text{ kVAR (Capacitiva)}$$

Replicando el análisis, un medidor estático polifásico debe registrar lectura de potencia activa exportada, potencia reactiva exportada (Q3 - inductiva) y potencia reactiva importada (Q2 - capacitiva) y todas de manera simultánea. Presumiendo que la generación se mantiene constante por un periodo de una hora, la energía activa total exportada sería de 10.806 kWh, la energía reactiva importada sería de 3.12 kVARh (capacitiva) y la energía reactiva exportada sería de 3.12 kVARh (inductiva),

Evaluando lo anterior bajo los literales b y c del Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, se presenta un cobro o penalización por transporte de energía reactiva de 6.24 kVARh. Diferente al caso anterior, toda la energía activa es exportada en el periodo analizado por lo cual se penaliza la totalidad de la energía reactiva inductiva y capacitiva.

5.1.2 Características analizador de red (Hardware)

Se especifican las características principales del equipo utilizado para las diferentes medidas en los ensayos realizados.

Analizador de redes MYeBOX-1500, con sensores de corriente FLEX-R80.

| Precisión de medidas | |
|------------------------------------|---|
| Asimetría de corriente (Ka) | Clase A (IEC 61000-4-30) |
| Asimetría de tensión (Ka) | Clase A (IEC 61000-4-30) |
| Desequilibrio de corriente (Kd) | Clase A (IEC 61000-4-30) |
| Desequilibrio de tensión (Kd) | Clase A (IEC 61000-4-30) |
| Medida de frecuencia | Clase 0,1 (45...65 Hz) |
| Medida de corriente de fase | Clase 0,2 (1...200 % In) (IEC 61557-12) |
| Medida de energía reactiva (kvarh) | Clase 1 (IEC 62053-23) |
| Medida de potencia reactiva (kvar) | Clase 1 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110) |
| Medida de potencia aparente (kVA) | Clase 0,5 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110) |
| Medida de energía activa (kWh) | Clase 0,5S (IEC 62053-22) |
| Medida de potencia activa (kW) | Clase 0,5 ± 1 dígito (IEC 61557-12) (Vn c.a. 230/110) |
| Medida factor de potencia | Clase 0,5 (IEC 61557-12) |
| THD de corriente | Clase 1 (IEC 61000-4-7) |
| THD de tensión | Clase 1 (IEC 61000-4-7) |
| Medida de tensión de fase | Clase 0,2 (10...1000 VF-N c.a.) (IEC 61557-12) |
| Pinst. Flicker | 3 % (IEC 61000-4-15) |
| Pst Flicker | 5 % (0,2 ... 10Pst) (IEC 61000-4-15) |
| Armónicos de corriente (THD) | (Hasta 50 ^a) Clase 1 (IEC 61000-4-7) |

Figura 13. Especificación técnica analizador de red MYeBOX-1500 [12].

5.1.3 Caso práctico

Con el fin de verificar de manera practica el fenómeno anterior, se instaló un banco de pruebas y se registraron las variables eléctricas con un analizador de redes Circutor MYebox 1500. El tipo de servicio de la instalación eléctrica es trifásico tetrafilar 127/220V, utilizando como carga un bombillo incandescente de 250 W conectado entre las líneas 1 y 3.

Variables establecidas en el analizador de redes Circutor MYebox 1500 por fase y trifásica:

1. Potencia activa importada (Unidad de medida Watt, +W)
2. Potencia activa exportada (Unidad de medida Watt, -W)
3. Potencia inductiva importada Q1 (Unidad de medida voltiamperios reactivos, +Var)
4. Potencia capacitiva importada Q2 (Unidad de medida voltiamperios reactivos, +Var)
5. Potencia inductiva exportada Q3 (Unidad de medida voltiamperios reactivos, -Var)
6. Potencia capacitiva exportada Q4 (Unidad de medida voltiamperios reactivos, -Var)

Los resultados fueron los siguientes:

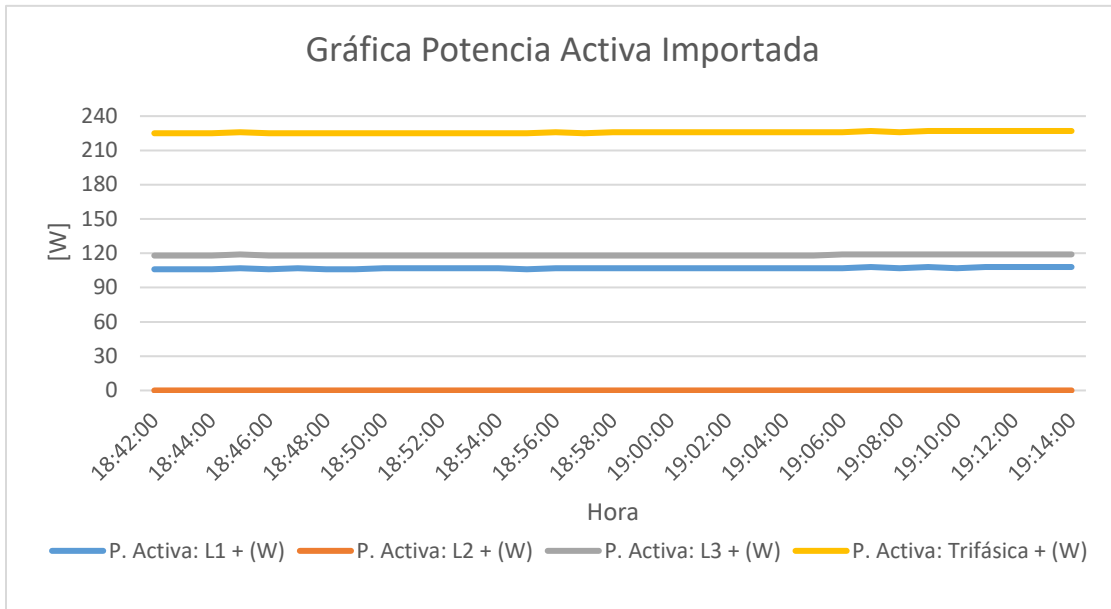


Figura 14. Potencia activa demandada por bombillo incandescente 250 W.

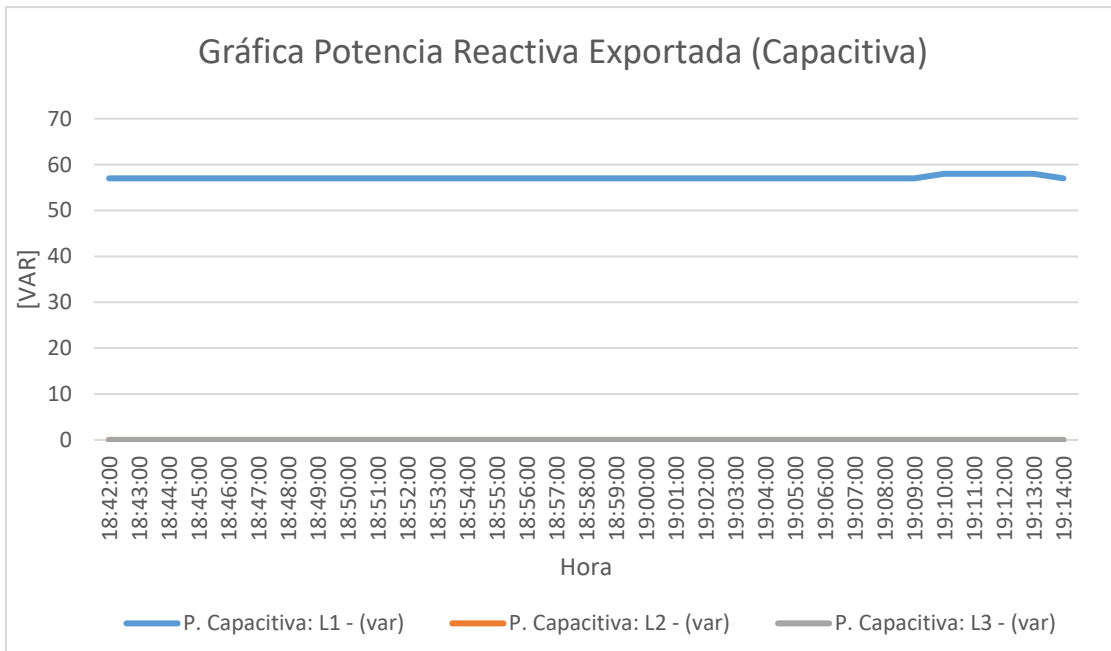


Figura 15. Potencia reactiva capacitiva demandada por bombillo incandescente 250 W.

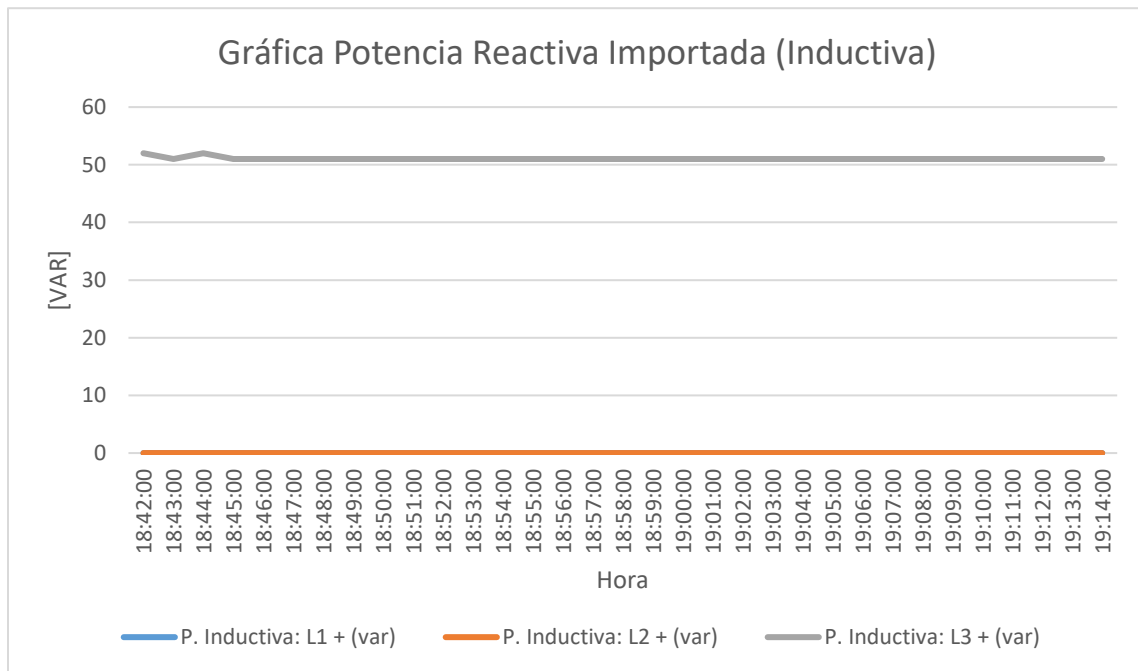


Figura 16. Potencia reactiva inductiva demandada por bombillo incandescente 250 W.

Como se puede observar en las Figuras 14, 15 y 16, un bombillo incandescente al ser una carga resistiva pura genera potencias reactiva capacitiva e inductiva en las fases de alimentación, pero este comportamiento se debe a la configuración establecida en el medidor de energía sumado a la topología de red disponible en Colombia, mas no con la carga conectada.

Este fenómeno es de suma importancia, considerando las intenciones de la Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, que establece los mecanismos para implementar la infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica [13]. Según lo anterior, muchos usuarios y específicamente residenciales podrían ser penalizados por transporte de energía reactiva, debido a cargas que normalmente son de esta topología, por ejemplo, hornos, duchas eléctricas, parrillas eléctricas, artefactos de iluminación, entre otras.

5.2 Medir la inyección de potencia activa y reactiva en microinversores “On Grid” en topología de red monofásica trifilar.

Uno de los sectores donde resalta la afectación por el cobro de transporte de energía reactiva es el residencial. Inicialmente, es un rubro nuevo para el sector al que tradicionalmente no le hacían este tipo de cobros, normalmente las instalaciones poseen medidores de energía electromecánicos y con registro único de energía activa, pero al convertirse a usuario AGPE cambian el medidor de energía por uno estático electrónico multienergía, posibilitando la aplicabilidad del Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018.

Por otro lado, la disponibilidad de soluciones técnicas disponibles en el mercado como apoyo a este problema es limitado y de alto costo. Los equipos de compensación tradicionales de energía reactiva están fabricados para topologías de red trifásicas y pensados para corregir excesos de energía reactiva inductiva. Adicionalmente, como se expone en el presente trabajo, las potencias que se deben compensar se encuentran en órdenes de magnitud inferiores en más de 10 veces comparado con las potencias nominales de los equipos de compensación, dificultando aún más la problemática.

En el sector residencial se pueden presentar topologías de red monofásica bifilar, monofásica trifilar y bifásica trifilar, siendo de mayor uso las dos últimas. Con fin de desarrollar una medida de potencia activa y reactiva en los diferentes microinversores, se torna prudente utilizar la topología de red monofásica trifilar (120/240V) derivada de un transformador monofásico.

Conociendo que el desfase entre las tensiones de fase es de 180° , la tensión de línea resultante se encuentra en fase con estas, por lo tanto, no se generaran medidas de potencia reactiva (inductiva/capacitiva) por la metodología de cálculo utilizada por el analizador de red o medidor de energía, logrando así, tener una medida veraz de potencia activa y reactiva generada por el microinversor.

5.2.1 Análisis topología de red monofásica trifilar

- **Tipo de servicio eléctrico:** monofásico trifilar (Dos conductores de fase y un conductor de neutro, derivación de transformador monofásico-fase partida)
- **Nivel de tensión:** 120/240 V
- **Carga a simular:** bifásica resistiva ($R = 4\angle 180^\circ \text{ Ohm}$), conexión entre líneas. Caso de generación.

$$\begin{aligned}
 V_{L1N} &= 120\angle 0^\circ V \\
 V_{L2N} &= 120\angle 180^\circ V \\
 V_{L1L2} &= V_{L1N} - V_{L2N} = 120\angle 0^\circ - 120\angle 180^\circ \\
 V_{L1L2} &= 240\angle 0^\circ V \\
 R &= 4\angle 180^\circ \text{ Ohm}
 \end{aligned}$$

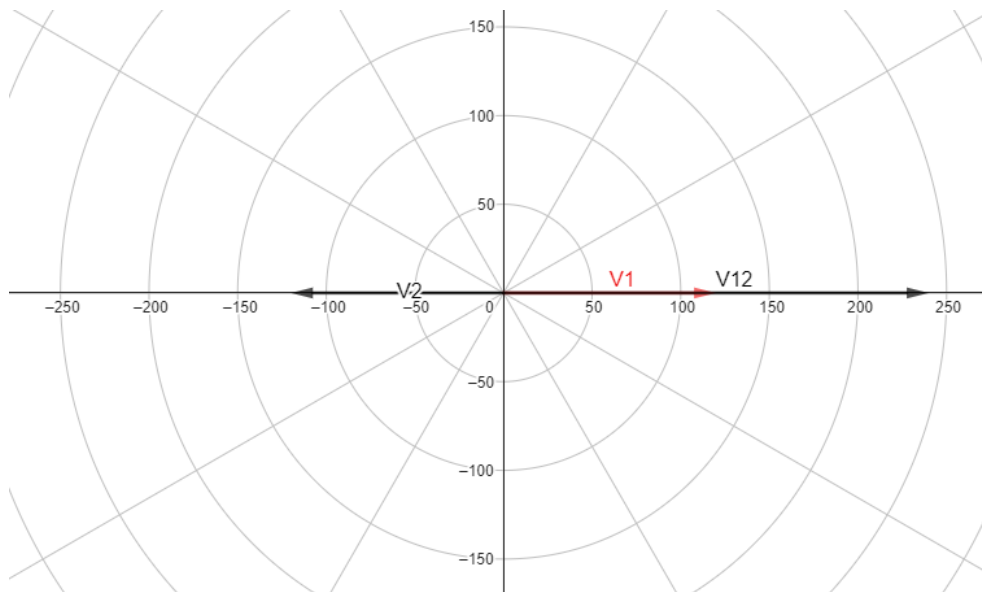


Figura 17. Diagrama fasorial de tensión resultante (V12) derivada de red eléctrica monofásica trifilar 120/240 Vrms.

$$\begin{aligned}
 I &= 240\angle 0^\circ / 4\angle 180^\circ = 60\angle 180^\circ A \\
 -I &= -1 * 60\angle 180^\circ = 60\angle 0^\circ A
 \end{aligned}$$

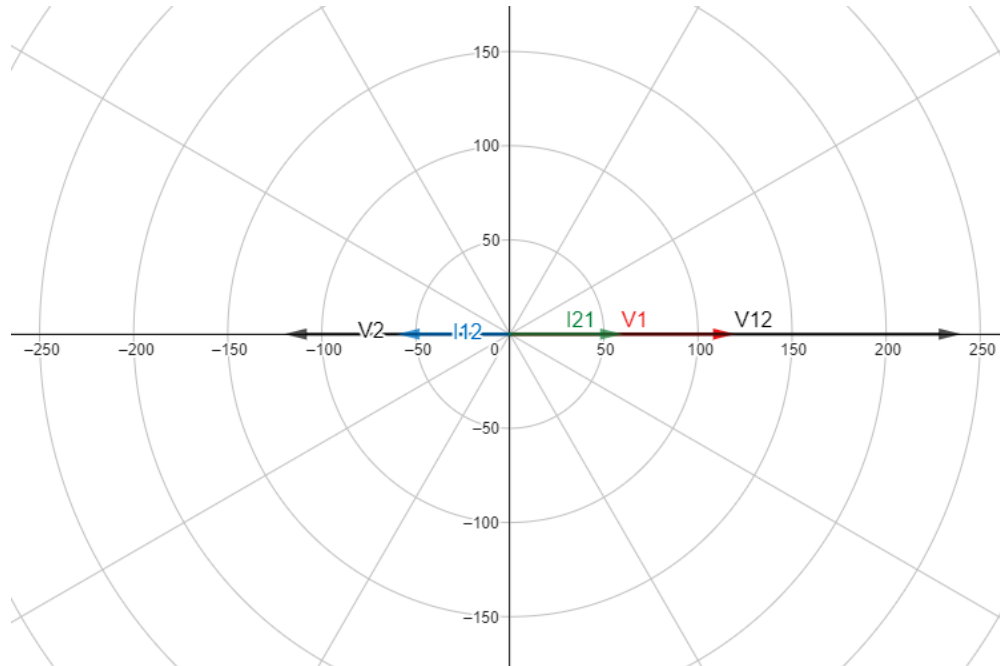


Figura 18. Diagrama fasorial de corrientes inyectadas por generador (I12 e I21), red eléctrica derivada de red monofásica trifilar 120/240 Vrms.

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de línea (ver Figura 17 y 18), se obtienen:

$$P = 240 * 60 * \text{Cos} (0^\circ - 180^\circ) = -14.4 \text{ kW}$$

$$Q = 240 * 60 * \text{Sen} (0^\circ - 180^\circ) = 0 \text{ kVAR}$$

Calculando las potencias activa y reactiva con referencia en la tensión de fase, se obtienen:

$$P_{L1} = 120 * 60 * \text{Cos} (0^\circ - 180^\circ) = -7.2 \text{ kW}$$

$$Q_{L1} = 120 * 60 * \text{Sen} (0^\circ - 180^\circ) = 0 \text{ kVAR}$$

$$P_{L2} = 120 * 60 * \text{Cos} (180^\circ - 0^\circ) = -7.2 \text{ kW}$$

$$Q_{L2} = 120 * 60 * \text{Sen} (180^\circ - 0^\circ) = 0 \text{ kVAR}$$

$$P_{Total} = P_{L1} + P_{L2} = -14.4 \text{ kW}$$

$$Q_{Total} = Q_{L1} + Q_{L2} = 0 \text{ kVAR}$$

Como se evidencia en el cálculo, en la topología de red monofásica trifilar, la potencia de fase y línea es igual, por lo tanto, el uso de cargas o inversores bifásicos analizado desde el punto de vista teórico no tendría que crear inconvenientes de medición de potencia reactiva.

Para verificar el funcionamiento de los diferentes microinversores, se conectan a una red monofásica trifilar y se miden las potencias mediante un analizador de redes. Adicional, se usa una fuente DC en el circuito de entrada de corriente continua de cada uno de los equipos para emular el funcionamiento del panel solar, con esto se garantiza que la potencia de salida sea constante en el tiempo y se puedan obtener resultados más confiables.

5.2.2 Microinversor #1

Se registran las variables eléctricas con el analizador de redes Circutor MYebox 1500, el tipo de servicio de la instalación es monofásica trifilar 120/240V y la conexión eléctrica del inversor es línea, línea, neutro y tierra.

| Marca | Información clasificada | | |
|---|-------------------------|---|--------------|
| Parámetros eléctricos en corriente directa (DC) | | Parámetros eléctricos en corriente alterna (AC) | |
| Rango de potencia DC [W] | 190-270 | Potencia de salida máxima [W] | 225 |
| Máxima tensión DC [V] | 48 | Potencia de salida nominal [W] | 215 |
| Rango de tensión MPPT DC [V] | 27-39 | Tensión nominal AC [V] | 240 |
| Rango de tensión de funcionamiento DC [V] | 16-48 | Rango de tensión AC [V] | 211-264 |
| Tensión de arranque DC [V] | 22 | Máxima corriente de operación AC [A] | 0.9 |
| Máxima corriente de cortocircuito DC [A] | 15 | Factor de potencia | >0.95 |
| Máxima corriente de operación DC [A] | 10 | Frecuencia [Hz] | 60 (57-62.5) |

Tabla 2. Características eléctricas Microinversor #1.

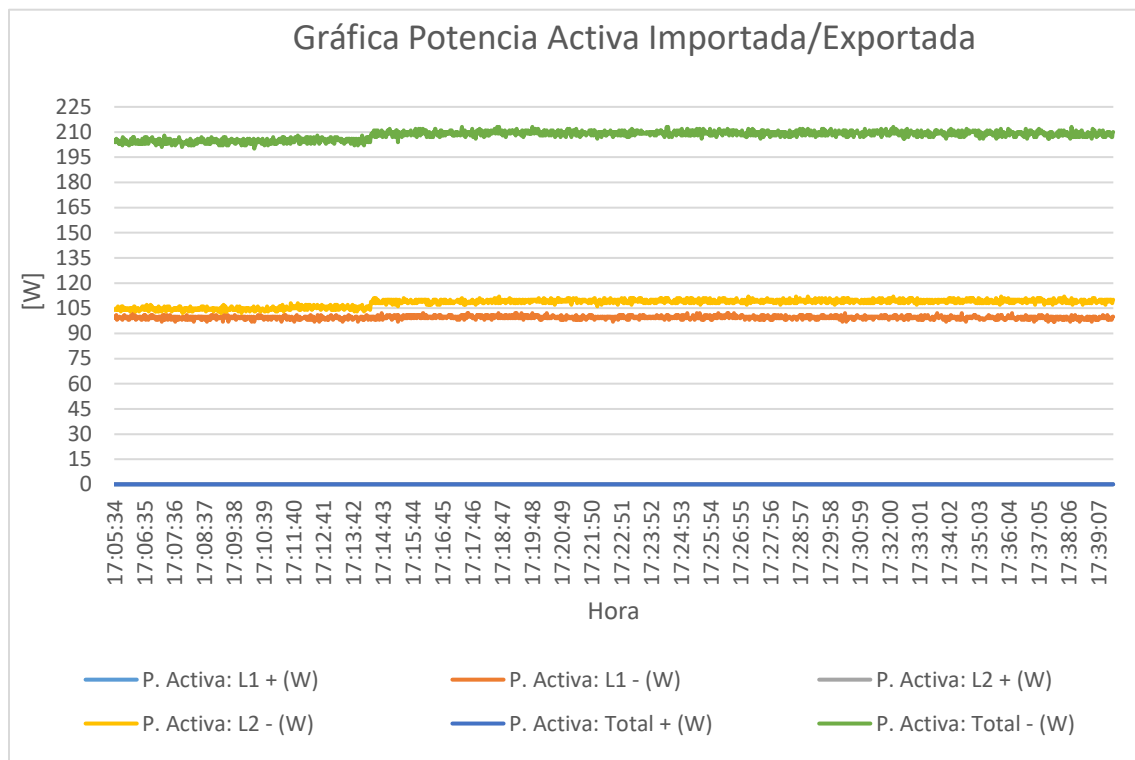


Figura 19. Potencia activa total - Microinversor #1.

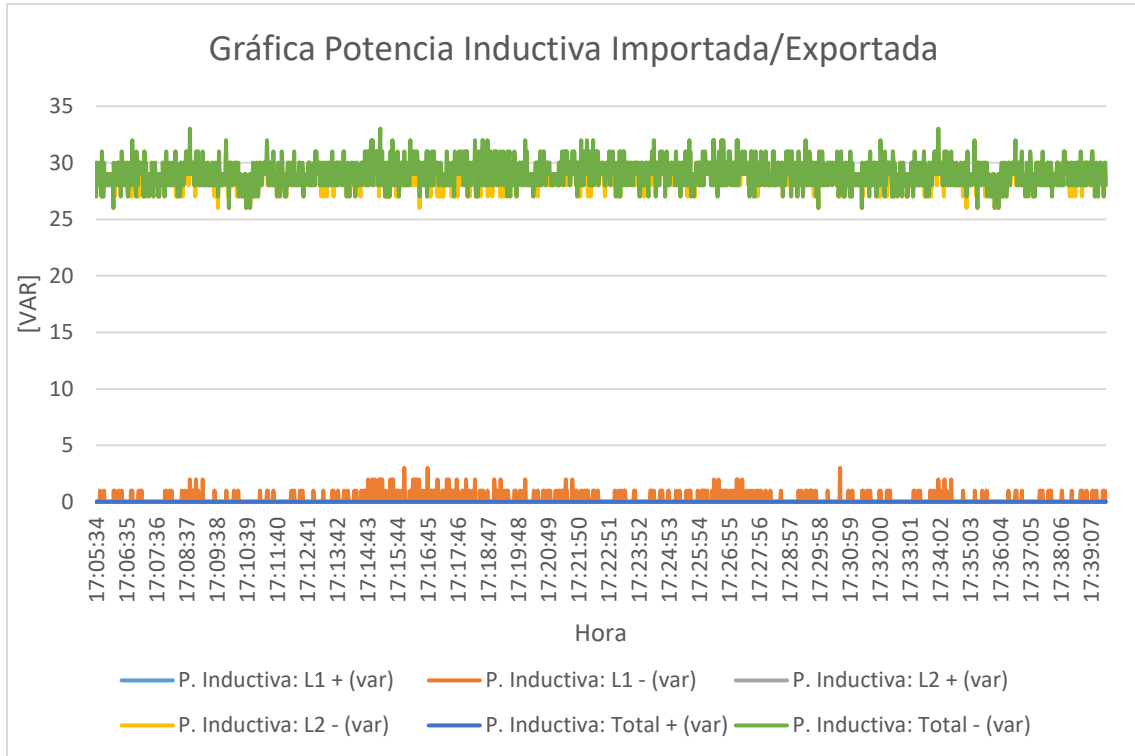


Figura 20. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #1.

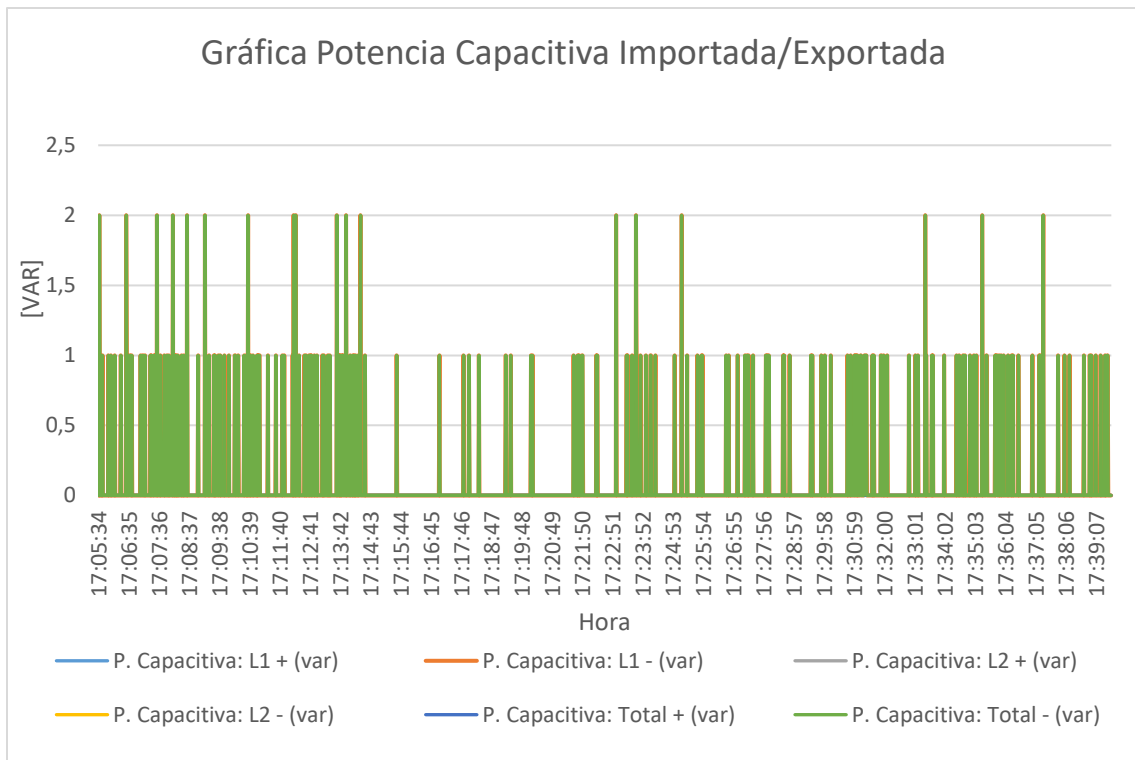


Figura 21. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #1.

5.2.3 Microinversor #2

Se registraron las variables eléctricas con el analizador de red Circutor MYebox 1500, el tipo de servicio de la instalación es monofásica trifilar 120/240V y la conexión eléctrica del inversor es línea, línea y tierra.

| Marca | Información clasificada | | |
|---|-------------------------|---|------------|
| Parámetros eléctricos en corriente directa (DC) | | Parámetros eléctricos en corriente alterna (AC) | |
| Rango de potencia DC [W] | 235-400 | Potencia de salida máxima [W] | 290 |
| Máxima tensión DC [V] | 62 | Potencia de salida nominal [W] | 280 |
| Rango de tensión MPPT DC [V] | 27-45 | Tensión nominal AC [V] | 240 |
| Rango de tensión de funcionamiento DC [V] | 16-62 | Rango de tensión AC [V] | 211-264 |
| Tensión de arranque DC [V] | 22 | Máxima corriente de operación AC [A] | 1.17 |
| Máxima corriente de cortocircuito DC [A] | 15 | Factor de potencia | 1 (± 0.7) |
| Máxima corriente de operación DC [A] | | Frecuencia [Hz] | 60 (47-68) |

Tabla 3. Características eléctricas Microinversor #2.

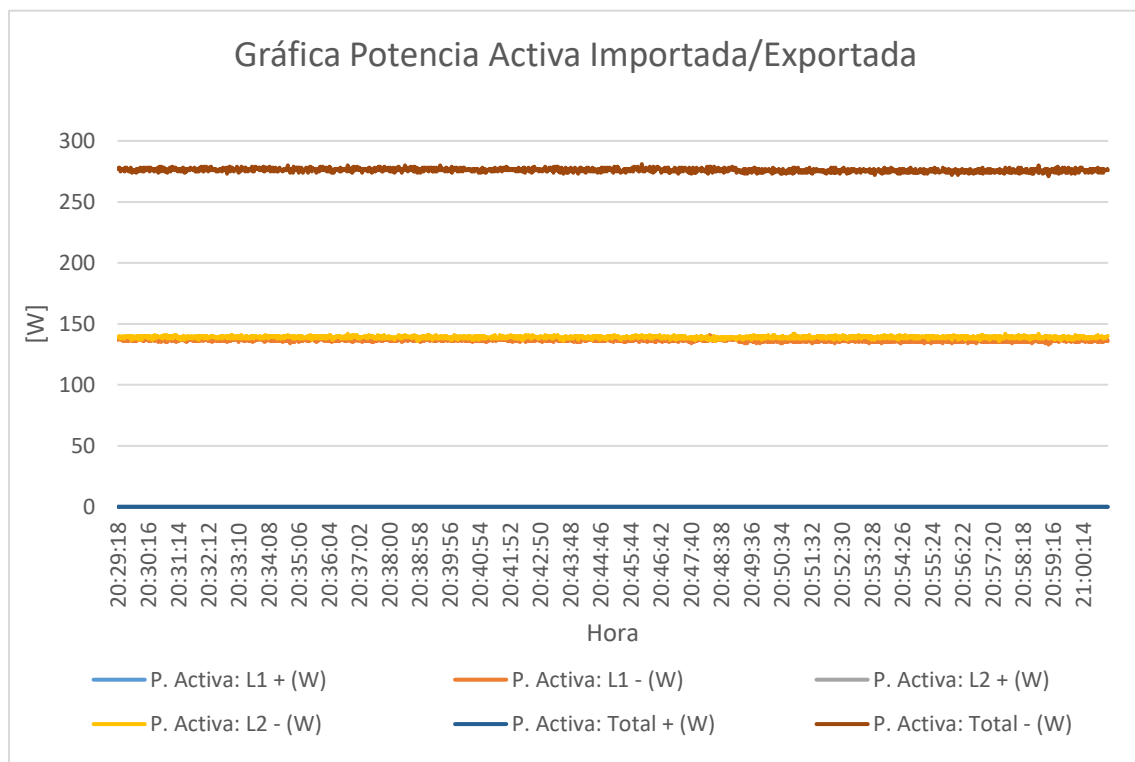


Figura 22. Potencia activa total - Microinversor #2.

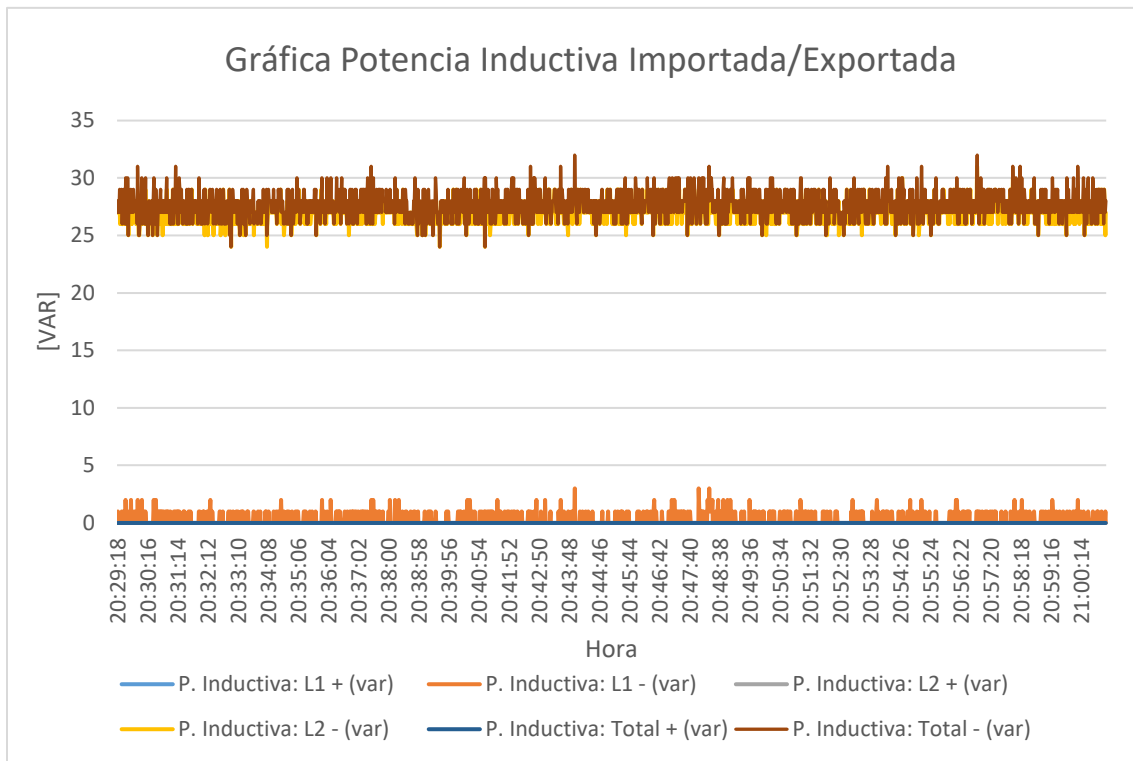


Figura 23. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #2.

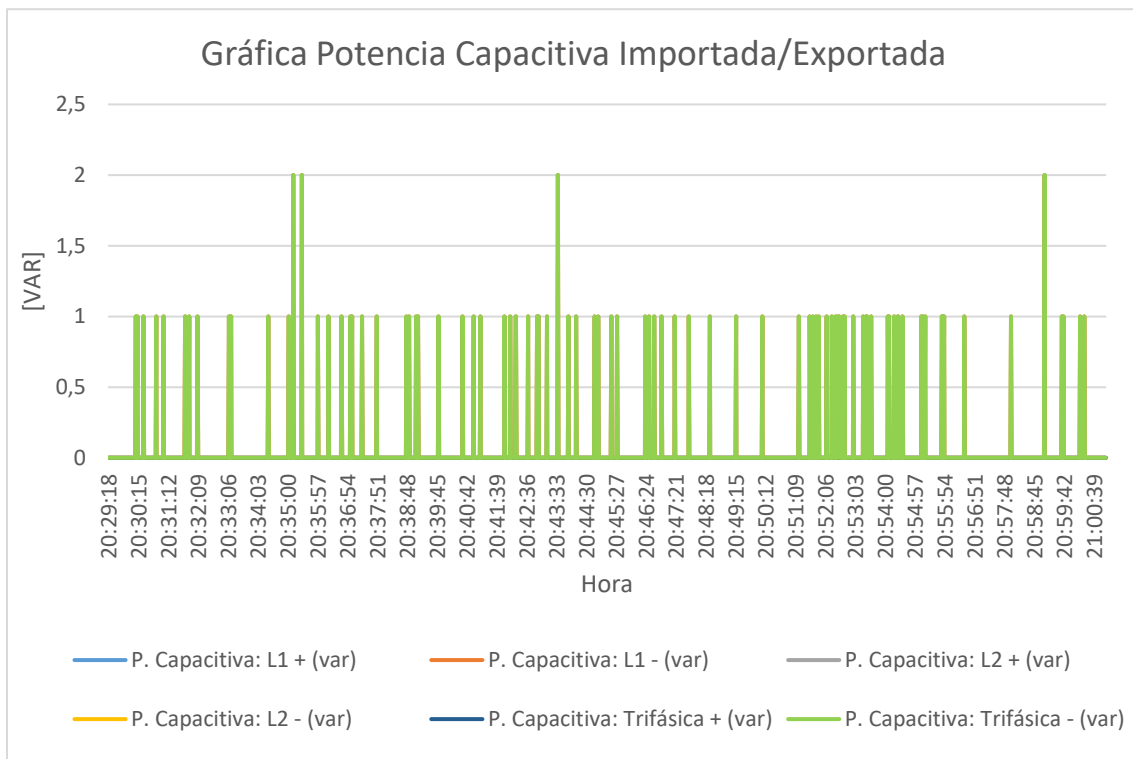


Figura 24. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #2.

5.2.4 Microinversor #3

Se registraron las variables eléctricas con el analizador de red Circutor MYebox 1500, el tipo de servicio de la instalación es monofásica trifilar 120/240V y la conexión eléctrica del inversor es línea, línea y tierra.

| Marca | Información clasificada | | |
|---|-------------------------|---|------------|
| Parámetros eléctricos en corriente directa (DC) | | Parámetros eléctricos en corriente alterna (AC) | |
| Rango de potencia DC [W] | 200-310 | Potencia de salida máxima [W] | 250 |
| Máxima tensión DC [V] | 60 | Potencia de salida nominal [W] | 250 |
| Rango de tensión MPPT DC [V] | 27-48 | Tensión nominal AC [V] | 240 |
| Rango de tensión de funcionamiento DC [V] | 16-60 | Rango de tensión AC [V] | 180-275 |
| Tensión de arranque DC [V] | 22 | Máxima corriente de operación AC [A] | 1.04 |
| Máxima corriente de cortocircuito DC [A] | 10.5 | Factor de potencia | >0.99 |
| Máxima corriente de operación DC [A] | 10.5 | Frecuencia [Hz] | 60 (58-62) |

Tabla 4. Características eléctricas Microinversor #3.

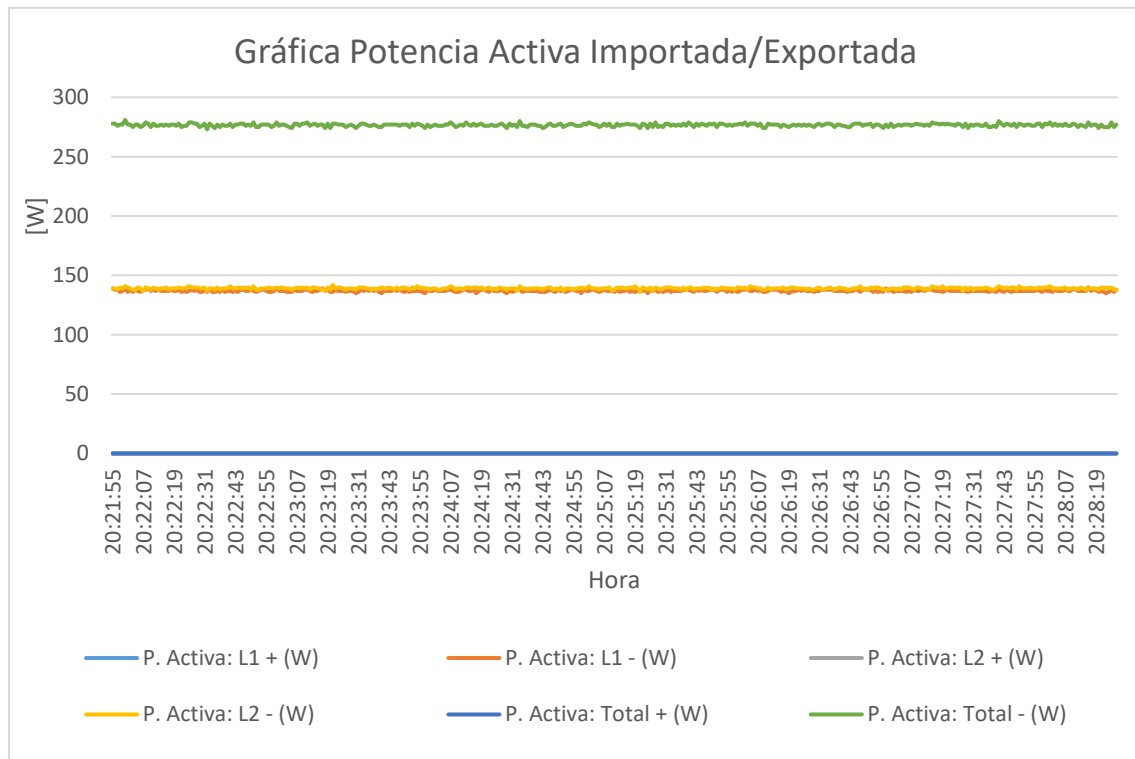


Figura 25. Potencia activa total - Microinversor #3.

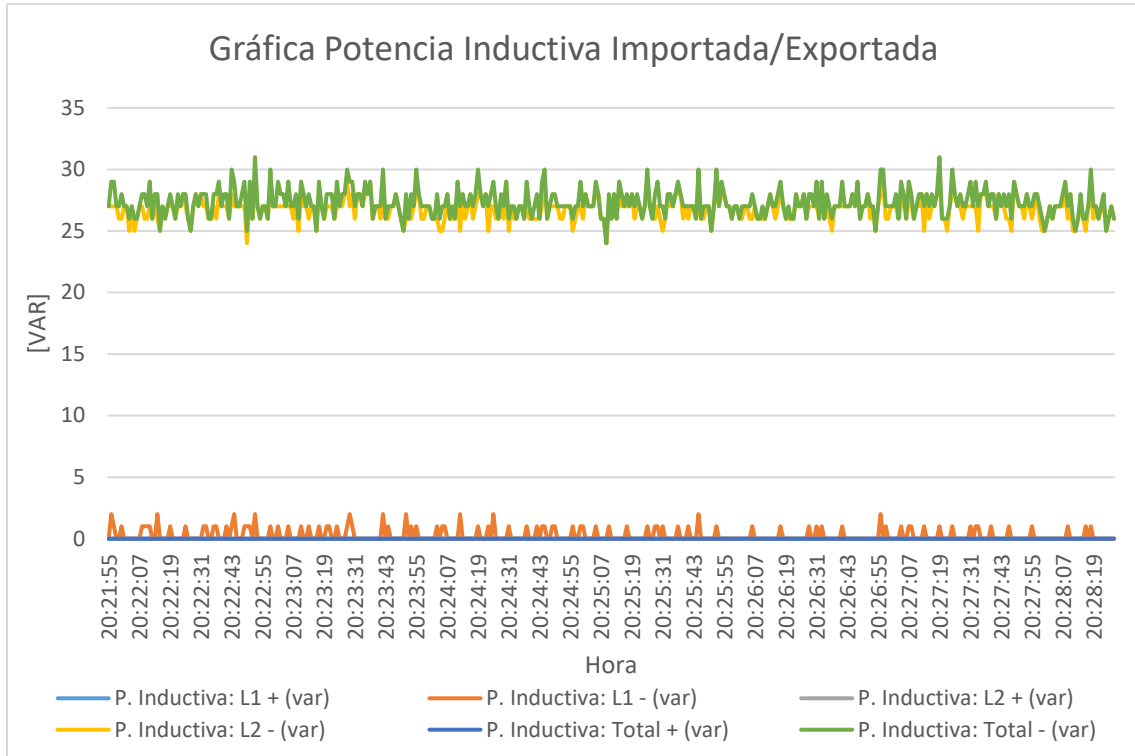


Figura 26. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #3.

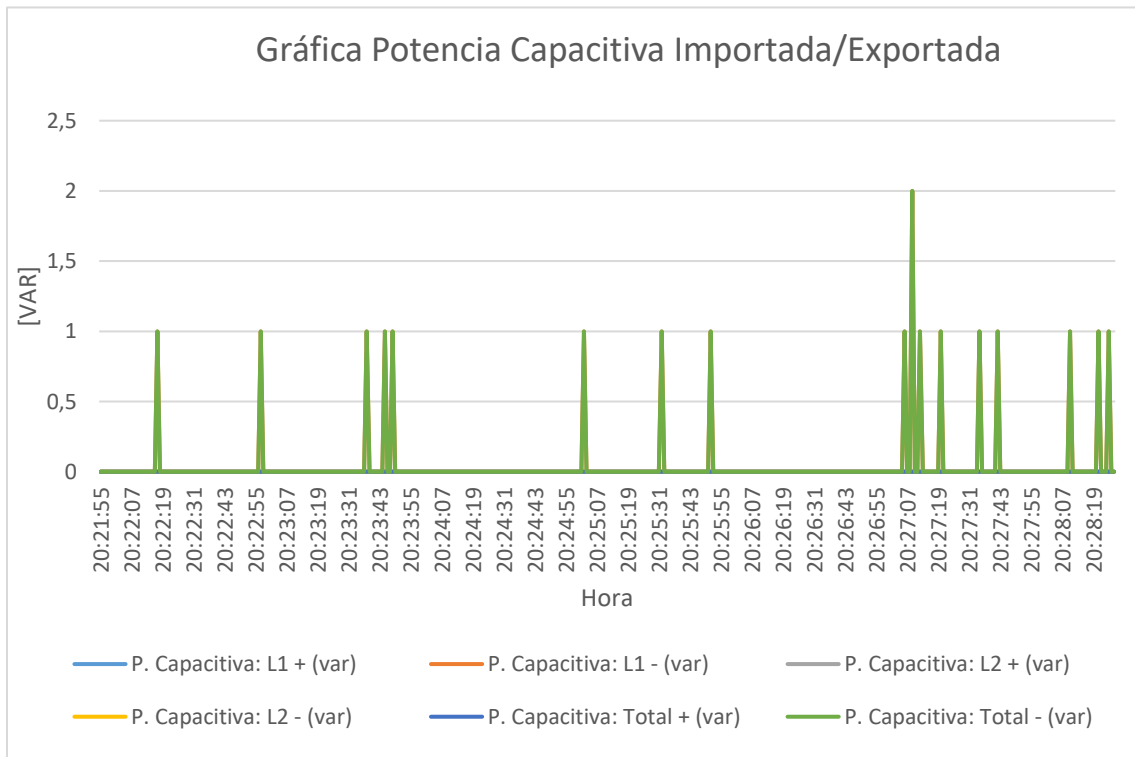


Figura 27. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #3.

5.2.5 Microinversor #4

Se registraron las variables eléctricas con el analizador de red Circutor MYebox 1500, el tipo de servicio de la instalación es monofásica trifilar 120/240V y la conexión eléctrica del inversor es línea, línea y tierra.

| Marca | Información clasificada | | |
|---|-------------------------|---|------------|
| Parámetros eléctricos en corriente directa (DC) | | Parámetros eléctricos en corriente alterna (AC) | |
| Rango de potencia DC [W] | 280-440 | Potencia de salida máxima [W] | 700 |
| Máxima tensión DC [V] | 60 | Potencia de salida nominal [W] | 700 |
| Rango de tensión MPPT DC [V] | 33-48 | Tensión nominal AC [V] | 240 |
| Rango de tensión de funcionamiento DC [V] | 16-60 | Rango de tensión AC [V] | 180-275 |
| Tensión de arranque DC [V] | 22 | Máxima corriente de operación AC [A] | 2.91 |
| Máxima corriente de cortocircuito DC [A] | 11.5 | Factor de potencia | >0.99 |
| Máxima corriente de operación DC [A] | 11.5 | Frecuencia [Hz] | 60 (58-62) |

Tabla 5. Características eléctricas Microinversor #4.

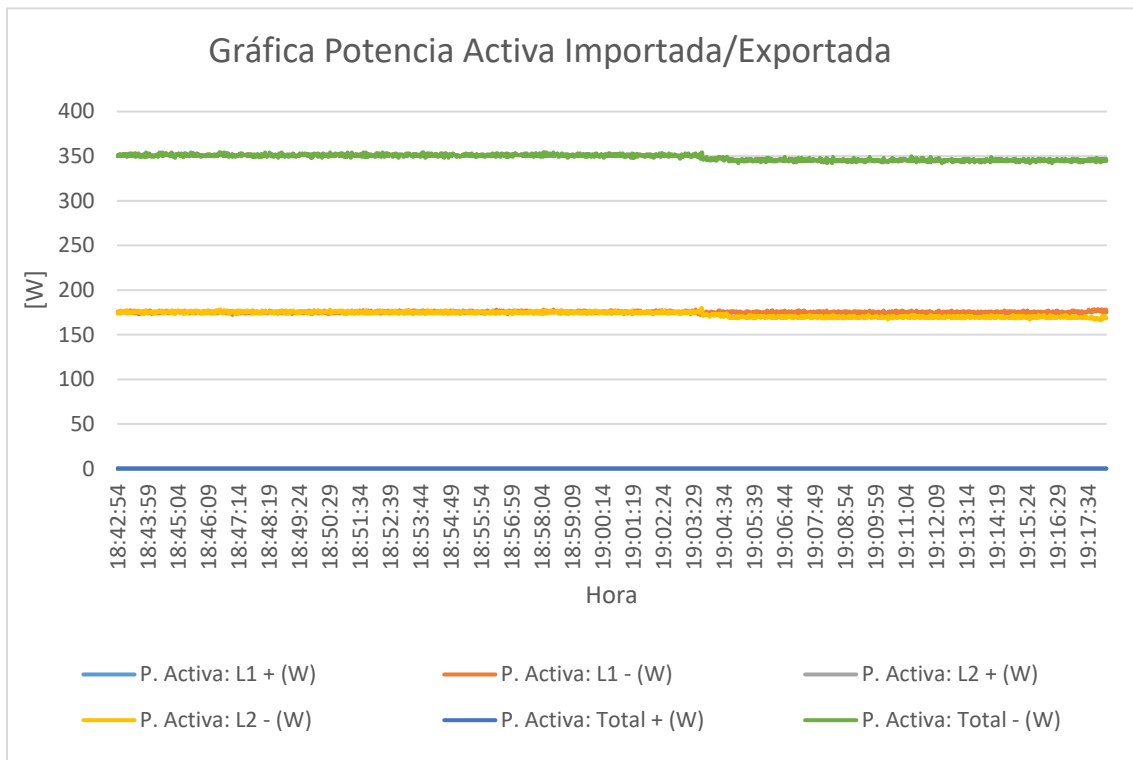


Figura 28. Potencia activa total - Microinversor #4.

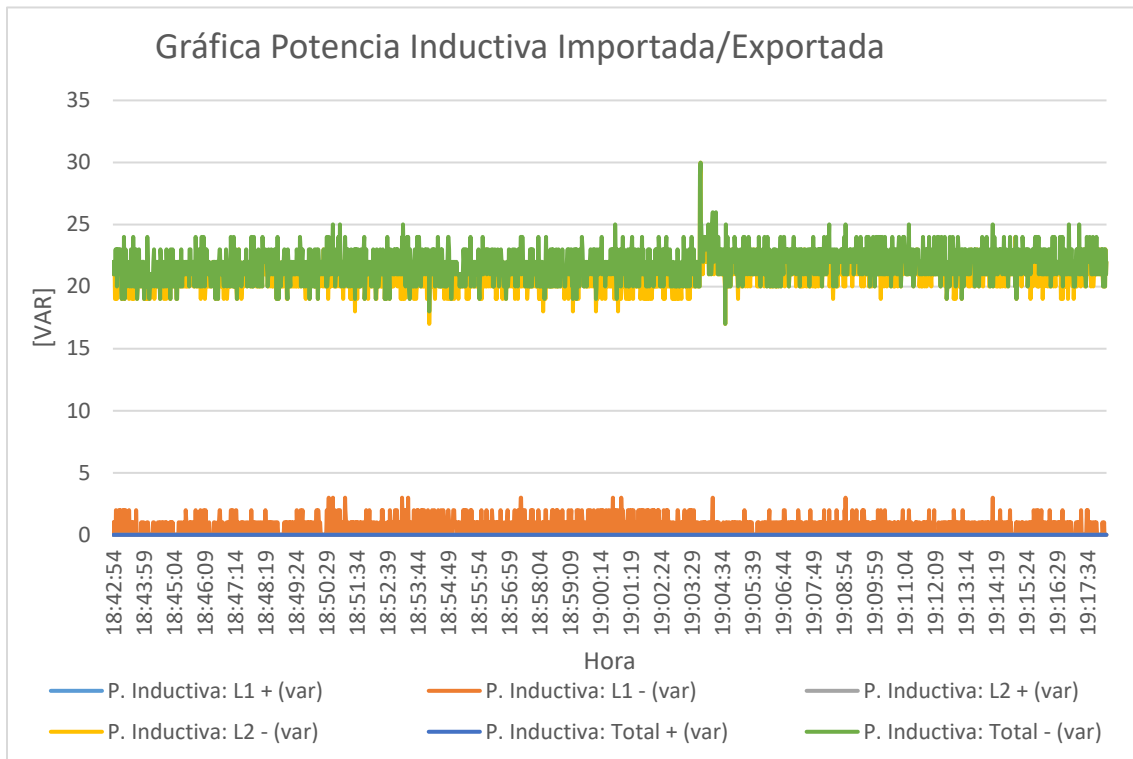


Figura 29. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #4.

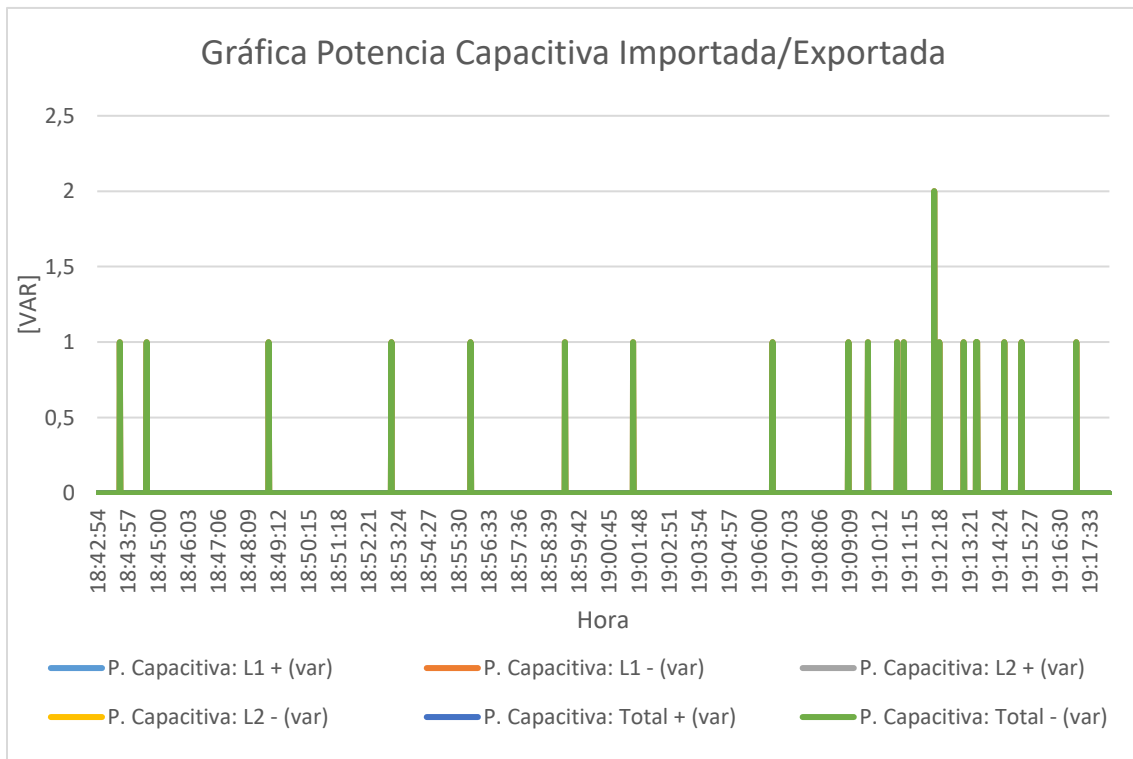


Figura 30. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #4.

5.2.6 Microinversor #5

Se registraron las variables eléctricas con el analizador de red Circutor MYebox 1500, el tipo de servicio de la instalación es monofásica trifilar 120/240 V y la conexión eléctrica del inversor es línea, línea y tierra.

| Marca | Información clasificada | | |
|---|-------------------------|---|--------------|
| Parámetros eléctricos en corriente directa (DC) | | Parámetros eléctricos en corriente alterna (AC) | |
| Rango de potencia DC [W] | 300-470 | Potencia de salida máxima [W] | 1500 |
| Máxima tensión DC [V] | 60 | Potencia de salida nominal [W] | 1500 |
| Rango de tensión MPPT DC [V] | 36-48 | Tensión nominal AC [V] | 240 |
| Rango de tensión de funcionamiento DC [V] | 16-60 | Rango de tensión AC [V] | 180-275 |
| Tensión de arranque DC [V] | 22 | Máxima corriente de operación AC [A] | 6.25 |
| Máxima corriente de cortocircuito DC [A] | 11.5 | Factor de potencia | >0.99 |
| Máxima corriente de operación DC [A] | 11.5 | Frecuencia [Hz] | 60 (55 – 65) |

Tabla 6. Características eléctricas Microinversor #5.

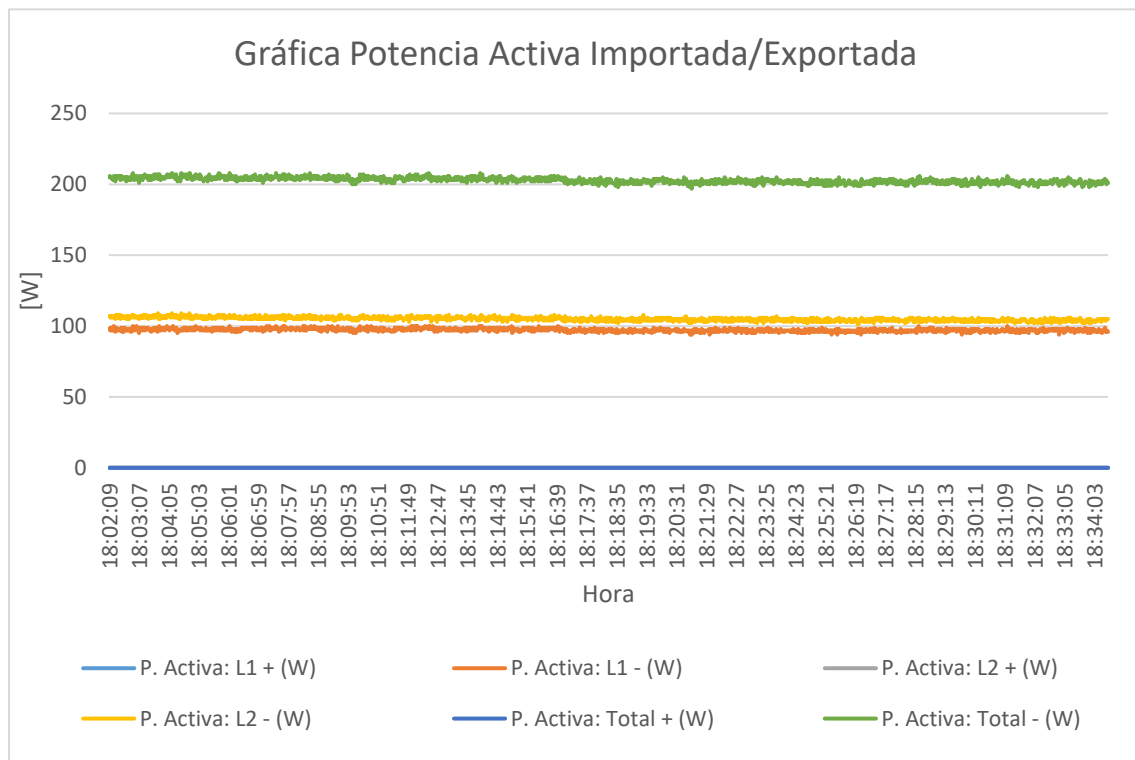


Figura 31. Potencia activa total - Microinversor #5.

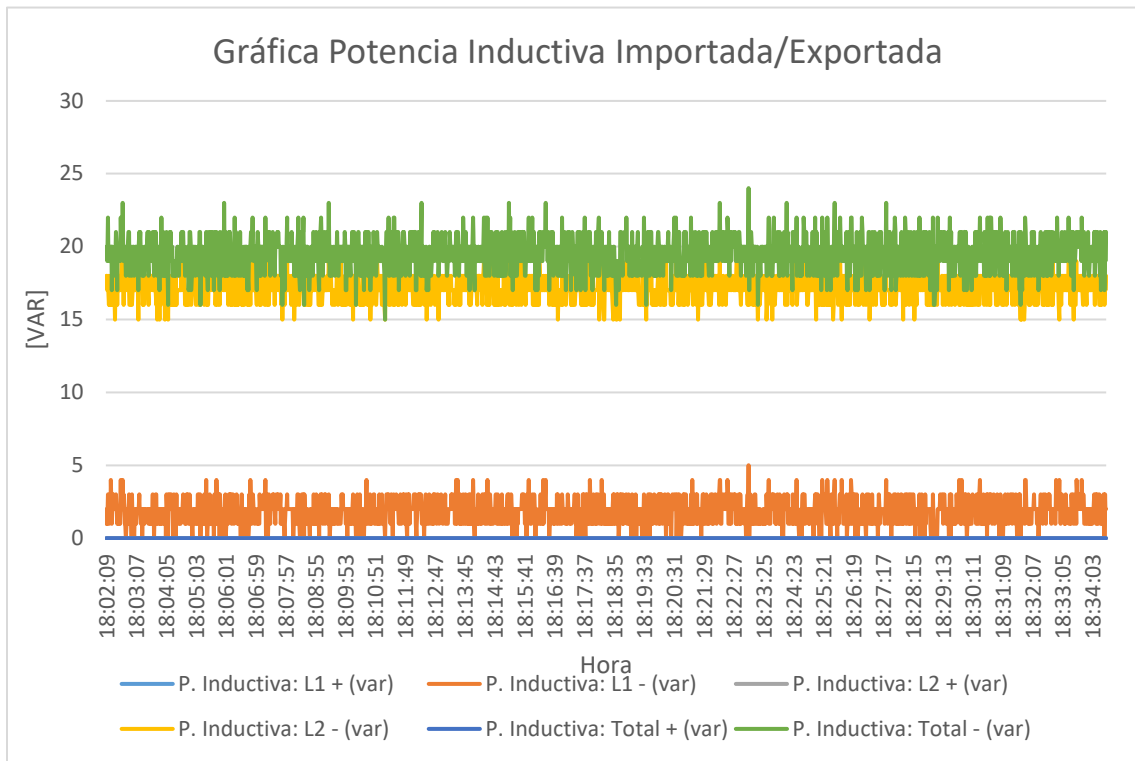


Figura 32. Potencia reactiva inductiva total - Microinversor #5.

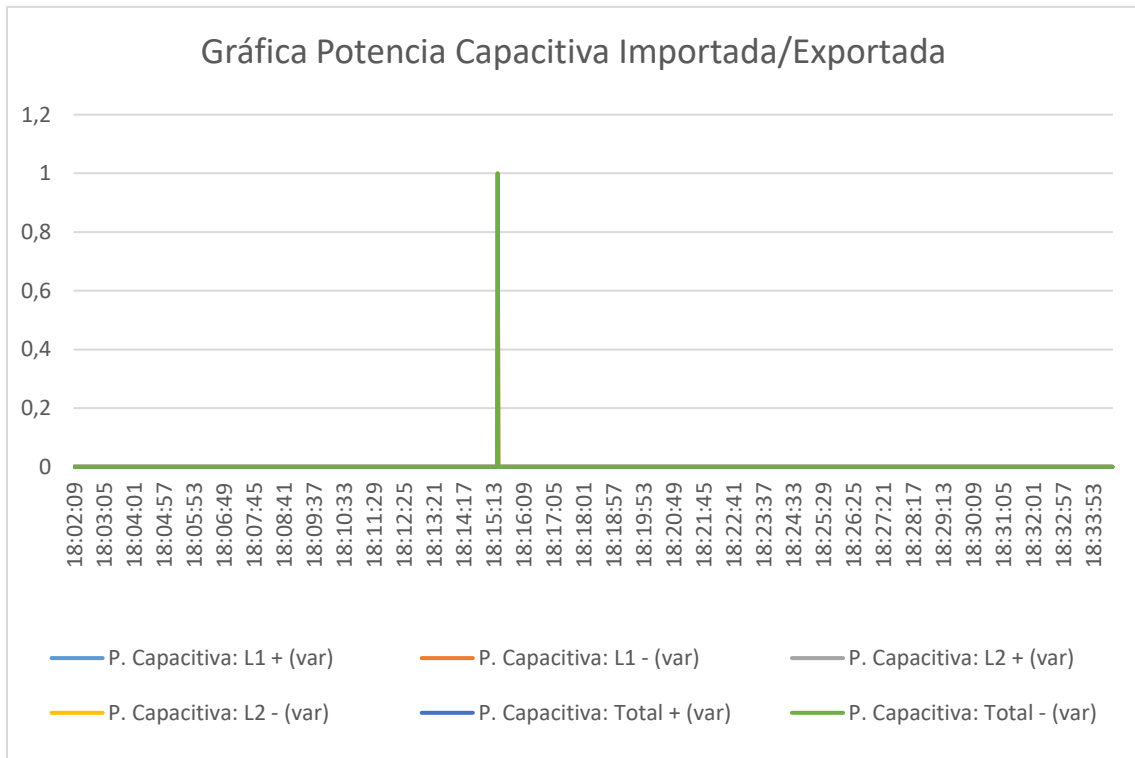


Figura 33. Potencia reactiva capacitiva total - Microinversor #5.

5.2.7 Análisis general de comportamiento de microinversores

Se mide y captura las curvas de generación de potencia para diferentes referencias de microinversores de distintos fabricantes (ver Figuras 19 a la 33). Los equipos cumplen a cabalidad la función de generación de potencia activa (exportación), para la cual son diseñados. Sin embargo, existe un factor común para todas las pruebas, se evidencia en todos los casos una exportación de potencia reactiva, lo que corresponde a energía reactiva capacitiva. Esta se indica con signo negativo por la normalización de medida de potencia reactiva, la cual se puede verificar en la Figura 5.

Esto apunta a que los equipos se desvían del concepto mencionado en el numeral 6.2.1, donde se idealiza el comportamiento de inyección de potencia a solo energía activa. Para el caso real, existe una generación de potencia capacitiva constante por una de las fases.

Evaluando el fenómeno de generación de energía reactiva de los microinversores con base al Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, existe una particularidad respecto al factor multiplicativo M aplicable a los usuarios autogeneradores con medida en cuatro cuadrantes. La condición bajo la cual funciona el factor multiplicador se cumple existiendo una mínima inyección o consumo de potencia reactiva, incrementando mensualmente la penalización que estos tendrían y en este orden desincentivando la instalación de este tipo de sistemas.

Con estas evidencias se presentan dos dificultades que finalmente recaen sobre el usuario final de nivel residencial, quien normalmente desconoce este tipo de sucesos que acaban siendo contraproducentes a su intención principal, la cual normalmente es reducir los consumos de energía provenientes de la red eléctrica, pero que finalmente se traduce a cobros por energía reactiva que inicialmente no se evidenciaba.

Uno de los problemas se presenta por incompatibilidad entre los equipos de generación de energía y la conexión bifásica trifilar disponible en la red eléctrica del país; el segundo por la tecnología de fabricación del equipo y su curva de generación de energía activa y reactiva.

El primer problema se presenta por la definición bajo la cual se define el principio de medición de los medidores estáticos multi-energía y la conexión de los equipos monofásicos 208/220. Esto genera un desfase de 30° en adelante o en atraso respecto a las referencias de tensión, este desfase entre las tensiones y corrientes de fase se traduce como energía reactiva capacitiva e inductiva.

El segundo problema se presenta por una característica netamente de fabricación, los equipos no deberían generar energía reactiva capacitiva, más sin embargo se evidencia que si lo hacen.

5.2.8 Caracterización de microinversores

| Equipo | Norma |
|------------------|--------------------|
| Microinversor #1 | UL 1741, IEEE 1547 |
| Microinversor #2 | UL 1741, IEEE 1547 |
| Microinversor #3 | IEC 61727 |
| Microinversor #4 | IEC 61727 |
| Microinversor #5 | IEC 61727 |

Tabla 7. Caracterización de microinversores.

Como se presenta en la Tabla 7, los equipos que se prueban se encuentran desarrollados y probados bajo cumplimiento de diferentes normas. En todos los casos se evidencia una inyección constante de potencia reactiva capacitiva, siendo contraproducente frente a la necesidad para la cual se instalan este tipo de equipos, puesto que la resolución CREG 015 de 2018 autoriza a los operadores de red cobrar por cualquier inyección de potencia reactiva capacitiva a las redes bajo su operación.

5.3 Tecnologías de compensación de potencia reactiva en usuarios autogeneradores

Muchos usuarios autogeneradores con tecnología solar fotovoltaica se han perjudicado en gran medida con el cobro de transporte de energía reactiva derivado de la aplicación del Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, la significativa reducción en el consumo de energía activa proveniente de la red exige que la compensación de energía reactiva sea mayor y con una velocidad de operación superior, considerando los cambios repentinos de la producción de energía en las horas solares pico.

Frente a esta problemática, se puede identificar en el Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018 que las plantas de generación o autogeneración que participen en el control de tensión automático pueden ser exoneradas del pago por transporte de energía reactiva [4], para su aplicación, se debe coordinar con el operador de red los ajustes y su correcta instalación. Posiblemente, en un mediano plazo esta sea la solución más efectiva para las plantas de autogeneración, pero en este momento el desconocimiento frente a la tecnología y la falta de regulación con respecto a los procedimientos de implementación, no permitirán acceder de manera fácil a las exenciones vigentes en la regulación.

Por lo anterior, se hace importante identificar tecnologías de compensación que ayuden a eliminar el cobro por transporte de energía reactiva, pero más que identificar la tecnología, lo que se busca es evaluar su desempeño en casos reales de usuarios que ya poseen autogeneración, específicamente solar fotovoltaica.

5.3.1 Caso 1: Usuario con autogeneración de energía tipo solar fotovoltaica e instalación de un Generador Estático de Vares (SVG)

El generador estático de vares es un equipo basado en electrónica de potencia, muy parecido en la topología constructiva al inversor, su función principal es la corrección del factor de potencia de manera continua, con tiempos de respuesta de aproximadamente 20 ms y con la capacidad de compensar por fase potencia reactiva inductiva y capacitiva [14].

A continuación, se especifican las características principales de la instalación de uso final del cliente, del sistema solar fotovoltaico instalado y del equipo de compensación que se utilizó en la prueba.

Características instalación:

- **Tipo de servicio eléctrico:** trifásico tetrafilar (tres conductores de fase y un conductor de neutro, derivación de transformador trifásico)
- **Nivel de tensión:** 120/208 V
- **Capacidad instalada:** 27 kVA
- **Tipo de usuario:** Industrial

Características sistema solar fotovoltaico:

- **Potencia instalada:** 5.925 kW_p / 5.4 kW AC
- **Paneles solares:** 15 – 395 W_p
- **Inversores:** 3 microinversores de 1200 W y 3 microinversores de 600W

Características SVG:

- **Potencia:** 10 kVAR
- **Conexión:** trifásico tetrafilar
- **Nivel de tensión:** 127/220 V
- **Frecuencia:** 60 Hz
- **Factor de potencia configurado:** 0.999

Los datos para el análisis fueron descargados desde la plataforma de gestión de energía del comercializador, por lo tanto, son los mismos que se utilizaron para la facturación de energía eléctrica en el periodo de tiempo correspondiente.

Periodo de análisis: 16 y 17 de octubre de 2022 (Dominical y festivo, no laborable)

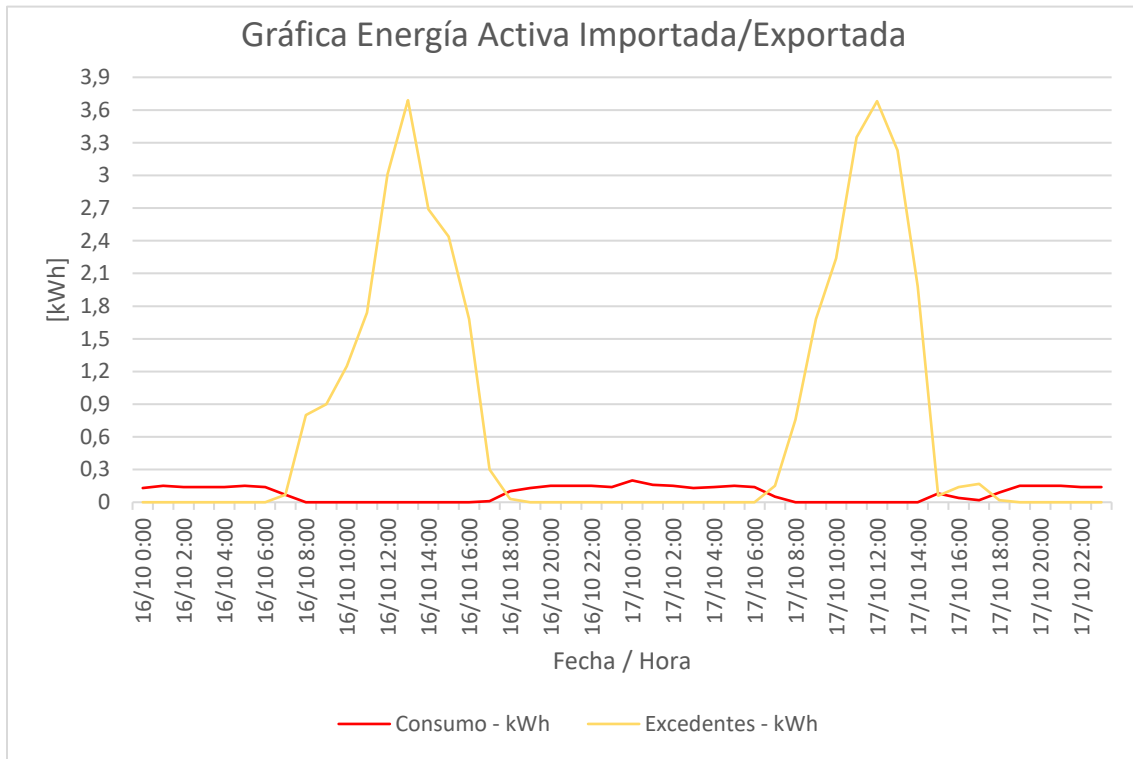


Figura 34. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1.

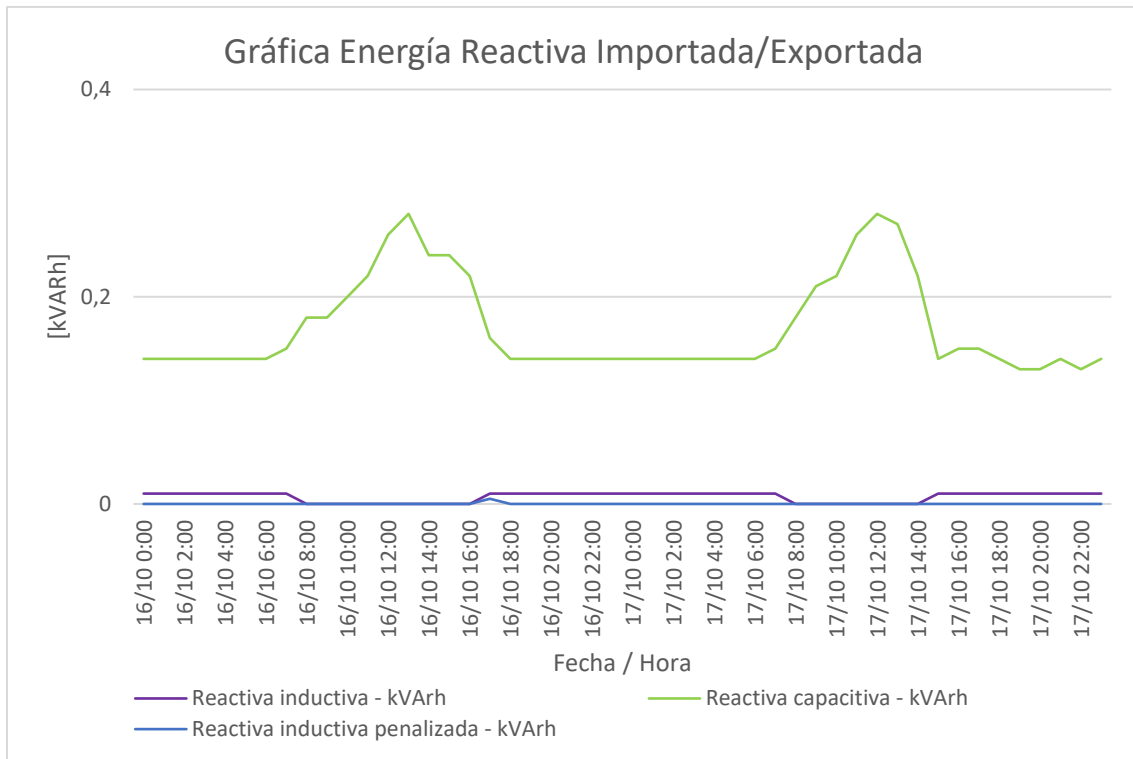


Figura 35. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1.

Periodo de análisis: 18 y 19 de octubre de 2022 (Día laboral)

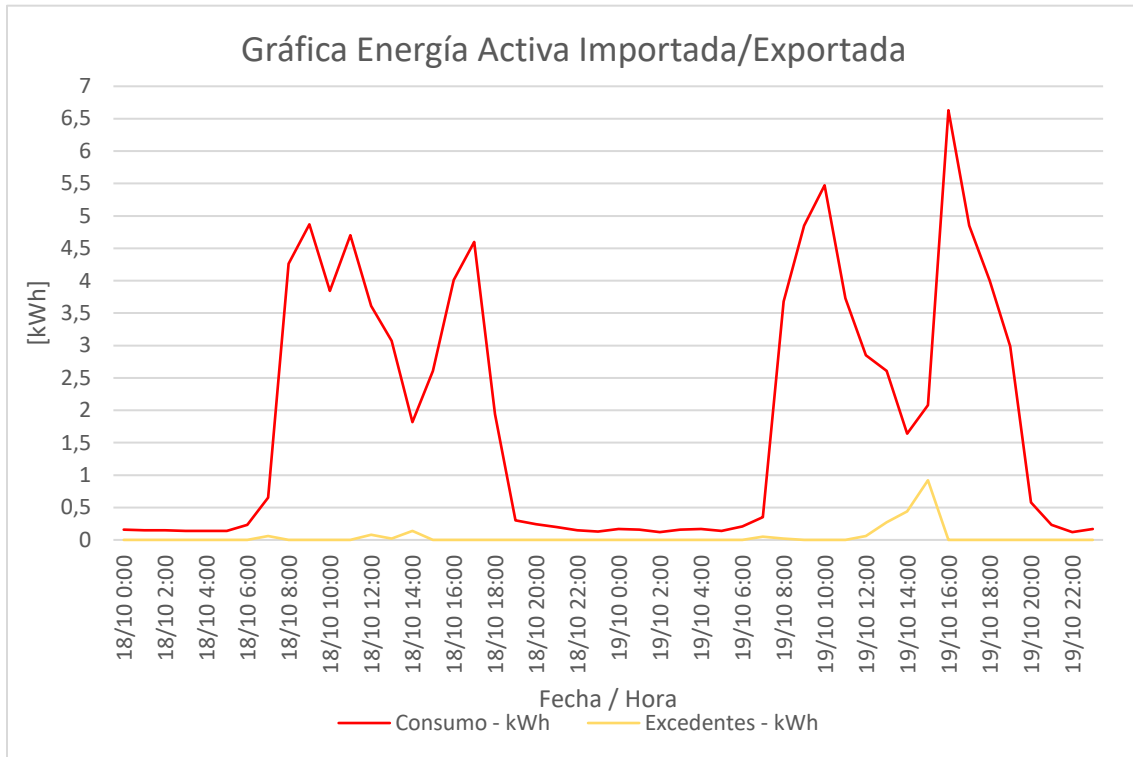


Figura 36. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1.

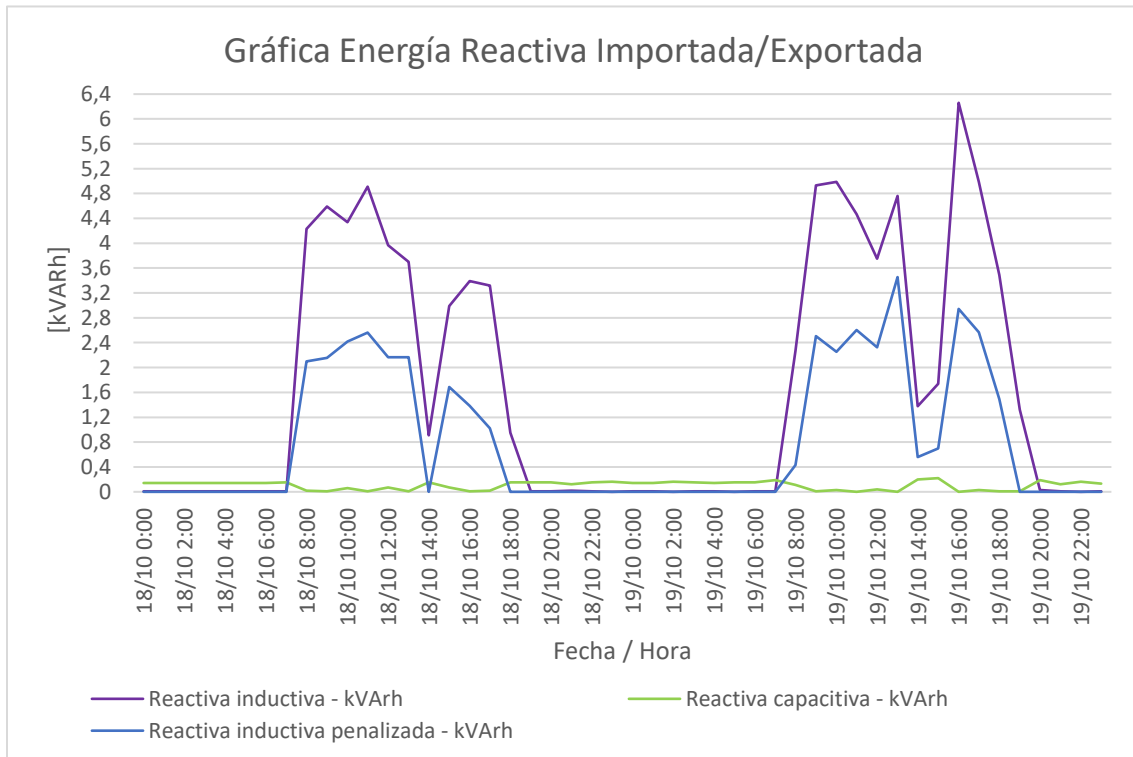


Figura 37. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1

Para analizar el desempeño del SVG es necesario evaluar el perfil de consumo de energía de la planta en días laborales y no laborales, como se logra apreciar en la Figura 34 los domingos y festivos la planta no opera, por lo tanto, la generación de energía del sistema solar se exporta en casi su totalidad, solo se consume una pequeña fracción correspondiente a la carga en vacío de la industria, por otro lado, en las Figuras 35 y 37 se observa una exportación constante de potencia reactiva capacitiva, que se incrementa cuando comienza a operar el sistema solar, la totalidad de esta energía reactiva capacitiva se penaliza por lo estipulado en el Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018.

Analizando la Figura 36, cuando se presenta consumo de energía por la producción de la planta, la energía exportada decrece súbitamente, presentando pequeños picos de exportación en las horas de mayor radiación solar, en el caso de la potencia reactiva inductiva crece debido a la naturaleza de las cargas de la industria, en su gran mayoría, motores, en la Figura 37 se observa que el consumo de energía reactiva inductiva es en proporción, casi que el mismo de importación de energía activa, lo que indica que se tendrá penalización por consumo en exceso de energía reactiva inductiva.

Periodo de análisis: 21 y 22 de octubre de 2022 (Día laboral)

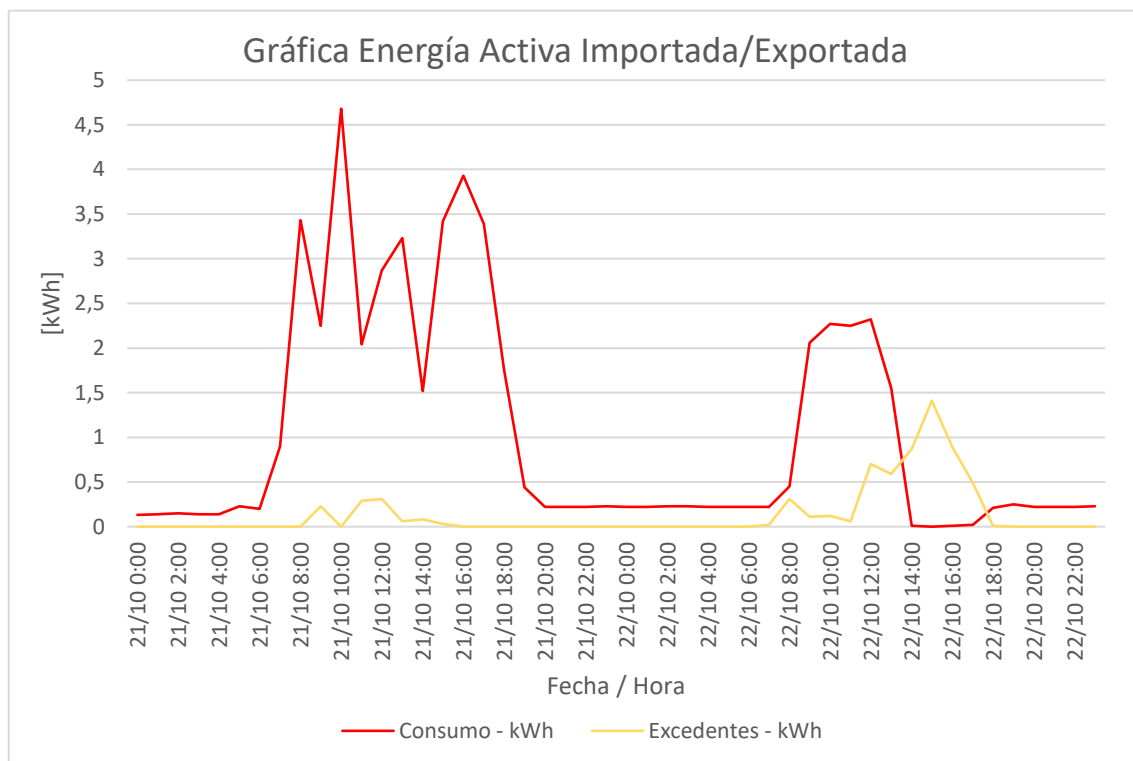


Figura 38. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1¹

¹Instalación SVG viernes 21 de octubre (11:00)

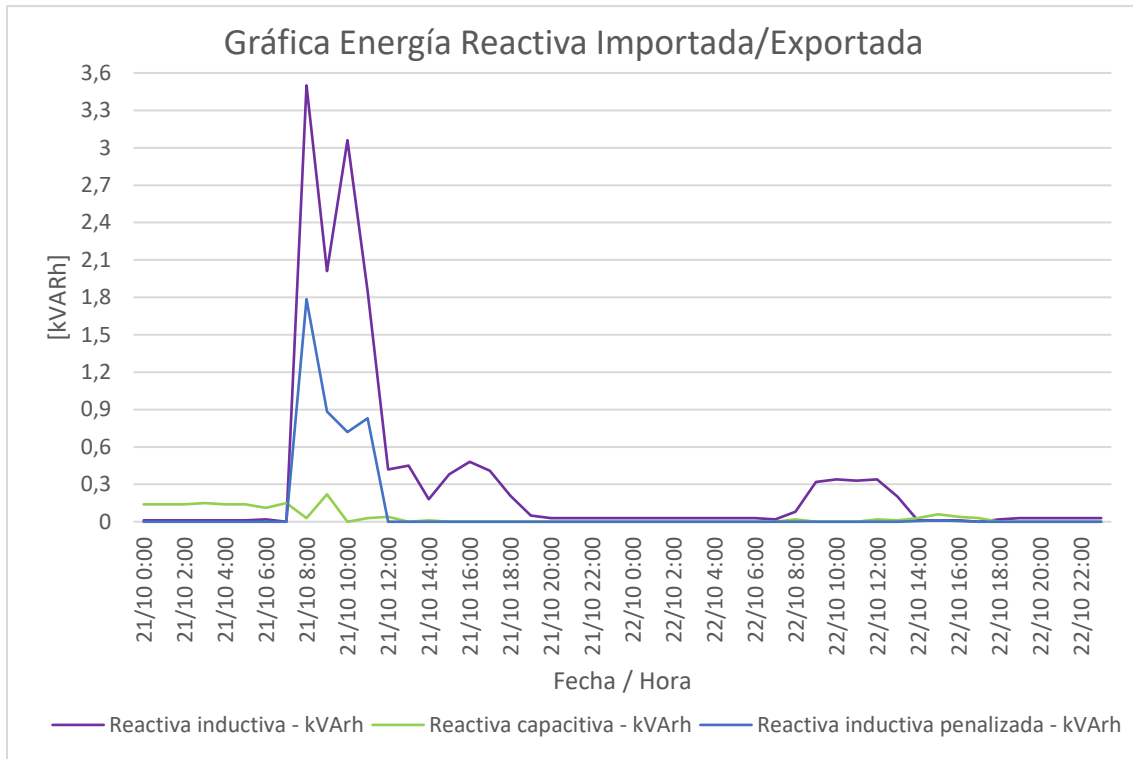


Figura 39. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1².

Periodo de análisis: 23 y 24 de octubre de 2022 (Día no laboral y laboral)

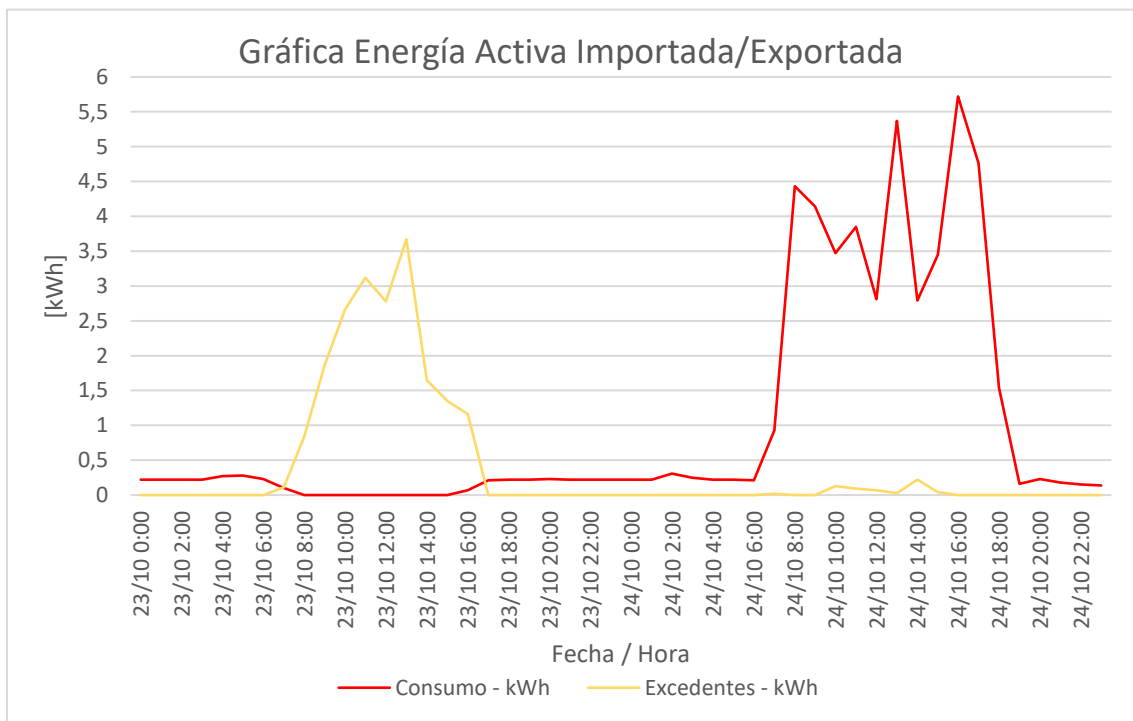


Figura 40. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1³.

²Instalación SVG viernes 21 de octubre (11:00)

³Desinstalación SVG lunes 24 de octubre (9:00)

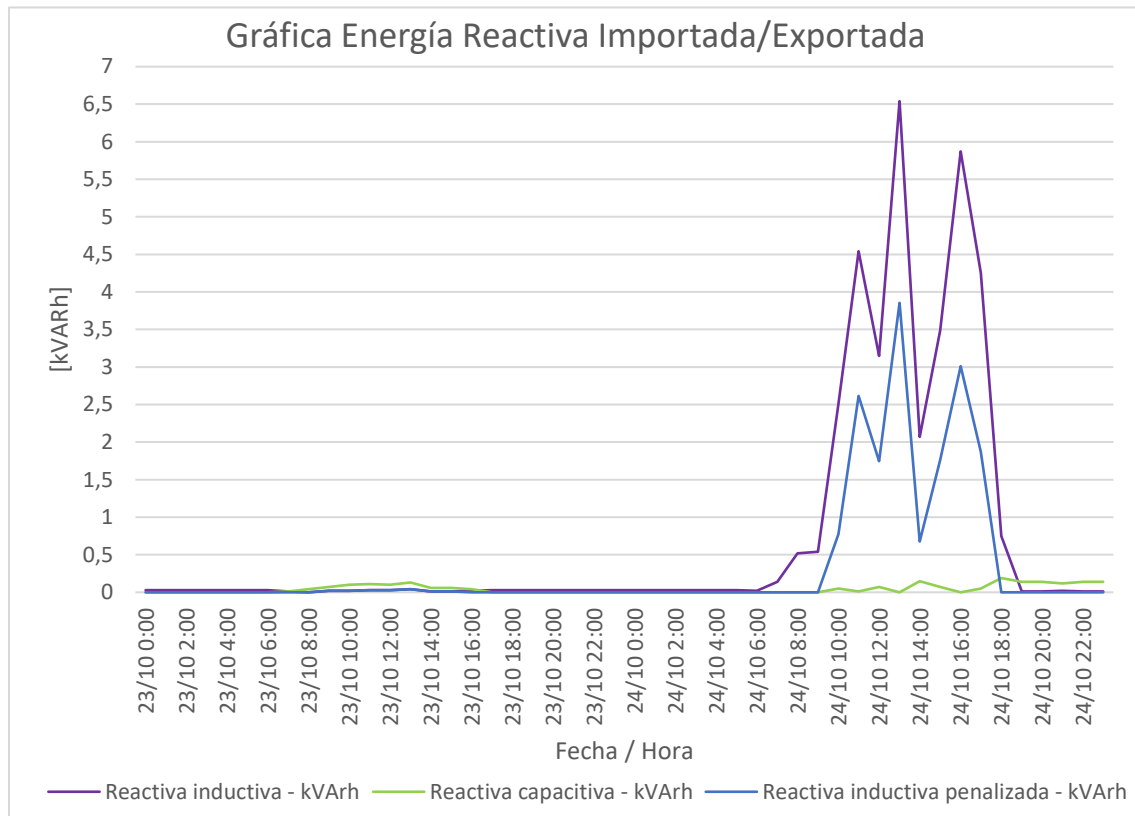


Figura 41. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 1⁴.

Como se puede observar en las Figuras 39 y 41 luego de instalar el SVG el consumo de energía reactiva inductiva decrece hasta el punto de eliminar casi en su totalidad la penalización, de igual manera ocurre con la energía reactiva capacitiva, la cual se puede evidenciar que es controlada de manera correcta en el periodo de la noche, pero en los momentos que vuelve a operar el sistema solar, el SVG no es capaz de mitigar el efecto capacitivo y se siguen presentando algunas inyecciones a la red con valores del orden de 10 a 20 VARh, los cuales son registrados por el medidor de energía y siguen afectando al usuario por el cobro de transporte de energía reactiva.

⁴Desinstalación SVG lunes 24 de octubre (9:00)

5.3.2 Caso 2: Usuario con autogeneración de energía tipo solar fotovoltaica e instalación de un controlador a nivel de inversor para optimizar el despacho de potencia reactiva

El controlador de potencia reactiva a nivel de inversor se encarga de modificar el factor de potencia de los diferentes inversores del sistema solar fotovoltaico, para así optimizar el despacho de potencia reactiva y cumplir con los límites de exportación y consumo establecidos en el Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018 en el punto de medida o conexión con el operador de red [15].

A continuación, se especifican las características principales de la instalación de uso final del cliente, del sistema solar fotovoltaico instalado y del equipo de compensación que se utilizó en la prueba.

Características instalación:

- Tipo de servicio eléctrico: trifásico trifilar (tres conductores de fase)
- Nivel de tensión: 44 kV
- Capacidad instalada: 4 MVA
- Tipo de usuario: Industrial

Características sistema solar fotovoltaico:

- **Potencia instalada:** 1.8 MWp / 1.38 MW AC
- **Paneles solares:** 4500 – 400 Wp
- **Inversores:** 23 inversores de 60 kW

Características controlador:

- **Ordenador:** Raspberry pi zero W
- **Procesador:** ARM 11 Broadcom BCM2835
- **Memoria RAM:** 512 MB

Los datos para el análisis fueron descargados desde la plataforma de gestión de energía del comercializador, por lo tanto, son los mismos que se utilizaron para la facturación de energía eléctrica en el periodo de tiempo correspondiente.

Periodo de análisis: 22 y 23 de enero de 2022 (sábado y domingo)

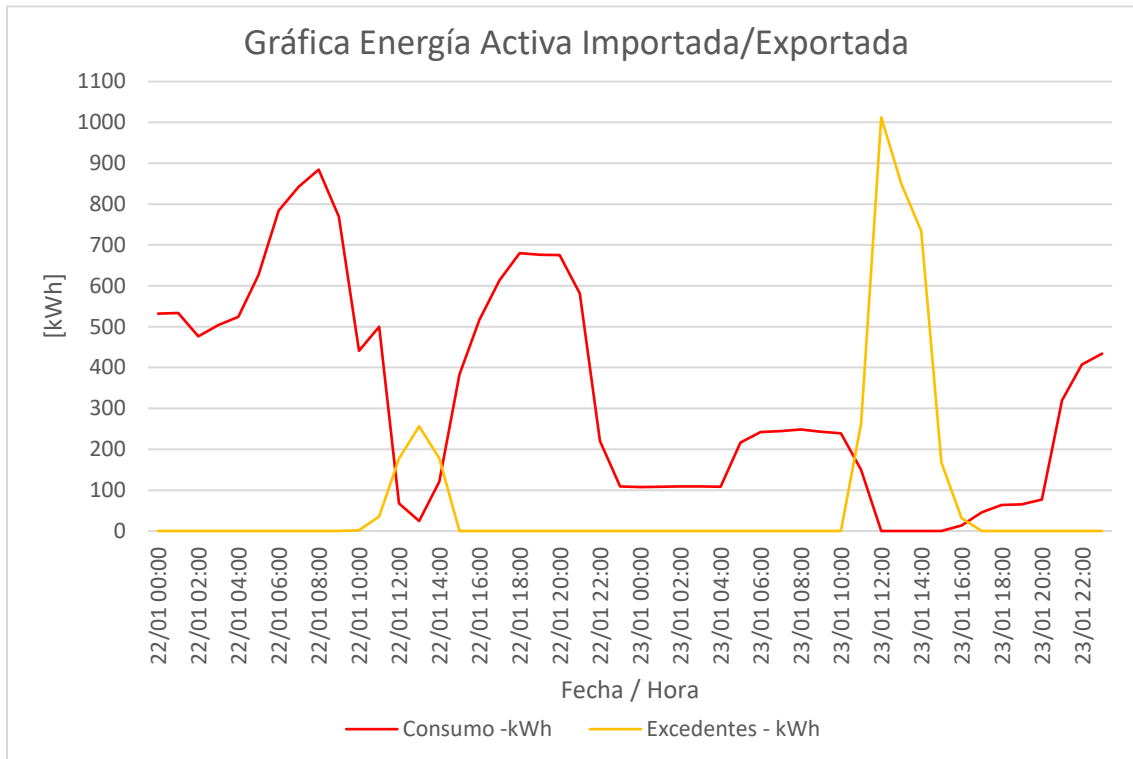


Figura 42. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

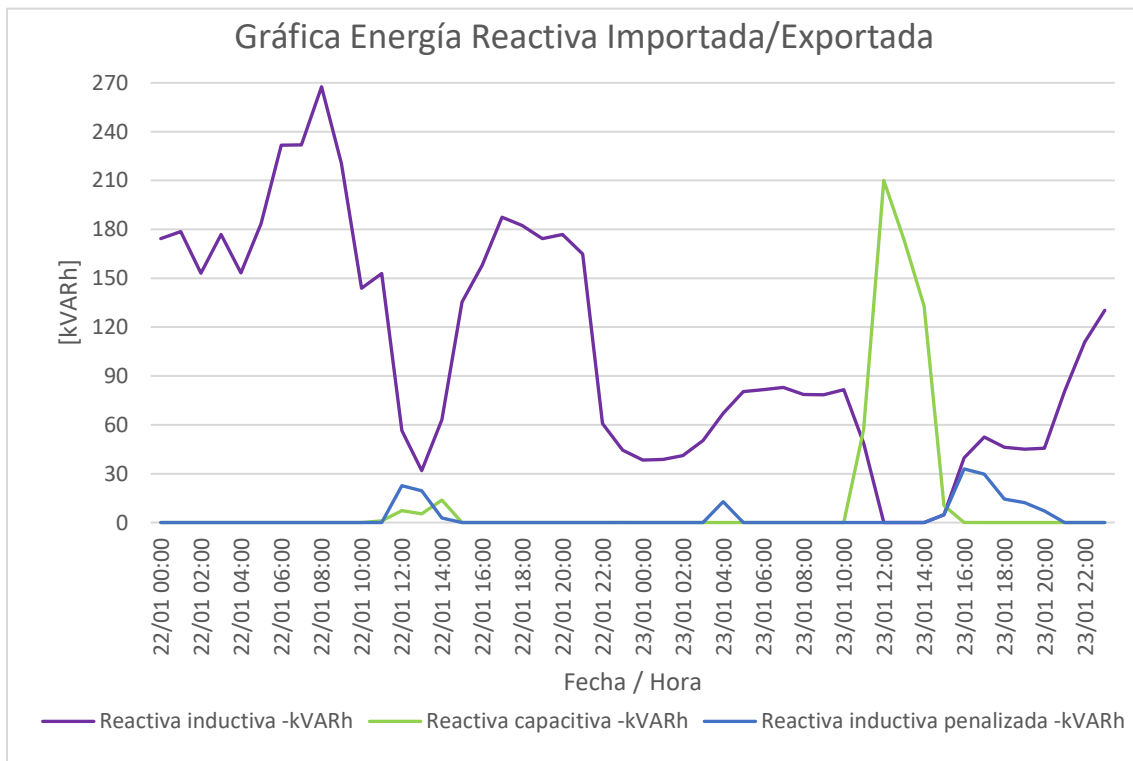


Figura 43. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

Periodo de análisis: 24 y 25 de enero de 2022 (Día laboral)

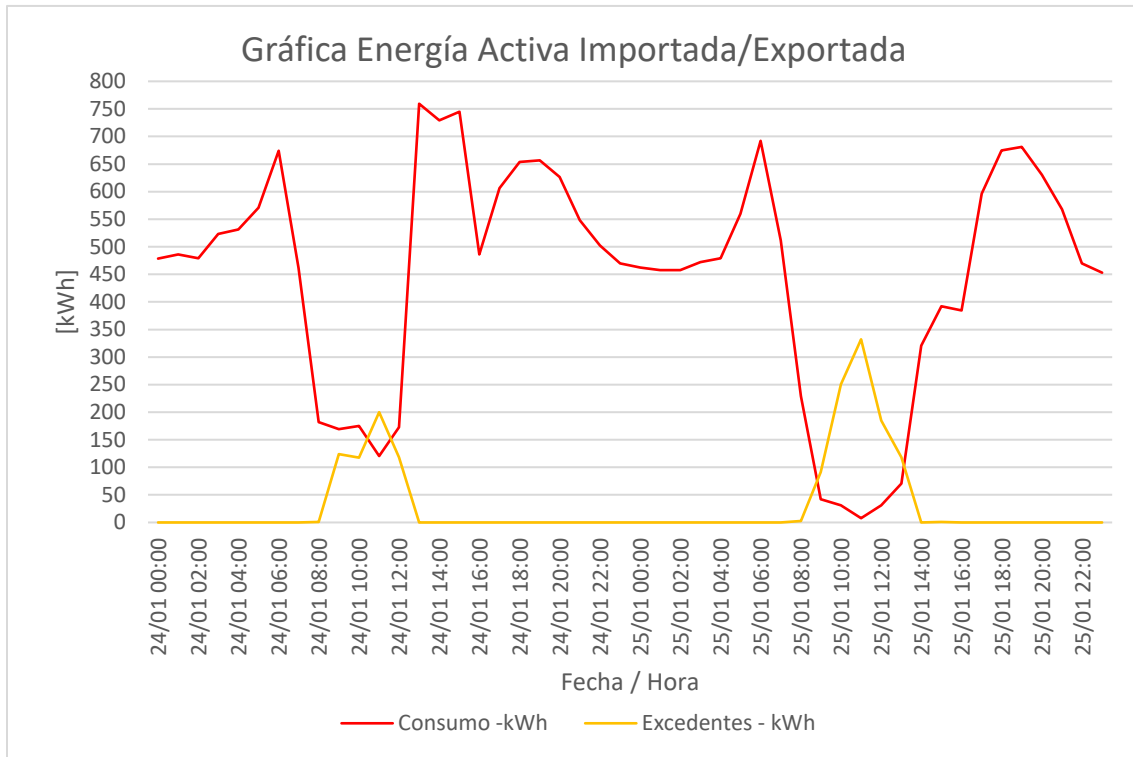


Figura 44. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

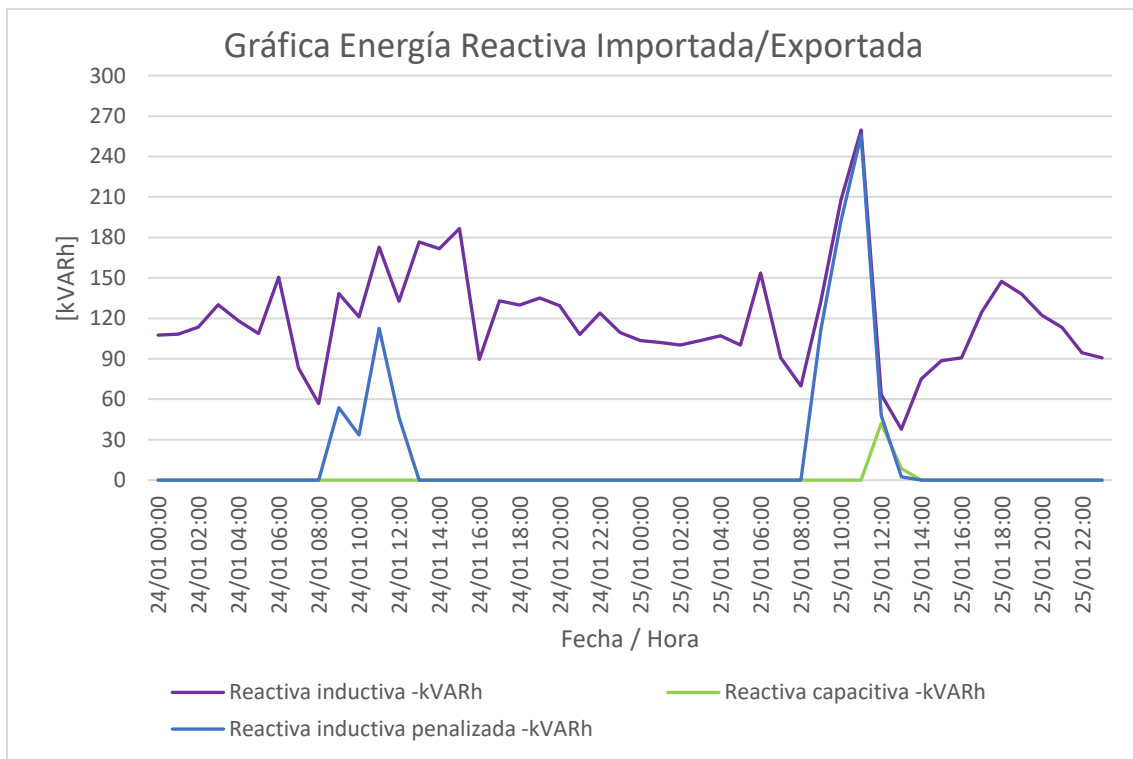


Figura 45. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

Al analizar las Figuras 42 y 44 se puede corroborar que el sistema solar está diseñado para reducir en casi su totalidad, la energía activa proveniente de la red eléctrica, en las horas de mayor radiación solar y, por esta misma razón, en los días no laborales se presenta una exportación muy significativa de energía activa considerando el poco consumo de la planta. Como se indica en [15] antes de incorporar el controlador, la planta de generación solar estaba configurada para trabajar con un factor de potencia constante, lo que crea un inconveniente específicamente en dos escenarios:

1. Alta exportación de energía a la red y poco consumo de la planta; al estar el factor de potencia fijo se presenta una alta inyección de potencia reactiva capacitiva a la red, proveniente de los inversores, considerando que no hay equipos que se la estén consumiendo de manera instantánea (ver Figura 43).
2. Alta exportación de energía a la red y alto consumo de la planta; considerando nuevamente el factor de potencia fijo en los inversores, se presenta una alta importación de energía reactiva inductiva, en este caso los inversores no producen la cantidad suficiente de potencia reactiva capacitiva para suplir la potencia reactiva inductiva demandada por las cargas de la planta industrial (ver Figura 45).

Al aplicar lo estipulado en el Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, se tendría cobro tanto por energía reactiva inductiva como por energía reactiva capacitiva, se logra evidenciar que la variabilidad de la carga y la variabilidad del recurso solar no permiten establecer un valor de factor de potencia fijo en los inversores, este tiene que ser variable en función del recurso de generación y la demanda real de la carga.

Periodo de análisis: 3 y 4 de septiembre de 2022 (sábado y domingo)

Nota: Sistema de control activo

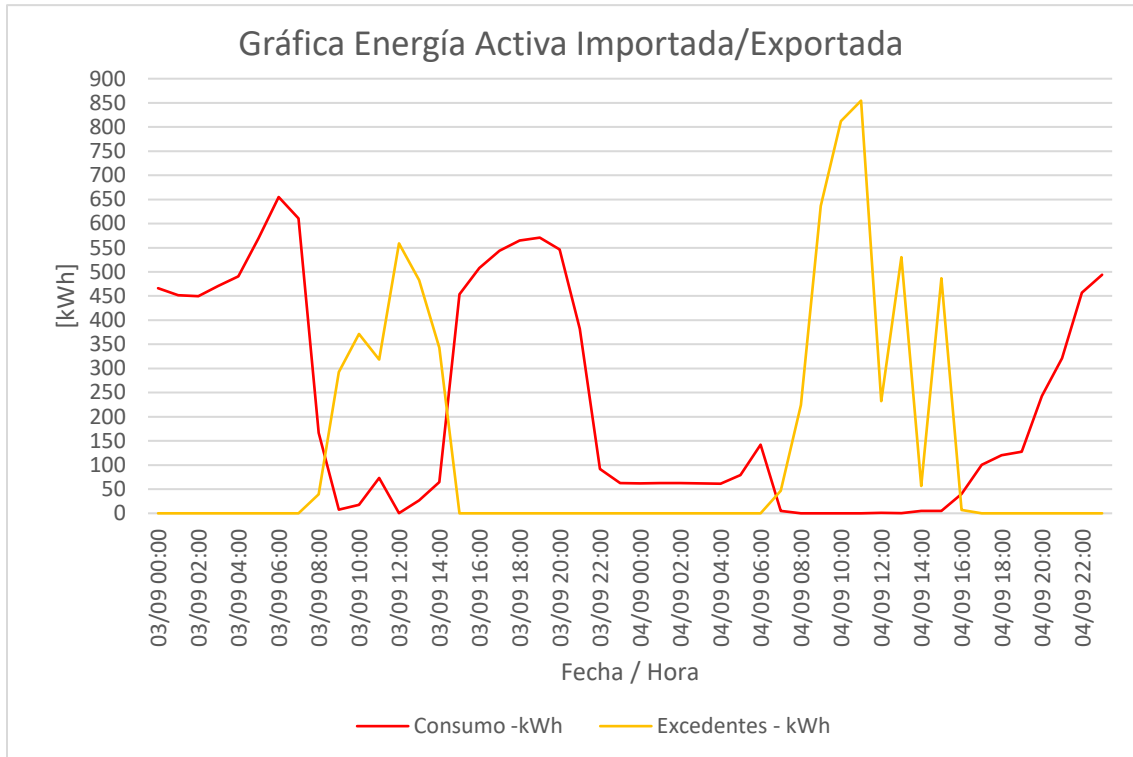


Figura 46. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

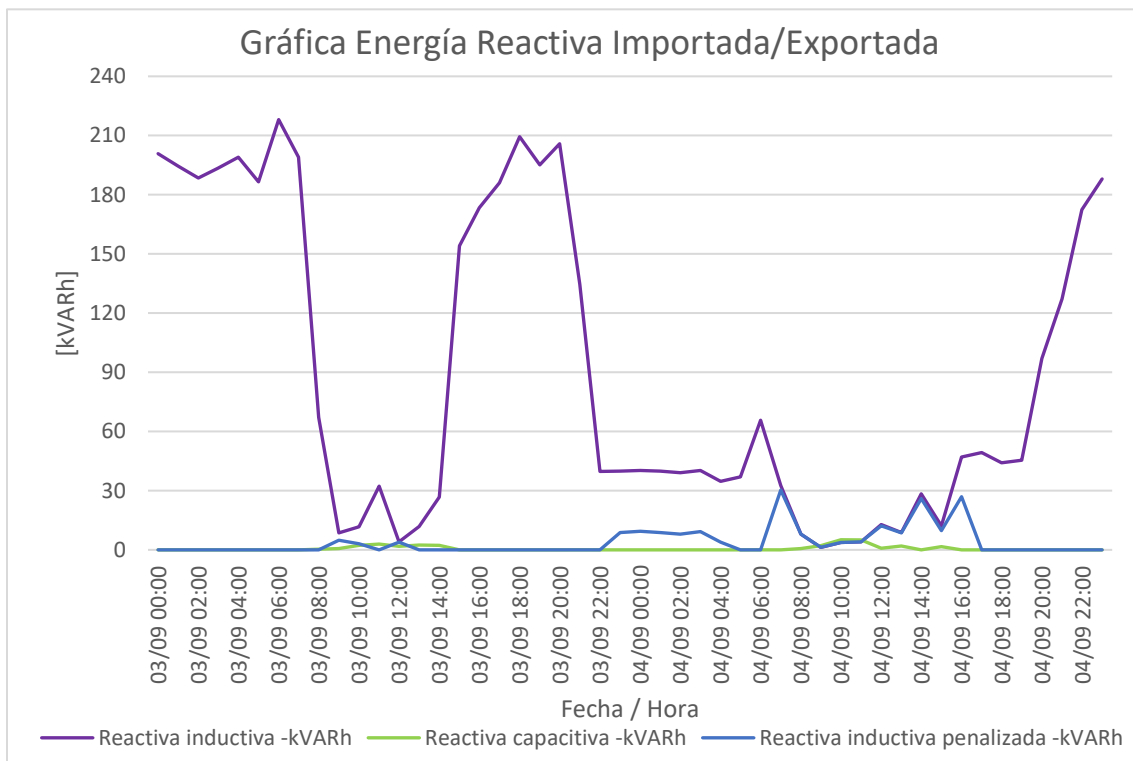


Figura 47. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

Periodo de análisis: 1 y 2 de septiembre de 2022 (Día laboral)

Nota: Sistema de control activo

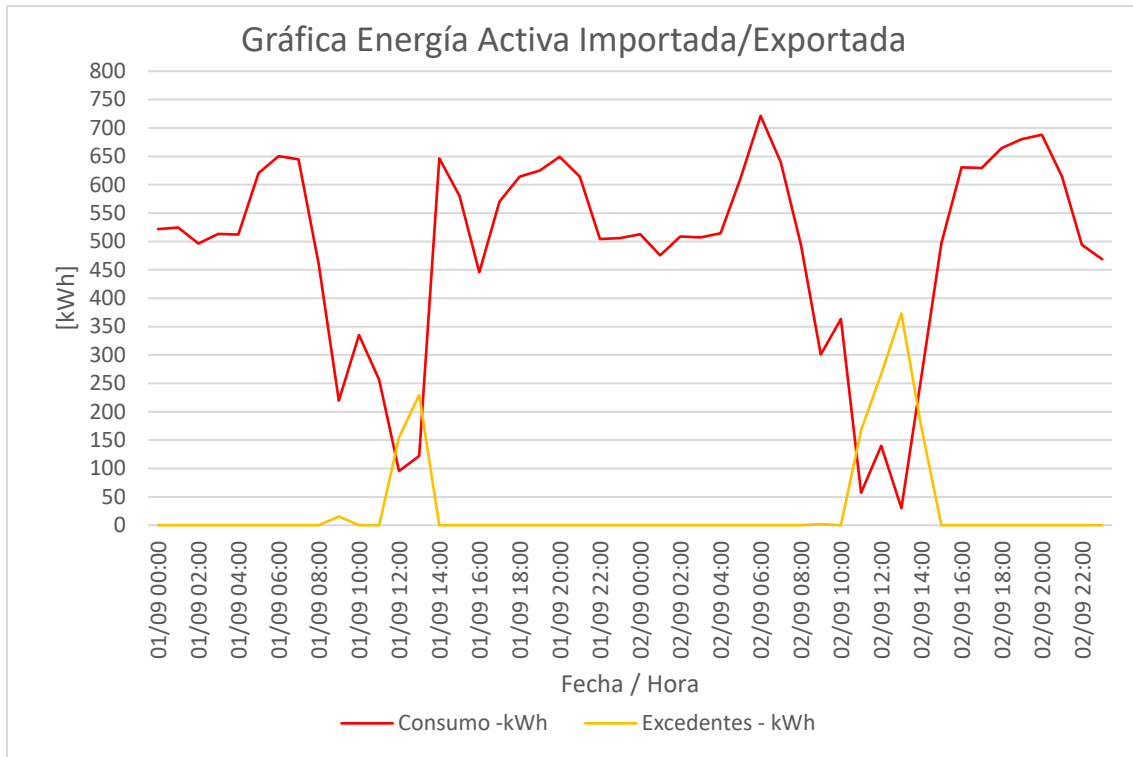


Figura 48. Energía activa importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

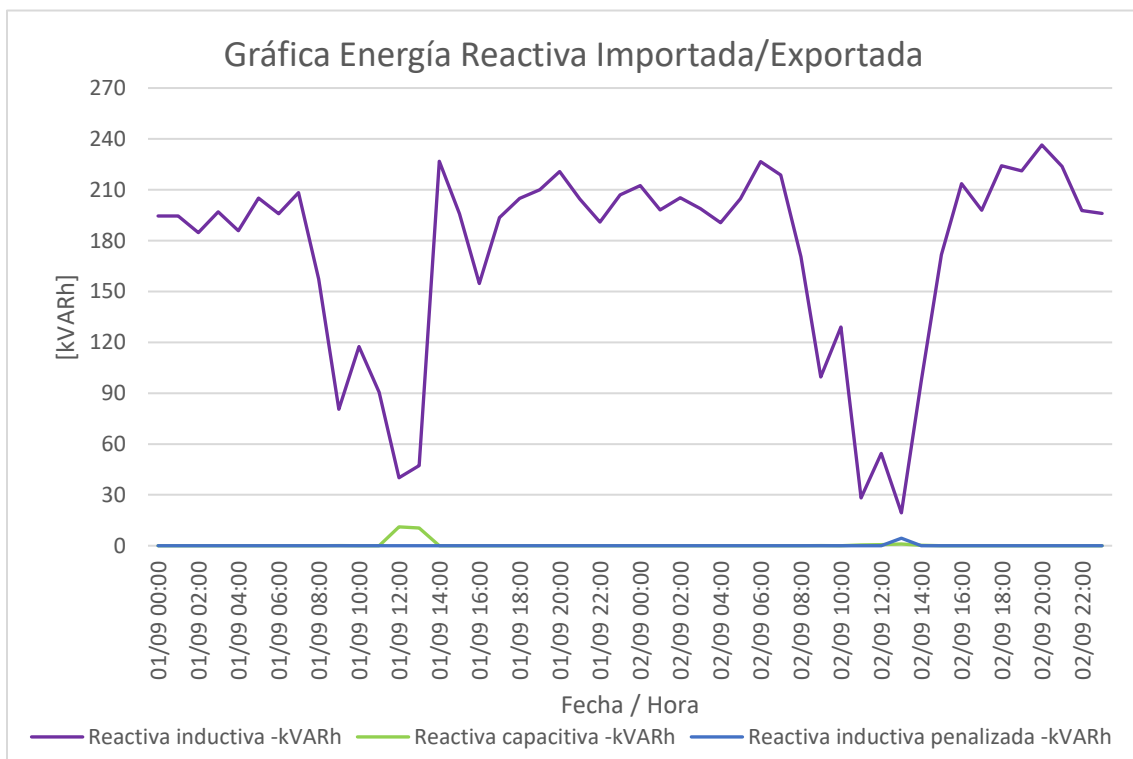


Figura 49. Energía reactiva importada/exportada, registro medidor de energía principal – Caso 2.

Luego de activar el controlador a nivel de inversores, se puede evidenciar en las Figuras 47 y 49 un cambio significativo en el comportamiento de la energía reactiva proveniente de la red, ahora, en los inversores es modificado el factor de potencia en función de la carga y la producción solar, es evidente que el sistema se comporta muy bien cuando aún se tiene consumo de energía activa proveniente de la red, debido a que en este punto se tiene el margen del 50% establecido en el literal b. del Capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, lo que permite que el controlador tenga un rango de funcionamiento mucho mayor.

Cuando la generación solar es lo suficientemente alta para suplir la totalidad de la carga e incluso exportar energía, el controlador no logra mantener la potencia reactiva proveniente de la red en cero, para este caso, por la topología de funcionamiento del inversor, la potencia reactiva entregada está vinculada a la generación de potencia activa, que a su vez, es directamente proporcional al recurso solar instantáneo, esto genera un gran desafío de control considerando que debe funcionar bajo la variabilidad e interacción mutua de la carga y del recurso solar. En relación con lo anterior, existen particularidades de este control que deben ser conocidas para evaluar su correcto desempeño, en [15] se establece que las características de los equipos de medida pueden provocar un grado de perturbación, teniendo en cuenta que para este tipo de soluciones no se utilizan equipos de gran exactitud como si se exige para un sistema de medida, por otro lado, es importante mencionar, que existe un tiempo entre la adquisición de datos de la medida, el procesamiento y el establecimiento del nuevo factor de potencia en los inversores, que genera un desfase entre el valor deseado a la salida y el valor real.

Por último, se identifica que el desbalance de cargas es uno de los mayores inconvenientes en la gestión del control, de igual manera ocurre con un banco de capacitores trifásico convencional, cuando se presenta el caso de exportación de potencia activa a la red y el sistema tiene que compensar la totalidad de la potencia reactiva, el control limitado por la capacidad del inversor que no es capaz de compensar de manera independiente cada fase del circuito, posibilita una gran variedad de casos en el punto de medida del operador de red, por ejemplo, dos fases pueden estar compensadas en su totalidad pero la tercera estar importando o exportando energía reactiva, considerando la metodología de cálculo que usan los medidores electrónicos, para el ejemplo anterior, se tendría penalización por transporte de energía reactiva.

6 CONCLUSIONES

1. Siendo vigentes la resolución CREG 015 de 2018 y la metodología de cálculo de energía reactiva de la NTC 5226, las redes trifásicas tetrafilares y bifásicas trifilares donde se conecten cargas bifásicas serán afectadas por desfases de corriente respecto a las tensiones segregadas, siempre y cuando el medidor se encuentre en capacidad de registrar energía en cuatro cuadrantes.
2. Con los datos presentados a lo largo del documento caracterizando la inyección de potencia de los microinversores, se evidencia que los usuarios residenciales que se conviertan en autogeneradores pueden tener penalización bajo la regulación de la resolución CREG 015 de 2018. Los valores de energía reactiva capacitiva por los que serán penalizados serán pequeños, pero con la aplicación del factor M el costo se incrementará hasta 12 veces.
3. Se caracterizan microinversores fabricados bajo diferentes normativas internacionales, sin embargo, en todos se evidencia inyección de potencia reactiva capacitiva. Este fenómeno podría atribuirse al hardware con el cual funciona el equipo, puesto que las pruebas se realizan en una red monofásica trifilar, en esta no se presenta el fenómeno de desfase tensión-corriente, por ende, los vectores de corriente se encuentran en fase teóricamente con las tensiones, caso que en las mediciones de campo no se evidencia, siendo esto perjudicial para los usuarios autogeneradores de tipo residencial.
4. Frente a la tendencia creciente de usuarios residenciales con autogeneración, se afirma que estos son los más afectados por las exigencias de los equipos de medida, límites tecnológicos y regulación exhaustiva.
5. Desde el punto de vista regulatorio, tal parece no se realiza un análisis a detalle para determinar los riesgos de la implementación AMI, teniendo gran impacto en el sector residencial, considerando que se puede presentar una medida errada frente al uso de cargas bifásicas. Adicional, se desconoce los aportes de energía capacitiva por parte de los equipos electrónicos de uso común en el hogar, por ejemplo, la iluminación led.

6. Se logra comprobar que para usuarios AGPE con entrega de excedentes el cumplimiento a cabalidad del capítulo 12 de la CREG 015 de 2018, es técnicamente imposible garantizar un consumo o inyección nulo de energía reactiva en los periodos de exportación de energía. Se torna complicado por el tiempo que debe gastar el lazo de control en todo el proceso desde la lectura hasta la emisión de una orden de control, sumado a la imprecisión que presenta el hardware necesario para la adquisición de datos de los equipos de compensación y medida.
7. La compensación estándar no garantiza un buen trabajo por el desequilibrio de las diferentes fases, de igual manera para el control que se hace directamente desde el inversor.
8. Con los desarrollos tecnológicos de punta actualmente no es posible garantizar un valor nulo de energía capacitiva/inductiva en los momentos de exportación de energía activa. La exactitud de los equipos de medida que se utilizan como auxiliares para los equipos de compensación no cuentan con una clase de exactitud acorde con los equipos de frontera, normalmente tiene mejores características en cuanto a exactitud; permitiendo de esta forma que no se presente un tiempo de muestreo y un tiempo de respuesta de lazo de control capaz de responder a los tiempos impuestos por los equipos de la frontera comercial del cliente.
9. El balance de cargas en la instalación del cliente entra a jugar un papel importante en la compensación de energía reactiva por medio de inversores. Los equipos generan potencia reactiva de forma balanceada por lo que se torna más difícil poder garantizar un cero absoluto en la frontera si la carga se encuentra desbalanceada, puesto que por dos fases se puede tener un valor mínimo de consumo de energía reactiva inductiva mientras que por la otra fase se puede estar inyectando potencia reactiva capacitiva a la red.
10. El uso de medidores e inversores de energía solar fabricados bajo estándares europeos presentan incompatibilidad con las redes de uso final existentes en Colombia. Estos equipos son diseñados para trabajar en redes de 230V Línea-Neutro, usar estos equipos en redes eléctricas 208V Línea-Línea y conectados en Y, genera desfases entre tensión y corriente que ante los medidores se cataloga como potencia reactiva capacitiva o inductiva.

7 REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 30 de 2018, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.», 26 de febrero de 2018. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm.
- [2] Congreso de Colombia, «Ley 1715 de 2014, Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.» [En línea]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 199 de 2019, Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.», 26 de diciembre de 2019. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0199_2019.htm.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 015 de 2018, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.» [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 174 de 2021, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional», 7 de octubre de 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm.
- [6] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *NTC 5001 Calidad de la potencia Eléctrica, límites y metodología de evaluación en punto de conexión común*. 2008.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 38 de 2014, Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.», 20 de marzo de 2014. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2014.htm.
- [8] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *NTC 4569 Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. medidores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3)*. 2019.
- [9] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *NTC 5226 Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo*. 2019.
- [10] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *GTC 300 Programación de medidores de energía eléctrica multifunción*. 2022.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *NTC 5019 Selección de componentes del sistema de medición de energía eléctrica*. 2018.
- [12] Circutor, «Analizador de redes portátil MYeBOX-1500-4 FLEX-R80». [En línea]. Disponible en: <https://circutor.com/productos/medida-y-control/analizadores-de-redes-portatiles/product/M8405E/>.
- [13] Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], «Resolución 40072 de 2018, Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica.», 29 de enero de 2018. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40072_2018.htm.

- [14] Coepower, «China Customized SVG Static Var Generator PFC Series Suppliers, Manufacturers, Factory - Wholesale Price - COEPOWER». [En línea]. Disponible en: <https://www.coepowers.com/svg-static-var-generator/svg-static-var-generator-pfc-series.html>.
- [15] M. Camacho Espitia, «Optimización del despacho de potencia reactiva en autogeneradores solares basado en la resolución CREG 015 de 2018», Trabajo de grado - Maestría, Universidad Nacional de Colombia, 2022. Accedido: 6 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/82356>