



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

**Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía**

**Germán Eduardo González Silva**

Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales  
Facultad de Ingeniería y Arquitectura  
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación  
Manizales, Colombia  
2022



**Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía**

**Germán Eduardo González Silva**

Tesis presentada como requisito para optar al título de:

**Magister en Ingeniería – Ingeniería eléctrica**

Director:

Ph.D. Eduardo Antonio Cano Plata

Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2022



*“La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final el mejoramiento de la humanidad”.* **Nicola Tesla.**



## Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

*Germán E. González S.*

---

Germán Eduardo González Silva

23-01-2023

Fecha





## **Agradecimientos**

A Dios por permitirme tener la vida, la salud y la determinación para sacar este proyecto adelante.

Al profesor Eduardo Antonio Cano Plata por su acompañamiento, y toda la confianza que ha depositado en mí y que espero no defraudar.

A mi familia, por tener la paciencia para aguardar horas que dedico a mis estudios y por ser ese motor que me impulsa a seguir siempre adelante.

A la Universidad Nacional de Colombia sede Manizales por ser ese respetable centro de desarrollo profesional, intelectual y académico.

*Germán Eduardo González Silva, 2022*



## Resumen

**Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía**

Este trabajo se centra en el estudio de los aspectos técnicos, económicos y regulatorios que inciden actualmente en los cobros por conceptos de energía reactiva para los usuarios finales del servicio de electricidad, con el fin de determinar aspectos importantes que la regulación debe considerar para incentivar la mejora en la gestión de las variables asociadas a la energía reactiva y a la vez apalancar el desarrollo del sector eléctrico en Colombia.

Para esto, se estudiaron los principales aspectos que tienen relación con los cobros que la regulación del sector eléctrico suele contemplar para los usuarios por causa del consumo o posible inyección de energía reactiva a las redes de los sistemas de potencia, y se analizó también la manera en que se facturan estos conceptos según los lineamientos regulatorios. Los resultados indican que oportuno realizar cambios en la manera de cobrar la energía reactiva, diferencia las condiciones de los usuarios a los cuales se les va a aplicar, y también es que pertinente replantear la aplicación de subsidios y contribuciones en general para la facturación de los usuarios del servicio público de electricidad.

**Palabras clave:** Energía reactiva, Contribuciones, Regulación, Subsidios.

## **Abstract**

**Technical, regulatory, and financial analysis of the charge for the demand of reactive energy to the users of the domiciliary public service of electrical energy in Colombia, including what concerns the subsidies and contributions that are associated with the demand for this type of energy.**

This thesis focuses on the study of the technical, economic and regulatory aspects that currently affect the charges for reactive energy concepts for the final users of the electricity service, in order to determine important aspects that the regulation must consider to encourage the improvement in the management of the variables associated with reactive energy and at the same time leverage the development of the electricity sector in Colombia.

The main aspects that are related to the charges that the regulation of the electricity sector usually contemplates for users due to the consumption or possible injection of reactive energy to the power system networks were studied, and the way in which these concepts are invoiced according to the regulatory guidelines. The results indicate that it is appropriate to make changes in the way reactive energy is charged, differentiates the conditions of the users to whom it is going to be applied, and it is also pertinent to rethink the application of subsidies and contributions in general for the billing of the users of the public electricity service.

**Keywords:** Reactive energy, Contributions, Regulation, Subsidies.

# Contenido

	Pág.
<b>1. Introducción.....</b>	<b>3</b>
1.1 Motivación .....	3
1.2 Objetivos del trabajo .....	6
1.2.1 Objetivo general.....	6
1.2.2 Objetivos específicos.....	6
1.3 Estructura del documento .....	6
<b>2. Fundamentos teóricos y técnicos .....</b>	<b>9</b>
2.1 La energía reactiva en los sistemas eléctricos.....	9
2.2 Impactos sobre el sistema de potencia .....	14
2.3 Compensación de reactivos.....	17
<b>3. Antecedentes generales.....</b>	<b>19</b>
3.1 Control de reactivos desde los generadores distribuidos .....	19
3.2 Paradigma colombiano .....	23
3.2.1 Transición energética.....	24
3.2.2 Remuneración de la actividad de distribución .....	27
3.2.3 Facturación de energía a los usuarios .....	29
3.2.4 Subsidios y contribuciones .....	31
<b>4. Análisis y resultados .....</b>	<b>43</b>
4.1 Análisis de la facturación .....	43
4.2 Recomendaciones generales.....	51
<b>5. Conclusiones y desarrollos futuros .....</b>	<b>53</b>
5.1 Conclusiones generales.....	53
5.2 Trabajos futuros.....	56



# 1.Introducción

## 1.1 Motivación

La potencia reactiva en los sistemas eléctricos de suministro en corriente alterna ha sido de amplio estudio en la literatura, tanto desde el punto de vista de los fenómenos físicos asociados a dicho concepto y los impactos en las condiciones técnicas de toda la cadena de suministro, como desde el punto de vista financiero y económico (Fernanda & Valdes, 2018).

En general, un adecuado manejo de la potencia reactiva absorbida o suministrada en diferentes puntos del sistema de potencia puede ayudar a mejorar condiciones operativas de este, pues esto puede generar un control efectivo de tensión o disminuir la congestión de las líneas de transmisión o distribución, entre otras (Lian & Qu, 2022). No obstante, la adopción de mecanismos para el manejo de la potencia reactiva requiere inversiones para su instalación o gestión (Nilsson et al., 2005).

Asimismo, la producción o consumo de energía reactiva por parte del cualquiera de los recursos conectados a los sistemas de potencia, como las cargas, los generadores o los equipos de compensación, puede generar efectos no deseados sobre los sistemas de suministro si no se gestionan adecuadamente (Amiel et al., 2021). Por ejemplo, un exceso de energía reactiva transportada por las redes podrá disminuir su capacidad para albergar nuevas cargas o nuevos generadores, así como aumentar las pérdidas de transporte o llevar la tensión en nodos de las redes por fuera de sus límites aceptables. En este sentido, estas podrían ser condiciones no solo inseguras o limitantes desde el punto de vista técnico, sino que tendrían impactos económicos para los diferentes actores de la cadena de suministro, al conllevar a necesidades de ampliación o repotenciación, requerimientos de equipos de compensación o aumento de las pérdidas (Dong et al., 2022).

4      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

Debido a lo anterior, en la regulación asociada al sector eléctrico se suelen considerar exigencias para los operadores de red en cuanto al manejo de la energía reactiva en sus redes, mediante estrategias de operación o equipos de compensación, así como exigencias para los generadores o consumidores conectados a estas redes en aras de limitar el exceso de energía reactiva fluyendo por los sistemas de potencia o garantizar una adecuada inyección de reactivos en determinados puntos y momentos (Amiel et al., 2021).

Es común entonces que existan incentivos dentro de las diferentes políticas regulatorias para que los dueños o administradores de diferentes recursos, ya sea de generación, transporte, distribución o incluso la demanda, mantengan un adecuado control de sus reactivos. Análogamente, es común encontrar penalizaciones orientadas a limitar los excesos de transporte de energía reactiva para así mantener una adecuada operación de los sistemas eléctricos (Wang et al., 2022a).

En el marco de estas políticas de incentivos y penalizaciones, uno de los actores que puede verse más limitado para adoptar mecanismos de control de tensión es el usuario final, especialmente cuando se trata de usuarios de tipo residencial que difícilmente tienen conocimientos técnicos o cuentan con mecanismos y tecnologías idóneas para el control de reactivos, además de que la adopción de este tipo de estrategias puede no ser viable económicamente en función de las cantidades de energía consumidas o uso de la misma (Calvas, 2010). En este sentido, un usuario residencial o comercial puede no contar con las capacidades que intrínsecamente tiene un usuario industrial para hacer una gestión efectiva y eficiente de variables eléctricas, como la energía reactiva, en el desarrollo de sus actividades (Chen et al., 2022a).

En Colombia, si bien la mayoría de usuarios residenciales no cuenta con equipos de medición que permitan el cobro de la energía reactiva, la regulación vigente tiene establecida la metodología para el cobro de esta y que debe ser trasladado desde los operadores de red hacia todos los usuarios del servicio, según lo descrito en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG No. 015 de 2018, la cual establece



---

la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Adicionalmente, en el país se tienen objetivos definidos en torno a la modernización del sistema eléctrico, que incluyen la difusión de tecnologías de medición como la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, en todos los tipos de usuarios en los diferentes niveles de tensión. Esto permitirá, entre muchas otras cosas, una medición adecuada de la demanda de energía reactiva en las instalaciones de los usuarios con la subsecuente aplicación de los cobros pertinentes por parte de los operadores de red y comercializadores.

Frente a estos escenarios, es de esperarse que gran cantidad de pequeños usuarios residenciales empiecen a incurrir en pagos que típicamente no se han dado, cambiando su percepción del servicio. Esto ya se ha venido dando con algunos usuarios que han hecho actualización de sus tecnologías de medición, por ejemplo, dentro de los nuevos esquemas de AMI o al instalar de tecnologías de generación para acogerse a los beneficios e incentivos de la Autogeneración a Pequeña Escala – AGPE. Como se verá más adelante en este trabajo, estos usuarios ven aumentados sus costos o disminuidos los potenciales beneficios de la modernización de sus instalaciones o la adopción de tecnologías de generación debido a los cobros por energía reactiva.

Adicionalmente, a partir de lo consagrado en diversas leyes colombianas, entre ellas la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994, conocidas como la ley de servicios públicos y la ley del servicio de electricidad, respectivamente, algunos usuarios son sujetos de pago de unos valores adicionales, denominados como contribuciones que se aplican incluso a las facturaciones de la energía reactiva, aumentando aún más estos cobros.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone en este trabajo revisar y analizar las condiciones actuales de los cobros o incentivos que tengan relación con la energía reactiva, para identificar aspectos que puedan sugerirse en aras de lograr una regulación más consistente y equitativa, que puede ayudar a apalancar el desarrollo del sector eléctrico en general.

- 6      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 

## **1.2 Objetivos del trabajo**

### **1.2.1 Objetivo general**

Analizar la efectividad de la regulación actual sobre cobros por energía reactiva a usuarios finales frente a los objetivos y paradigma actual del sector energético en Colombia.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Determinar los aspectos conceptuales y condiciones técnicas que justifican los cobros o incentivos en relación con la energía reactiva.
- Revisar criterios regulatorios relacionados con los cobros a usuarios por consumo o entrega de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano.
- Establecer observaciones y recomendaciones para la regulación colombiana sobre cobros o subsidios con impacto en la facturación de energía reactiva para los usuarios del servicio público de energía eléctrica.

## **1.3 Estructura del documento**

Este trabajo de profundización realiza un recorrido desde los aspectos conceptuales y parámetros técnicos de los sistemas eléctricos que tienen relación con el transporte de energía reactiva y su impacto en los sistemas eléctricos, pasando por una revisión de los antecedentes en términos regulatorios, y finalizando con un análisis que involucre además aspectos financieros para evaluar la pertinencia de la actual regulación en Colombia asociada a los cobros por demanda de energía reactiva.

En el capítulo 1 se da un contexto general del tema a evaluar, así como los objetivos propuestos y la estructura del documento de tesis.

En el capítulo 2 se presentan fundamentos teóricos y técnicos que son necesarios para comprender las causas y los efectos del transporte de energía reactiva en los sistemas eléctricos y la necesidad de acciones para mitigarlos.

En el capítulo 3 se da a conocer una revisión de antecedentes y aspectos generales que pueden tomarse como base para el posterior establecimiento de recomendaciones para la regulación asociada a los cobros, penalizaciones o incentivos que puedan tener relación con la energía reactiva demanda por los usuarios del servicio de electricidad.

En el capítulo 4 se analizan diferentes puntos de vista para tener en cuenta para la adecuada formulación de estándares frente a la facturación de energía reactiva. En este sentido, se consideran aspectos técnicos, regulatorios y financieros, para luego entregar observaciones y recomendaciones a ser consideradas en el paradigma actual colombiano.

Finalmente, en el capítulo 5 se enuncian las conclusiones y posibles desarrollos futuros identificados con la realización de este trabajo.



## 2. Fundamentos teóricos y técnicos

En este capítulo se parte de una revisión del concepto de energía reactiva, sus impactos sobre los sistemas de suministro de electricidad y los principales métodos de compensación, para resumirlos en un texto analítico que permita identificar las principales consideraciones técnicas que son o deben ser tomadas en consideración para generar pautas en la regulación en relación con la producción o absorción de energía reactiva desde las instalaciones de los usuarios del sistema eléctrico. Esto permite identificar la necesidad de adoptar tecnologías o métodos para la mitigación de los efectos de la producción o demanda de energía reactiva, con el fin de mejorar las condiciones operativas de los sistemas eléctricos, así como la importancia de considerar el fenómeno del transporte de reactivos al incentivar o penalizar a los usuarios conectados al sistema.

### 2.1 La energía reactiva en los sistemas eléctricos

Conforme a la teoría general de circuitos eléctricos, la energía que un circuito o red eléctrica entrega para ser convertida en luz, calor, movimiento o trabajo en general, se conoce como energía activa (Fernanda & Valdes, 2018). La razón de cambio de la energía transferida respecto al tiempo, o razón de entrega o absorción de la energía es conocida como potencia eléctrica. Para un sistema en corriente directa, es decir aquel en el que las tensiones y corrientes no varían en el tiempo, la potencia se puede determinar como el producto de la tensión y la corriente, mientras que la energía es la multiplicación de la potencia por el tiempo:

$$P = V * I; \quad W = P * t$$

Donde,

$P$ : Potencia eléctrica, en vatios (W).

$V$ : Tensión o diferencia de potencial entre terminales del elemento, en voltios (V).

10 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

$I$ : Corriente eléctrica, en amperios (A).

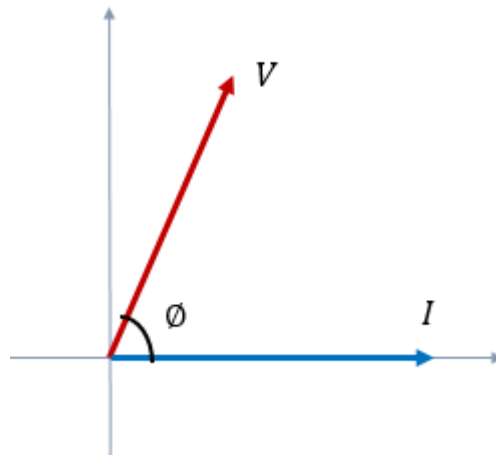
$W$ : Energía activa, en watios-hora (Wh).

$t$ : tiempo, en horas (h).

Cuando el sistema eléctrico en consideración es un sistema de corriente alterna, es decir un sistema en el que la función que describe la variación en el tiempo de las tensiones y corrientes es la función seno o coseno, además de la potencia y la energía activas, existen otras variables relacionadas a considerar para el análisis eléctrico. En estos sistemas, el método fasorial, que consiste en representar las variables tensión y corriente como números complejos o fasores en función de la frecuencia en lugar de funciones del tiempo, puede ser una manera de explicar los conceptos de energía y potencia de una manera más sencilla (Edminister, 1965).

En un elemento o un sistema de corriente alterna, el producto de la magnitud de la tensión y la magnitud de la corriente (entendiéndose por magnitud al valor eficaz), da como resultado una cantidad que se denomina potencia aparente, y representa la magnitud de la potencia total (Edminister, 1965). Este valor se puede acompañar con un valor de ángulo para ser expresado como número complejo llamado potencia compleja, cuyo ángulo es igual al desfase entre la onda de tensión y la onda de corriente.

En la figura 1 se muestra una representación típica de fasores para un elemento de corriente alterna. En este caso se presentan tanto la tensión ( $V$ ) como la corriente ( $I$ ), cada una de las cuales debe contar con su correspondiente magnitud y ángulo de fase, como resultado de convertir las funciones sinusoidales iniciales al dominio de la frecuencia. La diferencia de fase entre ambos fasores, representada por la letra  $\phi$  es lo que se conoce como desfase (Chapman, 2012).

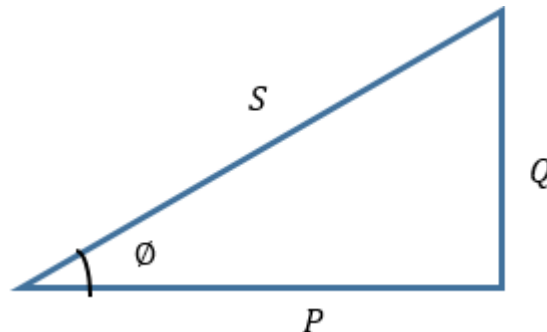


**Figura 1.** Diagrama fasorial de un elemento de corriente alterna. **Fuente:** Elaboración propia.

Se debe tener en cuenta entonces que la potencia total transportada hacia cualquier sistema o elemento de corriente alterna tendrá en general dos componentes: la potencia activa y la potencia reactiva. Además, que la potencia reactiva es la potencia de magnetización, es decir una potencia que fluctúa entre la fuente y la carga, por lo que no se consume, pero sí se transporta desde y hacia la carga, y no realiza trabajo. Desde el punto de vista de los circuitos, la potencia activa se asocia a elementos que se pueden modelar como resistivos, mientras que la potencia reactiva se asocia a los elementos reactivos, es decir aquellos de naturaleza inductiva o capacitiva.

Una representación gráfica de estos conceptos para el análisis matemático se presenta en la figura 2, lo cual se conoce como triángulo de potencias. La potencia aparente  $S$  es la magnitud de la potencia total o potencia compleja, mientras que la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$  son, respectivamente, las componentes real e imaginaria de la potencia total.

- 12 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 



**Figura 2.** Diagrama de potencias de un elemento de corriente alterna. Fuente: Elaboración propia.

El ángulo  $\phi$  que aparece en el triángulo de potencias es igual al desfase entre la tensión y la corriente del elemento analizado. El coseno de dicho ángulo es igual a la relación que existe entre la potencia útil y la magnitud de potencia total. Además, cuando la carga es de naturaleza predominantemente inductiva, el ángulo es positivo y se dice que el factor de potencia es en atraso, mientras que cuando es capacitiva, el ángulo es negativo y el factor de potencia es en adelanto. Por convención, se suele también decir que los elementos inductivos consumen reactiva y los capacitivos la producen.

Teniendo en cuenta el triángulo de potencias, es claro que en la medida que la potencia reactiva se hace más grande, es menor el factor de potencia, y por lo tanto es mayor la demanda de energía reactiva. En muchas aplicaciones se busca entonces instalar localmente elementos capacitivos que compensen las necesidades de potencia reactiva de las cargas para que esta no tenga que viajar por las redes de transporte del sistema de potencia (Rey Sizalima, 2022).

Es válido aclarar que la capacitancia y la inductancia de los elementos del sistema, ya sean conductores o líneas de transmisión; fuentes, como los generadores; o cargas; crean campos eléctricos y magnéticos que almacenan energía a diferentes razones de cambio, lo que provoca un aumento o una disminución del ángulo de desfase entre las ondas de tensión y de corriente en las barras o nodos del elemento en relación con los ángulos de desfase originales en la fuente. Cuanto mayor sea este retraso, más potencia reactiva se produce en las máquinas generadoras con destino a los mencionados campos



electromagnéticos y menos potencia activa se entrega realmente a la carga (Hou et al., 2022).

La potencia o la energía reactiva pueden ser entonces del tipo inductivo o capacitivo, los cuales se anulan entre sí, es decir, potencia reactiva del tipo inductiva puede ser compensada con potencia reactiva del tipo capacitiva. Dicho en otras palabras, la energía reactiva demandada por las bobinas de una carga podría ser entregada a partir de un condensador conectado en paralelo y con ello disminuiría la demanda de energía reactiva tomada desde la fuente.

Ese proceso se denomina compensación de energía reactiva aplicando bancos de condensadores. Tales bancos podrían instalarse a la entrada de la carga o justo al lado de un equipo inductivo que se requiera compensar (Crismatt Campillo, 2010). Así las cosas, los efectos positivos de la compensación son relevantes en materia técnica y económica, tales como la reducción de pérdidas técnicas, la reducción en la caída de tensión, la disminución de la demanda de energía reactiva desde la red, con la reducción de los costos asociados, entre otros.

Por otro lado, un efecto más de la presencia de capacitancias o inductancias en la red se refleja en las variaciones de los niveles de tensión en las barras de carga. Para controlar estas variaciones, un sistema requiere una buena gestión de la tensión y la potencia reactiva. Para compensar los cambios de potencia reactiva, se pueden instalar dispositivos como bancos de condensadores y/o utilizar generadores para producir o absorber potencia reactiva (Crismatt Campillo, 2010).

Además, cabe señalar que, aunque la potencia reactiva se requiere para mantener estable el sistema eléctrico real, limita la capacidad de transporte de potencia activa y limita la capacidad de potencia activa que una central de generación puede producir. La relación entre la potencia activa y reactiva que puede suministrar simultáneamente un generador se describe a través de una gráfica común en ingeniería nombrada como “curva de capacidad” o “curva P-Q”, que se mostrará más adelante en este trabajo. Se resalta entonces el hecho de que el generador eléctrico, de acuerdo con el punto de operación que determine el operador, podrá suministrar o absorber potencia reactiva del sistema, con el fin de mantenerlo estable y mantener una adecuada la tensión en el punto donde esté conectado (Kundur, 1994).

- 14      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 

Por último, se resalta que la mayoría de las cargas que se encuentran en las instalaciones de los usuarios, especialmente en las de la industria, son de carácter inductivo. Ejemplos de esto son los motores, los equipos de soldadura, los hornos de inducción, las lámparas ahorradoras, etc. Estos son equipos o dispositivos con un bajo factor de potencia, es decir que demandan potencia reactiva considerable en relación con sus consumos, por lo que demandan de la red mayores potencias complejas, aumentando los flujos de potencia totales y por lo tanto las corrientes y las pérdidas en las redes, así que deben ser corregidos. Para esto se pueden instalar en paralelo a las instalaciones los bancos de condensadores, que pueden reducir parcial o completamente la reactiva tomada de la red eléctrica, mejorando así el factor de potencia global de la instalación (Duque Sánchez, 2003).

## **2.2 Impactos sobre el sistema de potencia**

En general, todos los nodos de un sistema de distribución tienen un valor de tensión diferente en un mismo instante, ya que se presentan caídas de tensión a lo largo de la red debido a sus impedancias. Por lo tanto, cuanto más lejos se encuentra un nodo respecto a la subestación de distribución, menor es la magnitud de la tensión en este (Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006).

Además, el valor de la caída de tensión en cada tramo es proporcional a la magnitud de la corriente que fluye a través del este (Ramírez, 2009), por lo que la magnitud de la tensión en los nodos del sistema cambia durante el día (M. H. J. Bollen & Hassan, 2011), pues los aumentos y disminuciones en la demanda implican, respectivamente, aumentos y disminuciones en las corrientes. Por esto, a pesar de que la mayoría de los equipos conectados al sistema de distribución son diseñados para una tensión nominal, también se definen en sus diseños unos rangos de tensiones dentro de las cuales pueden operar correctamente (Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006).

En este sentido, el aumento en la demanda de energía reactiva desde cualquier carga en el sistema puede aumentar la cantidad total de corriente que fluye por las redes, debido a que se ve aumentada la potencia total o aparente que debe transportarse, por lo que se

verán más cargadas las líneas, transformadores y demás elementos asociados al transporte o distribución de energía. Análogamente, ya que las pérdidas técnicas o por calentamiento están determinadas por el cuadrado de la corriente, como se ve en la siguiente ecuación, estos aumentos en la demanda de potencia pueden conllevar a aumentos significativos en las pérdidas, disminuyendo la eficiencia tanto técnico como económica en los sistemas de potencia.

$$P_{téc} = R * I^2$$

Siendo,

$P_{téc}$ : Pérdidas técnicas (por calentamiento) en cualquier conductor del sistema.

$R$ : Magnitud de la resistencia del elemento.

$I^2$ : Magnitud de la corriente que fluye a través del elemento elevada al cuadrado.

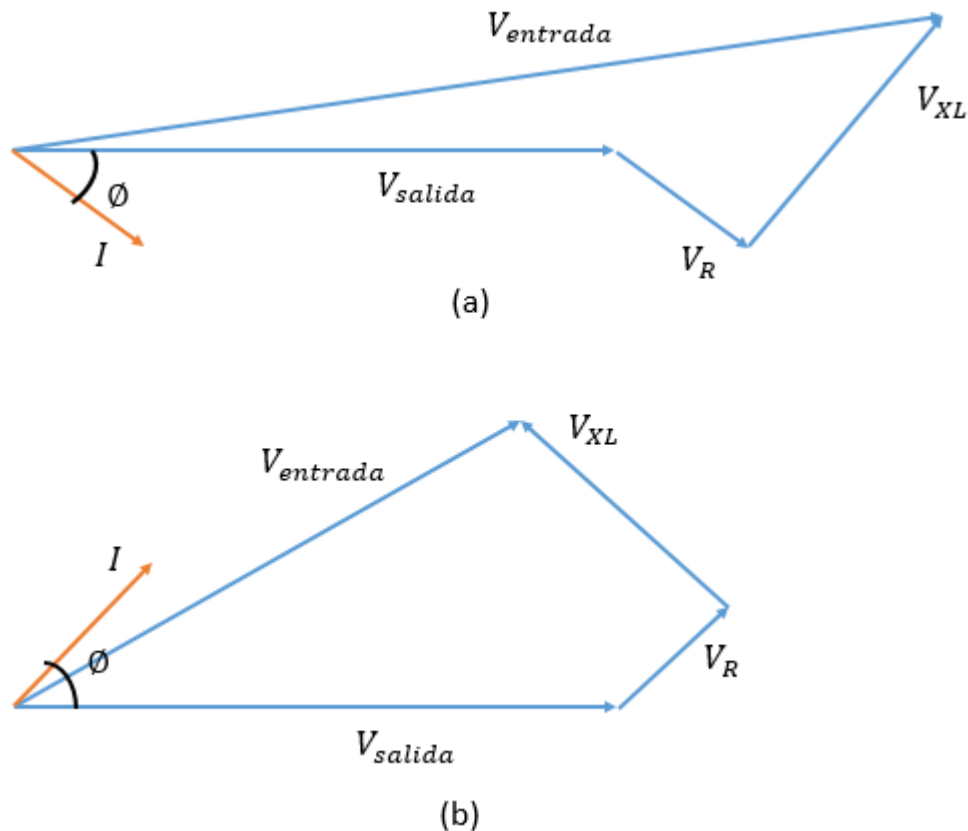
Adicionalmente, los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos están estrechamente asociados con el control de reactivos. Para efectos de la comprensión de esta tesis, la diferencia entre la magnitud de tensión más alta en un nodo determinado y el límite superior admisible para el perfil de tensión se define como margen de sobretensión (M. H. J. Bollen & Hassan, 2011), y el porcentaje de caída de tensión en un tramo de la red se conoce como regulación de tensión (Gers, 2013).

El aporte o producción de potencia reactiva desde una carga, que se puede simplemente definir como potencia reactiva capacitiva, tiende a aumentar las tensiones en los nodos aledaños a su conexión debido a la naturaleza inductiva de los elementos que componen las redes. Si bien esto puede ser beneficioso cuando se gestiona adecuadamente en sistemas con tensiones que sean más bajas de lo deseado, también puede constituir aumentos excesivos en estas.

En los diagramas fasoriales a continuación, se presentan los comportamientos típicos de las tensiones y corrientes a través de un elemento o subsistema que lleva energía en corriente alterna desde una fuente hacia una carga. En general, los elementos de la red como los conductores son predominantemente inductivos, por lo que se simplifican como una resistencia en serie con una inductancia, siendo la resistencia la representación de las

- 16 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 

pérdidas eléctricas. Cuando la carga tiene factor de potencia inductivo, la tensión de salida tiende a ser menor respecto a la de la fuente, mientras que para el caso capacitivo la tensión a la salida puede aumentar respecto a la entrada.



**Figura 3.** Diagramas fasoriales del equivalente de red y carga para el caso inductivo y capacitivo. **Fuente:** adaptado de (Chapman, 2012).

Existen numerosas formas de mejorar la regulación de tensión en un sistema de potencia (Gers, 2013), que van desde la modificación o reemplazo de distintos elementos del sistema, como los conductores, hasta la implementación de equipos y estrategias adicionales para el control de tensión.

## 2.3 Compensación de reactivos

Respecto de las fuentes de potencia reactiva típicas en un sistema de potencia, se puede mencionar que los generadores pueden producir y absorber la potencia reactiva, usualmente haciendo uso de un regulador de tensión automático. Algunos generadores, una vez puestos en operación y sincronizados al sistema pueden ser usados como compensadores sincrónicos para proveer la potencia reactiva sin producir potencia activa. Adicionalmente, los sistemas de transmisión tienen la capacidad de alterar los flujos de potencia reactiva mediante la incorporación en la línea de condensadores, reactores (inductores) o simplemente cambios en el punto de operación de los transformadores. Estos componentes existentes en una red de transmisión pueden generalmente proveer la potencia reactiva de manera estática, es decir, no pueden ajustar su salida de manera continua como respuesta a las condiciones del sistema. Sin embargo, las líneas de transmisión pueden proveer potencia reactiva de manera dinámica con el uso de dispositivos FACT y más específicamente con STATCOM (Rey Sizalima, 2022). Los generadores, por otro lado, pueden cambiar sus niveles de producción o absorción de la potencia reactiva rápidamente y de manera instantánea, para así proveer potencia reactiva dinámica y mantener el equilibrio del sistema en tiempo real.

Adicionalmente, los condensadores o bancos de condensadores son unas de las tecnologías más importantes para el control de tensión y potencia reactiva. Estos son dispositivos con la capacidad de suministrar potencia reactiva al sistema, lo que permite compensar la demanda de potencia reactiva por parte de las cargas y los efectos inductivos de la red, reduciendo las caídas de tensión (Gers, 2013).

Los condensadores también se pueden conectar en serie con las líneas para compensar la reactancia inductiva de las mismas, ocasionando así menores caídas de tensión (Gers, 2013), o se pueden conectar en paralelo, también conocidos como condensadores en derivación, para compensar la potencia reactiva demandada, reduciendo así el flujo de corriente (Gers, 2013; Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006).

Muchos operadores de red han determinado que la forma más económica para regular la tensión es la aplicación de reguladores de tensión y condensadores derivación (Gers, 2013). Sin embargo, es importante notar que la mayoría de los bancos de condensadores se conectan y desconectan automáticamente para adaptarse a los requerimientos de

18      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

demanda reactiva en el sistema, pero estos accionamientos pueden ocasionar efectos transitorios que potencialmente pueden afectar cargas sensibles (Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006).

Adicionalmente, la ubicación adecuada de los condensadores en la red es un aspecto muy importante para evitar efectos indeseados como sobretensiones o condiciones de resonancia en sistemas con circulación de armónicos y, en lugar de esto, obtener los mayores beneficios en cuanto a regulación de tensión y reducción de pérdidas eléctricas, a la vez que se minimizan los costos asociados a su implementación (Gers, 2013).

Por otro lado, cuando el análisis se enfoca en el usuario o carga de un sistema, que deba disminuir su demanda de energía reactiva en cumplimiento de políticas regulatorias o para evitar que se le trasladen costos y penalizaciones por demandar energía reactiva, la solución mayormente utilizada consiste precisamente en la instalación de bancos de condensadores (Crismatt Campillo, 2010). Estos conjuntos de condensadores se instalan para suministrar una cantidad determinada de reactivos (ya sea fija o variable) que compensa la demanda por los elementos de la instalación que suelen ser inductivos. Así, la energía reactiva no tendrá que llegar desde la red, sino que se produce localmente y libera esta capacidad de transporte, permitiendo al usuario evitar los cobros.

## **3. Antecedentes generales**

En este capítulo se presenta una revisión sobre el panorama actual de la regulación en Colombia sobre temas de subsidios y contribuciones, así como demás elementos principales que inciden sobre la facturación de la energía para los usuarios finales, especialmente aquellos que tienen relevancia para realizar los correspondientes cobros y penalizaciones por transporte de energía reactiva a causa de las actividades de los diferentes usuarios. Asimismo, se incluyen elementos encontrados en la revisión de la literatura global en torno a estos temas, que puede aportar diferentes puntos de vista e ideas para aplicar en los análisis propios del caso colombiano, lo cual servirá más adelante para alcanzar el objetivo principal de la tesis, que se relaciona con la identificación de condiciones que la regulación colombiana debe considerar o modificar para mantener la eficiencia e igualdad particularmente en lo relacionado con la facturación por energía reactiva.

### **3.1 Control de reactivos desde los generadores distribuidos**

Actualmente existe interés notorio en el mundo por la adopción de tecnologías de generación no convencionales, así como la instalación de estas cerca o dentro de las instalaciones de los usuarios, especialmente aquella de carácter renovable (Delgado Filho, F. T. S. Araújo, Maia, & Medina Tapia, 2018; Ji, Wang, Li, Ding, & Wu, 2019; Kwac & Rajagopal, 2013; Mohassel, Fung, Mohammadi, & Raahemifar, 2014). El aumento en este tipo de generación, principalmente a nivel de los sistemas de distribución, conocida como Generación Distribuida- GD, y especialmente cuando se trata de generación a partir de fuentes renovables y/o altamente variables (como el sol y el viento), requiere de modificaciones en la manera de planear, diseñar u operar los sistemas eléctricos en el ámbito práctico (Kakran & Chanana, 2018; Lopes, Hatzargyriou, Mutale, Djapic, & Jenkins, 2007).

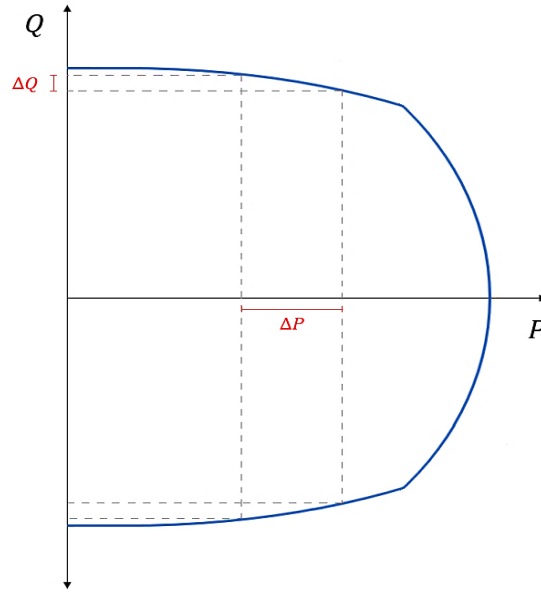
La integración de generación a pequeña escala conectada a nivel del sistema de distribución cambia el esquema de operación convencional presentando beneficios técnicos y económicos (Afkousi-Paqaleh, Abbaspour-Tehrani Fard, & Rashidinejad, 2010; Schiavo, 2016). En cuanto al aspecto del control de tensión y reactivos, se encuentra en la literatura concordancia respecto a la capacidad de implementar compensaciones efectivas como se resume a continuación:

### **Máquinas rotativas**

Los generadores pueden inyectar o consumir potencia reactiva de la red eléctrica según el valor en el que se ajuste su corriente excitación (Chapman, 2012), y los valores máximos para el flujo de potencia reactiva se determinan en función de la potencia real y los límites de corriente y tensión de los generadores (Kundur, 1994).

A partir de lo anterior, cada generador tiene una curva de capacidad que representa sus límites de potencia reactiva dependiendo de su producción de potencia activa. La forma de dicha gráfica se presenta en la figura 4 y en ella se observa que, para cada valor de  $P$ , el generador puede entregar o absorber una determina cantidad de  $Q$ ; y si se necesita aumentar  $Q$  para proveer soporte de tensión o potencia reactiva al sistema, esta modificación ( $\Delta Q$ ) en la potencia reactiva disminuye en ( $\Delta P$ ) la capacidad de la máquina para proporcionar potencia activa, por lo que además se ve afectada la remuneración por producción de energía activa (Arango-Manrique, 2011).





**Figura 4.** Curva de capacidad de un generador síncrono. **Fuente:** Adaptado de (Arango-Manrique, 2011).

### Generación estática- PV

Los principales desafíos que enfrentan las redes eléctricas en la actualidad son difíciles de superar a través de los métodos convencionales de control de tensión (Abdelmotteleb, Gomez, & Chaves-Avila, 2017). En cuanto a los bancos de condensadores, además de que operan aumentando la tensión del sistema (Ceylan, Liu, & Tomsovic, 2018; El-Ela, El-Sehiemy, & Abbas, 2018), carecen de flexibilidad ya que utilizan pasos discretos para variar los valores de potencia reactiva, lo que les impide ofrecer una solución a cambios rápidos en la tensión (Abdelmotteleb et al., 2017). Por otro lado, aunque el uso de reguladores de tensión ha sido un método ampliamente utilizado, su capacidad es limitada ya que solo detecta los cambios de tensión en su secundario, cuando podría haber problemas de tensión en otros puntos, y esto solo podría mejorarse mediante la instalación de otros reguladores de tensión a lo largo de la red (Abdelmotteleb et al., 2017). Además, la vida útil de estos dispositivos se reduce significativamente al operar con constantes fluctuaciones de tensión, como se muestra en (Begovic, Peerzada, Mohan, Balog, & Rohouma, 2019) donde se concluye que su vida útil puede reducirse hasta un 70%.

Los problemas de sobretensión, como los introducidos por la GD, se han abordado en diversos trabajos mediante la implementación de métodos para el control de potencia

reactiva (Garozzo, Tina, & Sera, 2018; Hwang & Lim, 2017; Safayet, Fajri, & Husain, 2017; Shah & Chudamani, 2012). Se han estudiado soluciones basadas en dispositivos de electrónica de potencia que regulan la tensión a partir de combinaciones de capacitores e inductores controlados con interruptores inteligentes que inyectan niveles variables de potencia reactiva en la red (Smith, Sunderman, Dugan, & Seal, 2011). No obstante, cuando se trata de generación solar fotovoltaica, los inversores fotovoltaicos con estrategias de control de tensión, también conocidos como inversores fotovoltaicos inteligentes (Jahangiri & Aliprantis, 2013; Malekpour, Pahwa, & Das, 2013), pueden contribuir a mantener un adecuado perfil de tensión, al integrar estos mecanismos para absorber o inyectar potencia reactiva. Además, varias investigaciones han mostrado que los inversores fotovoltaicos podrían convertirse en una solución rentable para realizar control de tensión en los sistemas de distribución (Abdelmoteleb et al., 2017; Gandhi et al., 2019; Momeneh, Castilla, Miret, Martí, & Velasco, 2016). Estos son capaces de minimizar los costos operativos de la red a través de las pérdidas de energía y mejorar los perfiles de tensión, y así posponer o mitigar las necesidades de refuerzos a la red (Abdelmoteleb et al., 2017).

Es importante notar que en algunos sistemas de distribución se obtienen buenos resultados en términos de mitigación de problemas de tensión con inversores que operan con factor de potencia fijo (Smith et al., 2011). No obstante, el enfoque más difundido consiste en el funcionamiento de la planta con un factor de potencia variable, en el que el flujo de potencia reactiva entre inversor y la red es una función de la salida de potencia activa del inversor y la tensión en la red (Albarracin & Alonso, 2013; Cabrera-Tobar et al., 2016a, 2016b; Smith et al., 2011).

La estrategia más utilizada para la variación del factor de potencia es el control de caída convencional (droop control), que permite determinar la cantidad de potencia reactiva en función de la tensión medida en el punto de conexión y sin necesidad de una red de comunicación (Demirok et al., 2011; Gandhi, Rodriguez-Gallegos, Reindl, & Srinivasan, 2018; Momeneh et al., 2016). Aunque, desde luego, la técnica puede ser mejorada mediante infraestructura de comunicación que permita balancear la absorción de potencia reactiva entre diferentes plantas conectadas a la red (Akhtar, Amir Alavi, & Mehran, 2018; Li et al., 2012; Momeneh et al., 2016).

## 3.2 Paradigma colombiano

En cuanto a la regulación en el sector eléctrico en Colombia, existen varios sucesos claves que han forjado el panorama actual con sus características y sus metas. Algunos de los principales se narran brevemente a lo largo de esta sección.

En 1991 Colombia registró un hito importante en materia política y social con la expedición de una nueva carta magna, La Constitución Política de 1991; con ello se presentaron cambios en casi todos los sectores y el energético no sería la excepción.

Así mismo, un racionamiento de energía eléctrica registrado en el año 1992 fue uno de los elementos que podía demostrar necesidades de fortalecimiento del sector eléctrico en Colombia y que se requerían cambios sustanciales. Con ese panorama en el año 1992 el Gobierno promulgó el Decreto 2119 con el cual reestructuró entidades estatales del sector minero energético y creó, entre otras, a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG.

Considerando que se requerían aún mayores cambios para hacer los servicios públicos domiciliarios más confiables, entre ellos el de energía eléctrica, el Congreso de la República expidió las Leyes 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones” y 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”.

A través de estas leyes permitió que el control de las empresas que desarrollan todas las actividades conexas a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica dejase de estar bajo el control estatal y fueran de carácter privado o mixtas; es decir, el sector contaría con inversiones privadas, pero con regulación pública.

Así mismo, a través de tales leyes se crearon una serie de Entidades relacionadas con el sector minero energético, o se modificaron unas existentes, las cuales tendrían asignadas la función de expedición de la regulación comercial, la planeación del sistema eléctrico nacional, el control y la vigilancia de las empresas prestadoras del servicio, entre otros.

- 24      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 

Allí la Comisión de Regulación Energética -CRE pasó a ser la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, la cual sigue siendo en la actualidad la Entidad encargada de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado, entre otras, definidas en el artículo 74 de la Ley 142 de 1994.

La CREG, en cumplimiento de sus funciones, ha expedido una serie de resoluciones que tienen relación con el cobro por demanda de energía reactiva y con el objetivo fundamental de esta tesis. Las principales de estas y que se encuentran en la actualidad vigentes se tratan en las secciones siguientes.

### **3.2.1 Transición energética**

La Ley 1715 de 2014 tiene como objetivo promover la integración de fuentes de energía no convencionales en el país, especialmente de carácter renovable. Dicha ley, autoriza la venta de energía por parte de los Autogeneradores - AG y delega a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG la tarea de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de estos generadores y, en general, de la generación distribuida.

En consecuencia, se han ido incluyendo en la regulación colombiana aspectos como la comercialización de energía proveniente de GD y Autogeneración a Pequeña Escala - AGPE, requisitos técnicos para la conexión de estos recursos al Sistema Interconectado Nacional - SIN e incentivos tributarios por la adopción de estos, como se expone a continuación. No obstante, aún queda un largo camino por recorrer en aras de fomentar la participación de todos los usuarios del sistema eléctrico en la generación de energía empleando fuentes no convencionales, ya que los incentivos no logran motivar la inversión en plantas de generación por parte de pequeños usuarios y la regulación no establece aún

servicios para permitir su conexión masiva sin afectar el correcto funcionamiento de los sistemas de distribución.

La Resolución CREG 030 de 2018, es la primera en regular los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la GD y la AGPE al SIN. En este contexto, se define como generador distribuido a la “persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW” y como autogeneración a “aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades” (Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, 2018b). Además, el límite máximo para que un autogenerador se considere como de pequeña escala es de 1MW y está definido en la Resolución UPME 281 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, 2018b).

Además, la Resolución CREG 030 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, 2018b) define la obligación de los operadores de red para suministrar información acertada y oportuna a los usuarios para permitir la conexión de AG y generadores distribuidos, los tiempos de respuesta y demás detalles del trámite, los cuales se discriminan por capacidad de los generadores y niveles de tensión. Esta resolución hace hincapié en la obligación de los operadores de red para proveer información clara y asequible a los usuarios en el nivel de tensión 1 (inferior a 1000V) por medio de su página web, para verificar la posibilidad de conectar generadores. No obstante, limita la capacidad total de generación al 15% de la capacidad del circuito o transformador donde se desee instalar, y restringe su operación de manera que, para el caso de la generación fotovoltaica sin almacenamiento, la cantidad de energía en una hora no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión, en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm; y en cualquier otro caso, la restricción es que no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión

En cuanto a la comercialización, la GD puede vender directamente al comercializador integrado con el operador de red y este está obligado a comprarle la energía. El precio de venta se calculará aplicando la ecuación 3.1:

- 26 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía
- 

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = PB_{h,m} + Beneficios$$

$$Beneficios = 0.5 \times P_{n,m-1,i,j}$$

Donde,

$PVgd_{h,m,n,i,j}$ : Precio venta de la energía en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j, en \$/kWh.

$PB_{h,m}$ : Precio de bolsa en la hora h del mes m, en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación, será igual al precio de escasez ponderado.

$P_{n,m-1,i,j}$ : Es igual al valor de las pérdidas técnicas en el sistema del operador de red j acumuladas hasta el nivel de tensión n.

Además, para el caso los AG que utilizan fuentes de energía no convencionales, pueden ofrecer sus excedentes al comercializador integrado con el operador de red y este está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio definido en la resolución, según el tamaño de los AG. También puede vender sus excedentes a un comercializador que atienda mercado regulado, directamente sin convocatoria pública y el precio máximo de venta está definido en la resolución; o venderla a generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados, en cuyo caso, el precio de venta es pactado libremente.

Para los AG que no empleen fuentes de energía no convencionales aplican las mismas opciones de venta de energía, con las siguientes diferencias en los pagos: para el caso del comercializador integrado con el operador, el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía; y en el caso que se entreguen los excedentes a un comercializador que atiende mercado regulado, el precio de venta es el precio en la bolsa de energía en cada una de las horas correspondientes.

Posteriormente, los temas de Generación Distribuida y Autogeneración a Pequeña Escala quedaron regidos principalmente por lo estipulado en la Resolución CREG 174 de 2021, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Esta deroga a la Resolución CREG 030 de 2018 y conserva la mayoría de los elementos de esta; se evidencia entonces que su objetivo es ampliar las directrices previamente estipuladas para que sean aplicadas con mayor claridad y efectividad desde los operadores de red.

En relación con los intereses de esta tesis, se destaca que la Resolución CREG 174 de 2021 aclara y expande los aspectos comerciales en los siguientes pasos:

- Aclaración respecto al procedimiento de facturación.
- Detalle de aplicación de créditos de energía y de venta horaria a precio de bolsa.
- Aclaración del tratamiento de excedentes en el componente G del Costo Unitario.

Por su parte, los créditos de energía hacen referencia a la cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que este realice durante un periodo de facturación. Para esto, requiere que el usuario cuente con un medidor bidireccional con la capacidad de medir y registrar hora a hora las cantidades de energía activa y reactiva, tanto importada como exportada. Además, según la Resolución CREG 135 de 2021, la factura debe presentar de forma discriminada las cantidades y valores correspondientes a la prestación del servicio de energía, y los relacionados con la venta o adquisición de excedentes de energía.

Teniendo en cuenta todo esto, en la siguiente sección se resume la liquidación que debe aplicarse en la actualidad para la facturación de un usuario genérico atendido por un comercializador y conectado al sistema de un operador de red.

### **3.2.2 Remuneración de la actividad de distribución**

La metodología para la remuneración de la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional está consignada en la Resolución CREG 015 de 2018. En dicha resolución están definidos los lineamientos para efectuar los cobros por transporte de

28 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

energía reactiva en exceso, los cuales son trasladados a los usuarios responsables de dicho intercambio con la red.

Según lo señalado en el artículo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, y teniendo en cuenta las modificaciones efectuadas por la Resolución CREG 199 de 2019 y la Resolución CREG 195 de 2020, el transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el operador de red, y se trasladará finalmente al usuario. El cobro se realizará mensualmente en las siguientes situaciones:

- Para el caso de la energía reactiva inductiva, se cobrará el total de energía reactiva consumida que supere 50% de la energía activa consumida por el usuario en cada periodo horario.
- Para la potencia reactiva capacitiva tendrá lugar el cobro del total de reactiva en todo periodo horario en el que se presente.

El valor mensual por cobrar será igual a la suma de todos los valores correspondientes a los periodos horarios donde se presente facturación, siendo dicho cobro calculado de la siguiente manera:

$$\text{Costo } kVArh = \text{Cantidad } kVArh * M * \text{Cargo } D$$

El Cargo D corresponde al cargo de distribución aplicable según el nivel de tensión, mientras que la variable M es un multiplicador que puede variar de 1 a 12, así:

Cuando tenga lugar el cobro por energía reactiva durante cualquier período horario en diez (10) días o menos en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1. Pero, cuando el cobro tenga lugar durante cualquier período horario en más de diez (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 condición y, a partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 6; en dicho valor permanecerá durante 12 meses si se siguen dando estas condiciones y luego seguirá aumentando cada mes donde



permanezcan, hasta alcanzar un valor de 12. Si la condición desaparece durante más de seis meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1.

Según el parágrafo 1 del Artículo 16 la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por la Resolución CREG 195 de 2020, el operador de red podrá instalar equipos de medida de energía reactiva para identificar a los usuarios que por su consumo de energía reactiva apliquen para el cobro de esta. Además, el parágrafo 2 del artículo establece que a partir de enero de 2021 se contarán los doce 12 meses antes del incremento del factor M.

### 3.2.3 Facturación de energía a los usuarios

La energía que puede intercambiar la red eléctrica de cualquier operador de red con usuarios tiene en general dos componentes:

- **Energía activa.** Es la energía que emplean las máquinas, electrodomésticos y demás dispositivos eléctricos o electrónicos para producir movimiento, generar luz, emitir sonido, etc.
- **Energía reactiva.** Es energía que no se convierte en trabajo útil, pero viaja entre las redes y algunos tipos de dispositivos, principalmente máquinas que la requieren para establecer campos electromagnéticos que hacen parte de su operación.

Para entender la facturación de energía activa, primero es necesario tener en cuenta que cada dispositivo en funcionamiento tiene una característica denominada potencia, que es la velocidad a la que esté gastando energía para realizar sus funciones. En este sentido, la cantidad de energía que el dispositivo toma de la red depende de dicha variable y del tiempo que esté en funcionamiento.

Por otro lado, el contador que el usuario tiene situado en el punto donde sus instalaciones se conectan a la red eléctrica del operador de red tiene la capacidad de medir permanentemente la potencia total que el conjunto de dispositivos dentro de las instalaciones demanda y, a medida que avanza el tiempo, va dejando registrada la cantidad de la energía tomada de la red. Esto implica que la energía registrada por el contador es un valor acumulativo que va aumentando desde el momento de instalación de este y debido al funcionamiento de los dispositivos eléctricos dentro de las instalaciones.

30      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

Para conocer el valor de energía que un usuario consumió en un periodo determinado es necesario leer el valor de energía almacenado en el medidor al comienzo de dicho periodo y luego el valor almacenado al final del periodo. La diferencia entre dichas lecturas indica el total de energía consumida en las instalaciones del usuario, es decir la energía activa a facturar.

El periodo transcurrido entre dos lecturas está predefinido con sus fechas por los procedimientos de facturación del operador procurando que las lecturas se tomen en las mismas fechas para los mismos usuarios y se conoce como ciclo de facturación. Este suele ser un mes para usuarios en la zona urbana y dos meses para usuarios en áreas rurales.

El valor al cual se cobra cada kWh de energía eléctrica se conoce como Costo Unitario - CU, el cual se es calculado por los prestadores del servicio público domiciliario a partir de la regulación expedida por la CREG.:

Sin embargo, algunos usuarios regulados no pagan exactamente el CU por cada kWh sino que pagan más o pagan menos de acuerdo con su condición, así:

Usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, pagan un valor inferior al CU, teniendo en cuenta que una porción es cubierta por el Estado a través de los subsidios.

Usuarios residenciales de estratos 5 y 6 y usuarios comerciales, pagan un valor superior al CU, porque se les cobra adicionalmente una contribución especial que es usada para cubrir parte de los subsidios aplicados a los usuarios beneficiarios.

Más delante de este trabajo se presentan todos los aspectos relacionados con los subsidios y las contribuciones del servicio publico domiciliario de energía eléctrica.

Acorde a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, como se explicó previamente en esta sección, a aquellos usuarios que el operador de red consideró como susceptibles del cobro por transporte de energía reactiva y/o que cuentan con los elementos de medición que permitan la identificación de los correspondientes registros de inductiva y

capacitiva, se aplica el cargo de distribución del nivel de tensión al cual se encuentra conectado el usuario para realizar la liquidación de la energía reactiva facturable.

Los subsidios al consumo de los usuarios aplican para la energía activa, mientras que las contribuciones que puedan tener lugar se aplican para la totalidad de cobros realizados en la factura. A continuación, se expanden estos temas.

### **3.2.4 Subsidios y contribuciones**

En Colombia, a través del artículo 367 de la Constitución Política de 1991, se impuso el principio de solidaridad y redistribución de ingreso en los servicios públicos domiciliarios, en ese sentido, en materia de prestación de servicios públicos, el régimen tarifario tiene en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución del ingreso. Para tal efecto, para cumplir con estos principios en el ordenamiento jurídico, se establecieron los subsidios, tal como lo señala el artículo 368 de la CP, el cual autoriza la concesión de subsidios por parte de la Nación, departamentos, municipios y las entidades descentralizadas, que cubran las necesidades básicas para las personas de menores ingresos. Así mismo, se estableció la aplicación de una contribución especial para el sector eléctrico, correspondiente a un recargo en la tarifa del servicio de los sectores comercial, industrial y residencial de los estratos 5 y 6, con el fin de solventar las obligaciones en materia de subsidios.

Así mismo, es importante mencionar que, conforme a lo establecido por la Ley 142 de 1994, los subsidios y contribuciones eran de carácter municipal y se manejaban a través de diversos fondos de solidaridad y redistribución de ingresos, sin embargo, posteriormente, a través de la Ley 286 de 1996, se creó un único fondo nacional denominado Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI, el cual es administrado por el Ministerio de Minas y Energía, tal como lo establece el artículo 2.2.3.2.6.1.2. del Decreto 1073 de 2015.

Para la aplicación de dichos principios, la Ley 142 de 1994 y otras posteriores, han desarrollado tanto lo relacionado con subsidios como con las contribuciones de solidaridad (sobrepagos), como se describe a continuación:

#### **En materia de subsidios:**

32 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

En concordancia con lo establecido en el artículo 368 de la CP, el Legislador en el artículo 3 de la Ley 142 de 1994 estableció los instrumentos de intervención estatal en los servicios públicos y entre ellos, se encuentra el otorgamiento de subsidios, tal como se transcribe a continuación:

*“Instrumentos de la Intervención Estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta Ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:*

(...)

*3.7. Otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos. (...).”*

Así mismo, el artículo 99 de la Ley 142 de 1994, adicionado por el Artículo 2 de la Ley 1117 de 2006, desarrolla las formas de subsidiar, así:

*“Artículo 99. Forma de subsidiar. Las entidades señaladas en el artículo 368 de la Constitución Política podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos de acuerdo con las siguientes reglas:*

*99.1. Deben indicar específicamente el tipo de servicio subsidiado.*

*99.2. Se señalará la entidad prestadora que repartirá el subsidio.*

*99.3. El reparto debe hacerse entre los usuarios como un descuento en el valor de la factura que éste debe cancelar, conforme a lo dispuesto en esta Ley y en las Ordenanzas y Acuerdos según el caso.*

(...)

*99.5. Los subsidios no excederán, en ningún caso, del valor de los consumos básicos o de subsistencia. Los alcaldes y los concejales tomarán las medidas que a cada uno correspondan para crear en el presupuesto municipal, y ejecutar, apropiaciones para subsidiar los consumos básicos de acueducto y saneamiento básico de los usuarios de*

*menores recursos y extender la cobertura y mejorar la calidad de los servicios de agua potable y saneamiento básico, dando prioridad a esas apropiaciones, dentro de las posibilidades del municipio, sobre otros gastos que no sean indispensables para el funcionamiento de éste. La infracción de este deber dará lugar a sanción disciplinaria.*

*99.6. La parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que dé lugar el suministro será cubierto siempre por el usuario; la que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio podrá ser cubierta por los subsidios, y siempre que no lo sean, la empresa de servicios públicos podrá tomar todas las medidas necesarias para que los usuarios las cubran. En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1.*

*99.7. Los subsidios sólo se otorgarán a los usuarios de inmuebles residenciales y a las zonas rurales de los estratos 1 y 2; las comisiones de regulación definirán las condiciones para otorgarlos al estrato 3.*

*(...)*

*99.9. Los subsidios que otorguen la Nación y los departamentos se asignarán, preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios ingresos. En consecuencia y con el fin de cumplir cabalmente con los principios de solidaridad y redistribución no existirá exoneración en el pago de los servicios de que trata esta Ley para ninguna persona natural o jurídica.*

*99.10. Los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas.*

*Los subsidios mencionados en este artículo no podrán ser girados a los prestadores del servicio que no hayan reportado oportunamente la información solicitada a través del Sistema Único de Información, SUI.*

*(...)*”.

34      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

Posteriormente, mediante el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, modificado por el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, se brindaron nuevas directrices en materia de límites de otorgamiento de subsidios y le asignó funciones a la CREG en materia de establecer la regulación pertinente para la aplicación de lo allí señalado:

*“Artículo 3. Aplicación de subsidios. La aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de este para el estrato 2.*

*Los porcentajes máximos establecidos en el presente artículo no aplicarán para el servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas.*

*La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ajustará la regulación para incorporar lo dispuesto en este artículo a más tardar el 31 de diciembre de 2006. Este subsidio podrá ser cubierto con recursos de los Fondos de Solidaridad, aportes de la Nación y/o de las Entidades Territoriales.*

*Parágrafo 1°. En los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red de tuberías se mantendrá el régimen establecido en la Ley 142 de 1994 para la aplicación del subsidio en el estrato 3.*

*Parágrafo 2°. Durante el período a que se refiere este numeral, en la aplicación de dichos subsidios se deberá, además dar cumplimiento a las siguientes disposiciones:*

*1. Cuando se presente una reducción en el costo de prestación del servicio, el porcentaje de subsidio para los usuarios de estratos 1 y 2 será el mismo al aplicado en el mes anterior en que ocurre dicha reducción.*

*2. A partir de enero de 2007 los subsidios que se otorguen con tarifas que incluyan factores inferiores al 50% y al 40% para los estratos 1 y 2 respectivamente, podrán ajustarse a esos factores, y a partir del mes siguiente se dará aplicación a lo señalado en el presente numeral.*

*3. Los porcentajes de subsidios aplicables a los usuarios de estratos 1 y 2 de los mercados nuevos de comercialización iniciarán con el 50% y el 40%, respectivamente, y a partir del mes siguiente se dará aplicación a lo señalado en este numeral”.*

En ese sentido, los subsidios a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica, administrados por el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI, son aplicables a usuarios residenciales de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, ubicados en el Sistema Interconectado Nacional -SIN, para los consumos iguales o menores al consumo de subsistencia.

Este “Consumo de Subsistencia” o “Consumo Básico” corresponde al necesario para satisfacer las necesidades básicas de las personas.

Asimismo, conforme la normatividad expuesta de manera precedente, los subsidios del FSSRI en el SIN no pueden exceder los siguientes límites, los cuales han tenido modificaciones, tal como se señala a continuación:

- Máximo el 60% para usuarios residenciales del estrato 1. El subsidio originalmente establecido era de máximo el 50%, pero se amplió hasta el 60% a través del artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 por un periodo de 4 años, y se ha prorrogado por el artículo 1o de la Ley 1428 de 2010, por el artículo 76 de la Ley 1739 de 2014, por el artículo 17 de la Ley 1753 de 2015 y por el artículo 297 de la Ley 1955 de 2019, hasta el 31 de diciembre de 2022. Pasada esa fecha y si no se prorroga la ampliación, volvería al valor original del 50%.
- Máximo el 50% para usuarios residenciales del estrato 2. El subsidio originalmente establecido era de máximo el 40%, pero se amplió hasta el 50% a través del artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 por un periodo de 4 años, y se ha prorrogado por el artículo 1o de la Ley 1428 de 2010, por el artículo 76 de la Ley 1739 de 2014, por

36 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

el artículo 17 de la Ley 1753 de 2015 y por el artículo 297 de la Ley 1955 de 2019, hasta el 31 de diciembre de 2022. Pasada esa fecha y si no se prorroga la ampliación, volvería al valor original del 40%.

- Exactamente el 15% para usuarios residenciales de estrato 3.

Además de las leyes antes señaladas, para la correcta aplicación de los subsidios del FSSRI en el SIN, se debe considerar la siguiente normatividad vigente:

- Decreto 1073 de 2015. “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”.
- Resolución CREG 186 de 2010. “Por la cual se da cumplimiento a lo establecido en el artículo 1o de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería”.
- Resolución CREG 104 de 2020. “Por la cual se modifica parcialmente y de manera temporal, la Resolución CREG 186 de 2010”
- Resolución CREG 003 de 2021. “Fórmula para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2”.
- Resolución CREG 214 de 2021. “Prórroga de las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2”.
- Resolución UPME 0355 de 2004. “Por el cual se modifica el consumo de subsistencia del servicio de energía eléctrica”



- Resolución UPME 0013 de 2005. “Por la cual se modifica el consumo de subsistencia del servicio de energía eléctrica en barrios subnormales”.

En las Zonas No Interconectadas -ZNI también hay aplicación de subsidios del FSSRI, no obstante, se hace en unas condiciones, porcentajes, consumos y reglas diferentes, que no son parte del análisis del presente documento.

### **En materia de contribuciones:**

En desarrollo de los principios de solidaridad y redistribución de ingresos, el Legislador, mediante el artículo 89 de la Ley 142 de 1994, estableció lo referente a las contribuciones del sector eléctrico, tal como se transcribe a continuación:

*“ARTÍCULO 89. Aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos. Las comisiones de regulación exigirán gradualmente a todos quienes prestan servicios públicos que, al cobrar las tarifas que estén en vigencia al promulgarse esta Ley, distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2. Igualmente, definirán las condiciones para aplicarlos al estrato 3.*

*Los concejos municipales están en la obligación de crear "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las empresas de servicios públicos, según el servicio de que se trate, de acuerdo con lo establecido en el artículo 89.2 de la presente Ley. Los recursos de dichos fondos serán destinados a dar subsidios a los usuarios de estratos 1, 2 y 3, como inversión social, en los términos de esta Ley. A igual procedimiento y sistema se sujetarán los fondos distritales y departamentales que deberán ser creados por las autoridades correspondientes en cada caso.*

*89.1. Se presume que el factor aludido nunca podrá ser superior al equivalente del 20% del valor del servicio y no podrán incluirse factores adicionales por concepto de ventas o consumo del usuario. Cuando comiencen a aplicarse las fórmulas tarifarias de que trata*

38      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

*esta Ley, las comisiones sólo permitirán que el factor o factores que se han venido cobrando, se incluyan en las facturas de usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales. Para todos estos, el factor o factores se determinará en la forma atrás dispuesta, se discriminará en las facturas, y los recaudos que con base en ellos se hagan, recibirán el destino señalado en el artículo 89.2 de esta Ley.*

*89.2. Quienes presten los servicios públicos harán los recaudos de las sumas que resulten al aplicar los factores de que trata este artículo y los aplicarán al pago de subsidios, de acuerdo con las normas pertinentes, de todo lo cual llevarán contabilidad y cuentas detalladas. Al presentarse superávit, por este concepto, en empresas de servicios públicos oficiales de orden distrital, municipal o departamental se destinarán a "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" para empresas de la misma naturaleza y servicio que cumplan sus actividades en la misma entidad territorial al de la empresa aportante. Si los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" después de haber atendido los subsidios de orden distrital, municipal o departamental, según sea el caso, presentaren superávits estos últimos se destinarán para las empresas de la misma naturaleza y servicio con sede en departamentos, distritos o municipios limítrofes, respectivamente. Los repartos se harán de acuerdo con los mecanismos y criterios que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, en empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios de agua potable o saneamiento básico y telefonía local fija, se destinarán a los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o distrito correspondiente y serán transferidos mensualmente, de acuerdo con los mecanismos que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, de empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios de energía eléctrica y gas combustible irán a los fondos que más adelante se desarrollan en este mismo artículo.*

*(...)"*.

Por su parte, el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se refirió a la contribución de solidaridad del sector eléctrico, así:

*“En concordancia con lo establecido en el literal h) del artículo 23 y en el artículo 6° de la presente Ley, aplíquense los factores para establecer el monto de los recursos que los usuarios residenciales de estratos altos y los usuarios no residenciales deben hacer aportes que no excederán del 20% del costo de prestación del servicio para subsidiar los consumos de subsistencia de los usuarios residenciales de menores ingresos.*

*(...)*”.

Posteriormente, el artículo 5 de la Ley 286 de 1996 señaló, sobre las contribuciones del sector eléctrico, que:

*“Las contribuciones que paguen los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, los usuarios del servicio de gas combustible distribuido por la red física pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial, y al sector industrial incluyendo los grandes consumidores, y los usuarios de los servicios públicos de telefonía básica conmutada pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, a los sectores comercial e industrial, son de carácter nacional y su pago es obligatorio. Los valores serán facturados y recaudados por las empresas de energía eléctrica, de gas combustible distribuido por red física o de telefonía básica conmutada y serán utilizados por las empresas distribuidoras de energía, o de gas, o por las prestadoras del servicio público de telefonía básica conmutada, según sea el caso, que prestan su servicio en la misma zona territorial del usuario aportante, quienes los aplicarán para subsidiar el pago de los consumos de subsistencia de sus usuarios residenciales de los estratos I, II, y III áreas urbanas y rurales.*

*(...)*

*Si después de aplicar la contribución correspondiente a los sectores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por la red física, para el cubrimiento trimestral de la totalidad de los subsidios requeridos en la respectiva zona territorial, hubiere excedentes, éstos serán transferidos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física, dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral, al "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de*

40 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

*Ingresos" de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), y su destinación se hará de conformidad con lo establecido en el numeral 89.3 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.*

*(...)"*.

Finalmente, el artículo 2 de la Ley 1430 de 2010, estableció una exención permanente de la obligación de pagar la contribución eléctrica, para los usuarios del tipo industrial, tal como se muestra a continuación:

*"Contribución Sector Eléctrico Usuarios Industriales. Modifíquese el parágrafo 2o y adiciónese un nuevo parágrafo al artículo 211 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 13 de la Ley 633 de 2000, el cual quedará así:*

*Parágrafo 2o. Para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.*

*Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente parágrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta.*

*A partir del año 2012, dichos usuarios no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.*

*Parágrafo 3o. Para los efectos del parágrafo anterior, el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores de los servicios públicos, a que se refiere el presente artículo, garanticen un adecuado control, entre las distintas clases de usuarios del servicio de energía eléctrica".*

De acuerdo con esto, las contribuciones a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica, administradas a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y

Redistribución de Ingresos -FSSRI, son aplicables para todo el consumo de energía eléctrica que registren los usuarios residenciales de estratos socioeconómicos 5 y 6, usuarios comerciales y algunos usuarios industriales que no se encuentren exentos; todos ellos ubicados en el Sistema Interconectado Nacional -SIN.

Además de las leyes antes señaladas, para la correcta aplicación de las contribuciones del FSSRI, se debe considerar la siguiente normatividad vigente:

- Decreto 1073 de 2015. “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”.
- Decreto 2860 de 2013. “Por el cual se reglamentan parcialmente los parágrafos 2° y 3° (adicionado por el artículo 2° de la Ley 1430 de 2010) del artículo 211 del Estatuto Tributario”.

En las Zonas No Interconectadas -ZNI no hay aplicación de contribuciones del FSSRI.

Una vez abordado el marco normativo de los subsidios y contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI, es pertinente hacer alusión a su relación con la demanda o consumo de energía reactiva, así:

En concordancia a lo establecido por la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, Entidad que administra el FSSRI, a través del oficio identificado con el radicado 2-2022-000328 del 12-01-2022, la demanda de energía reactiva ya sea inductiva o capacitiva, que es facturada al usuario, hará parte del costo de prestación del servicio de energía eléctrica y por tanto hará parte de la base para el cálculo y facturación de la contribución eléctrica. En materia de subsidios, señaló esa Oficina Asesora Jurídica que, al tratarse de una energía medida con una unidad (kVAr-h) diferente a la de la energía eléctrica activa (kW-h) y al no existir en la normatividad algún consumo de subsistencia en términos de la energía reactiva, este consumo no puede ser objeto de subsidios; argumentando además que no tendría sentido subsidiar un tipo de energía que no es deseado en la red de distribución y cuya situación deseada es que sea controlada por los usuarios que la demandan. Así las cosas, las contribuciones del sector eléctrico aplican para todos los consumos de energía activa y reactiva de usuarios sujetos de esta, mientras que los subsidios solo se aplican a los consumos de energía activa de los usuarios beneficiarios para consumos menores o iguales al de subsistencia.



## **4. Análisis y resultados**

A partir de lo estudiado en los capítulos anteriores en cuanto a condiciones técnicas y regulatorias actuales relacionadas con los cobros por energía reactiva a usuarios finales, en este capítulo se reúnen estos resultados, cuyo análisis finalmente permitirá establecer recomendaciones que la regulación deba considerar para la efectiva aplicación de cobros, subsidios y contribuciones en el país.

### **4.1 Análisis de la facturación**

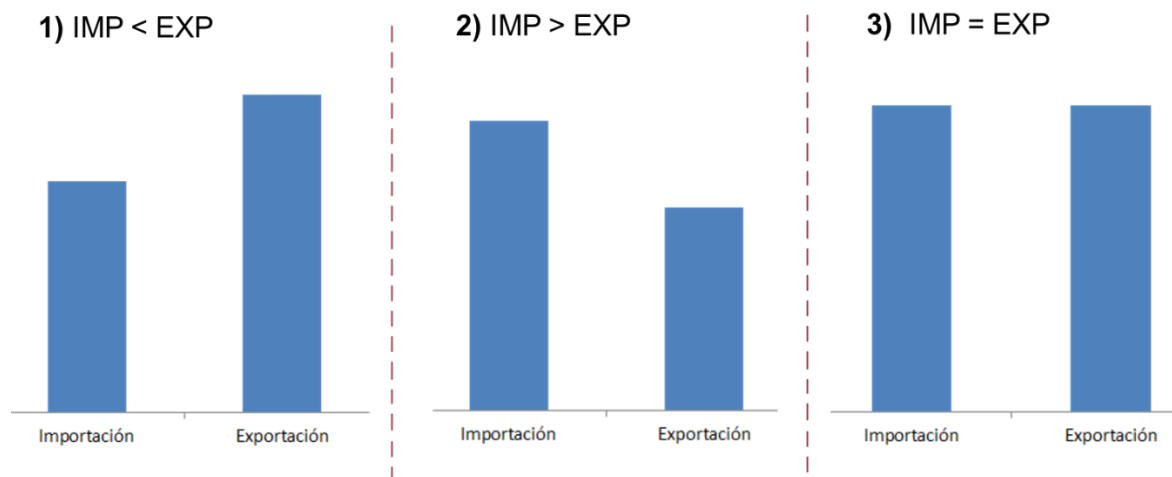
Con base en lo expuesto en el capítulo anterior, se puede decir que el caso más general que se puede considerar en el contexto colombiano para analizar la liquidación de cobros o pagos a un usuario del servicio público de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, es el caso del usuario autogenerador. Este puede representar a la mayoría de los usuarios que tiene el sistema eléctrico colombiano, ya sean residenciales, industriales o comerciales, y contempla las condiciones que recientemente la regulación adicionó, las cuales se relacionan con la posibilidad de no solo consumir energía activa sino también de entregarla a la red.

Teniendo esto en cuenta, en el análisis a continuación se describirá el proceso de facturación para un usuario genérico del servicio de electricidad, tomando como base las condiciones posibles en un AGPE. Aquí es importante comenzar por señalar que los lineamientos regulatorios presentados anteriormente implican que este tipo de usuarios cuente con medidor de energía bidireccional calibrado en los cuatro cuadrantes, es decir que puede medir y registrar tanto la energía activa como reactiva, ya sea consumida por el usuario desde la red o entregada por el usuario, y además estos registros deberán ser tomados y analizados con resolución horaria.

En adición a lo anterior, para cualquier usuario en estas condiciones se podrá aplicar el cobro por energía reactiva explicado en el capítulo anterior, al ser posible comparar y

analizar hora a hora los consumos de reactiva (inductiva) y las inyecciones (capacitiva) frente a la importación o consumo de activa. Se debe recordar entonces que tiene lugar el cobro para la energía inductiva que supere el 50% de la importación de activa en un periodo horario, y el de la capacitiva siempre que se presente.

Así pues, la liquidación de los consumos y ventas de energía se pueden determinar de la manera indicada por la regulación, particularmente la Resolución CREG 174 de 2021, se pueden dar los siguientes escenarios para un usuario cualquiera en función de la energía activa:



**Figura 5.** Escenarios posibles de facturación para usuarios del servicio de electricidad AGPE. **Fuente:** Elaboración propia.

Como es de esperarse, habrá momentos en los que el usuario consume energía desde la red (importación) debido a que su sistema de generación no está produciendo en ese momento o a que la producción no es suficiente para cubrir los consumos de la instalación, y habrá momentos en los que el sistema de generación del usuario produzca más energía de la que está demandando, así que el excedente se va hacia la red (exportación). En la figura 5 se muestran a modo de ejemplo los totales de energía importada y exportada por un usuario, las cuales son el producto de las sumas de manera separada de los registros horarios para la importación y la exportación de energía registradas por el medidor bidireccional.



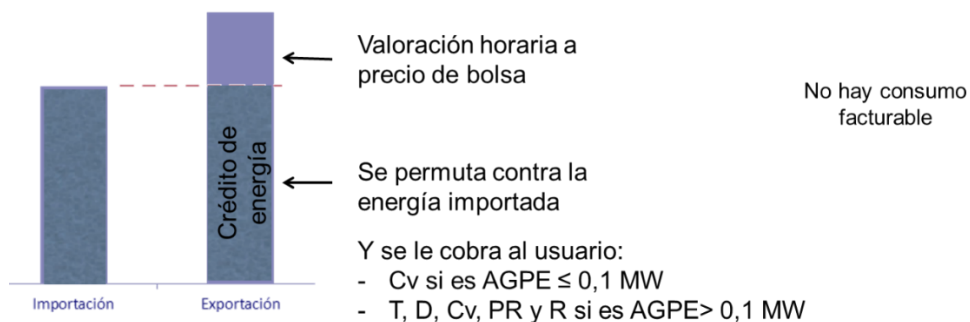
Se pueden presentar entonces 3 casos, en función de la importación y exportación que se exponen a continuación, partiendo de los siguientes presupuestos para el ejemplo a ser analizado:

- El consumo mensual promedio del usuario del ejemplo antes de implementar el sistema de autogeneración era de 520 kWh-mes.
- Sin embargo, para el análisis se requiere información de consumo con resolución horario de al menos doce meses para conocer las condiciones de mayores y menores consumos a lo largo de un año.
- Los valores de consumo del usuario con resolución horaria fueron suministrados por parte del comercializador de energía eléctrica que atiende el cliente (antes y después de constituirse como AGPE), información que es aportada al usuario junto con la facturación mensual.
- El sistema solar fotovoltaico instalado para el ejemplo es de 4,2 kWp de capacidad.
- El comercializador para disponer de la información de consumo con resolución horaria se apoya en el sistema de medición que registra y almacena datos tanto de energía activa como reactiva.
- El medidor antes de constituirse como AGPE era solo de una dirección (importación) y posterior a la constitución como AGPE fue reemplazado por uno bidireccional que mide importación y exportación de energía activa y reactiva.
- Ambos sistemas de medida permiten extraer informes en diversos formatos con los datos de potencia y energía requeridos.
- Así mismo, el inversor del sistema también permite obtener la información de producción del sistema solar fotovoltaico con resolución horaria.

Una vez brindadas tales claridades, pasamos a explorar los tres casos que pueden darse dependiendo de la relación entre las importaciones y las exportaciones de energía activa en un ciclo de facturación:

### **1) Importación menor que exportación**

Si el total acumulado de energía registrada con dirección hacia la red proveniente de las instalaciones del usuario es mayor que la energía total que el usuario demandó de la red durante el periodo de facturación, toda la importación se permuta con una parte de la exportación igual en cantidad de energía, que llama créditos de energía. Es decir que habrá un excedente que se venderá al comercializador a precio de bolsa, pero no habrá un neto de consumos a facturar, por lo que también serán cero los subsidios que se apliquen al usuario en caso de que tenga las condiciones para contar con subsidios de consumo.



**Figura 6.** Diagrama de barras simbólico para AGPE con menor importación que exportación. **Fuente:** Elaboración propia.

En la tabla siguiente se ejemplifica este escenario, el cual se ha simplificado a 12 periodos horarios para el periodo de facturación, pero el procedimiento de liquidación aplica igual que si se consideraran el total de horas del mes o periodo de facturación real.

HORA	ACTIVA IMPORTACIÓN	ACTIVA EXPORTACION	REACTIVA IMPORTACIÓN	REACTIVA EXPORTACIÓN	PRECIO BOLSA	COMPRAS AL AGPE	INDUCTIVA PENALIZAR
1	12,00	19,00	1,00	0,90	195,00	0,00	0,00
2	15,00	0,00	2,00	0,50	189,00	0,00	0,00
3	10,00	24,00	1,10	0,60	219,00	0,00	0,00
4	18,00	22,00	1,00	0,00	201,00	0,00	0,00
5	8,00	8,00	2,00	0,10	180,00	0,00	0,00
6	17,00	0,00	1,60	0,00	266,00	0,00	0,00
7	4,00	29,00	1,90	0,50	208,00	0,00	0,00
8	13,00	11,00	0,20	0,30	217,00	0,00	0,00
9	11,00	0,00	2,00	0,20	192,00	0,00	0,00
10	7,00	25,00	3,00	1,90	199,00	8,00	0,00
11	5,00	22,00	2,80	2,50	185,00	22,00	0,30
12	10,00	3,00	2,00	1,20	205,00	3,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>130,00</b>	<b>163,00</b>	<b>20,60</b>	<b>8,70</b>		<b>33,00</b>	<b>0,30</b>

Los resultados a facturar entonces serían los siguientes, teniendo en cuenta cargos estimados o simbólicos, pero homogéneos para el resto de los escenarios:

Importación: 130 kWh - Exportación: 163 kWh - Exp1: 130 kWh - Exp2 33 kWh, - CU: \$660/kWh - D: \$240/kWh

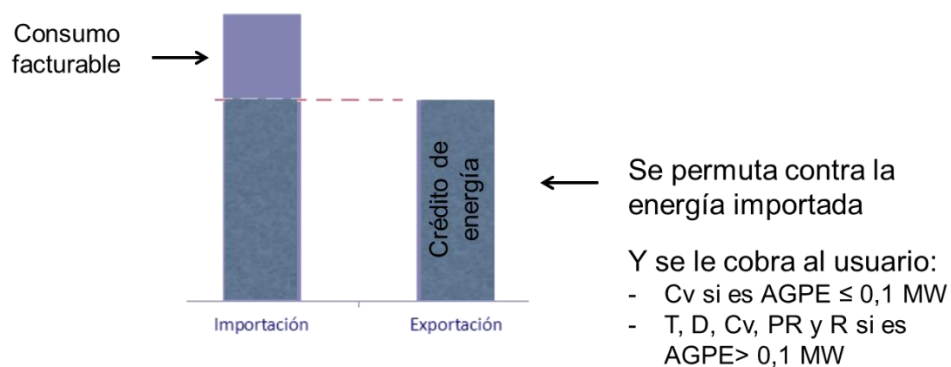
Concepto	kWh	Valor \$
Crédito de energía	130	11.830
Consumo activa	0	0
Energía reactiva	9	2.160
Compra excedentes AGPE	33	-6.277
<b>Total</b>		<b>7.713</b>

De donde se destaca el hecho de que el usuario deberá pagar por la energía reactiva, especialmente capacitiva, lo cual muy posiblemente antes no tenía incluido en sus cobros. Además, se debe tener en cuenta que esta condición se presenta constantemente en los AGPE reales y a razón de eso, la variable que influye en el cobro por energía reactiva aumentará este concepto mes a mes luego de que el usuario lleve un año presentando facturación de reactiva, acorde a la Resolución CREG 015 de 2018. Vale anotar que todos estos valores liquidados como cobros para el usuario aplican contribución si el usuario está clasificado para aplicar a contribuciones.

Además, respecto a la facturación de energía reactiva inductiva, es sencillo notar que posiblemente el usuario no habría tenido que pagar por ella en ningún periodo del ejemplo si no tuviera instalado el sistema de generación. Es decir que la autogeneración disminuye

los consumos netos del usuario, que es lo que este último espera para poder tener reducciones en su factura, pero esto hace que la cantidad de activa importada con la que se compara la reactiva sea menor y por lo tanto menor el umbral en el que la inductiva se empieza a cobrar.

## 2) Importación mayor que exportación.



**Figura 7.** Diagrama de barras simbólico para AGPE con mayor importación que exportación. **Fuente:** Elaboración propia.

Si el total de energía importada durante el periodo de facturación es mayor que el de exportación, el usuario consumió en total más de lo que pudo generar y deberá comprarlo de la red. Una parte de la importación se cruza con la exportación total en forma de créditos de energía, mientras que el resto es el consumo facturable, y representa un ahorro frente el caso en el que no se presentara generación (es decir frente a un consumidor convencional).

HORA	ACTIVA IMPORTACIÓN	ACTIVA EXPORTACION	REACTIVA IMPORTACIÓN	REACTIVA EXPORTACIÓN	PRECIO BOLSA	COMPRAS AL AGPE	INDUCTIVA PENALIZAR
1	12,00	19,00	1,00	0,90	195,00	0,00	0,00
2	15,00	0,00	2,00	0,50	189,00	0,00	0,00
3	10,00	24,00	1,10	0,60	219,00	0,00	0,00
4	18,00	22,00	1,00	0,00	201,00	0,00	0,00
5	8,00	8,00	2,00	0,10	180,00	0,00	0,00
6	17,00	0,00	1,60	0,00	266,00	0,00	0,00
7	4,00	29,00	1,90	0,50	208,00	0,00	0,00
8	13,00	11,00	0,20	0,30	217,00	0,00	0,00
9	11,00	0,00	2,00	0,20	192,00	0,00	0,00
10	7,00	0,00	3,00	1,90	199,00	0,00	0,00
11	5,00	0,00	2,80	2,50	185,00	0,00	0,30
12	10,00	3,00	2,00	1,20	205,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>130,00</b>	<b>116,00</b>	<b>20,60</b>	<b>8,70</b>		<b>0,00</b>	<b>0,30</b>

En este caso, se eliminaron algunas exportaciones de energía activa como si el generador hubiese estado apagado, con el fin de que ahora sea mayor la importación que la exportación en el periodo a facturar. Los resultados obtenidos se presentan a continuación, y se resalta que, a diferencia del ejemplo anterior donde los subsidios se dejan de aprovechar, en este caso las contribuciones se aplican si es el caso del usuario y ahora incluyen también la energía reactiva.

Importación: 130 kWh - Exportación: 116 kWh - Exp1: 116 kWh - Exp2: 0 kWh, - CU: \$660/kWh - D: \$240/kWh

Concepto	kWh	Valor \$
Crédito de energía	116	10.556
Consumo activa	14	9.240
Energía reactiva	9	2.160
Compra excedentes AGPE	0	0
<b>Total</b>		<b>21.956</b>

### 3) Importación igual que exportación

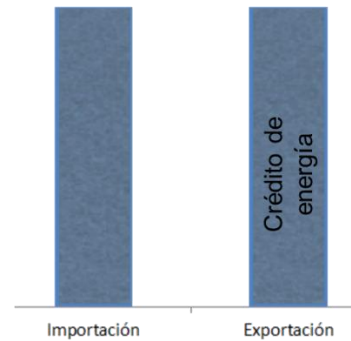
Dado el caso que la energía consumida desde la red sea igual a la entregada hacia esta, no habría consumo de energía activa para facturar o al cual aplicarle subsidios. No obstante, se realiza cobro de algunas componentes de la tarifa y se mantienen los cobros por reactiva.

50 Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

No hay consumo facturable ni venta de excedentes

Se le cobra al usuario:

- Cv si es AGPE  $\leq$  0,1 MW
- T, D, Cv, PR y R si es AGPE  $>$  0,1 MW



**Figura 8.** Diagrama de barras simbólico para AGPE con igual importación y exportación.

**Fuente:** Elaboración propia.

Los resultados para este escenario serían los siguientes:

HORA	ACTIVA IMPORTACIÓN	ACTIVA EXPORTACION	REACTIVA IMPORTACIÓN	REACTIVA EXPORTACIÓN	PRECIO BOLSA	COMPRAS AL AGPE	INDUCTIVA PENALIZAR
1	12,00	19,00	1,00	0,90	195,00	0,00	0,00
2	15,00	0,00	2,00	0,50	189,00	0,00	0,00
3	10,00	24,00	1,10	0,60	219,00	0,00	0,00
4	18,00	22,00	1,00	0,00	201,00	0,00	0,00
5	8,00	8,00	2,00	0,10	180,00	0,00	0,00
6	17,00	0,00	1,60	0,00	266,00	0,00	0,00
7	4,00	29,00	1,90	0,50	208,00	0,00	0,00
8	13,00	11,00	0,20	0,30	217,00	0,00	0,00
9	11,00	0,00	2,00	0,20	192,00	0,00	0,00
10	7,00	7,00	3,00	1,90	199,00	0,00	0,00
11	5,00	7,00	2,80	2,50	185,00	0,00	0,30
12	10,00	3,00	2,00	1,20	205,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>130,00</b>	<b>130,00</b>	<b>20,60</b>	<b>8,70</b>		<b>0,00</b>	<b>0,30</b>

Importación: 130 kWh - Exportación: 130 kWh - Exp1: 130 kWh - Exp2: 0 kWh, - CU: \$660/kWh - D: \$240/kWh – Cv: \$91/kWh

	kWh	Valor \$
Crédito de energía	130	11.830
Consumo activa	0	0
Energía reactiva	9	2.160
Compra excedentes AGPE	0	0
<b>Total</b>		<b>13.990</b>

En este caso, las contribuciones serían aplicadas según las características del cliente para los conceptos facturados.

## 4.2 Recomendaciones generales

Con base en los ejercicios realizados en este capítulo y teniendo en consideración lo estudiado en los capítulos anteriores en cuanto a condiciones tanto técnicas como regulatorias que están asociadas a los cobros que actualmente existen en Colombia para la energía reactiva, así como los beneficios o subsidios, y las contribuciones, es claro que varios aspectos pueden ser mejorados por la regulación para lograr una caracterización más adecuada de los esquemas asociados al tema de reactivos. A continuación, se resumen algunas ideas que podrían ser evaluadas por el regulador:

Teniendo en cuenta que los usuarios residenciales, y posiblemente la mayoría de los usuarios comerciales, no cuenten con instalaciones complejas y elevado uso de máquinas que requieran grandes cantidades de reactivos, y mucho menos equipos de compensación, se requiere que este tipo de usuarios sean diferenciados en la forma de aplicar los cobros por reactiva.

El factor M debe retirarse o modificarse en la fórmula de cobro de reactiva para estos usuarios, ya que difícilmente pueden contar con las características técnicas y económicas para implementar compensaciones efectivas, por lo que podría ser muy difícil que la mayoría de los usuarios no persistan en los excesos de reactiva (según los límites actuales) a lo largo del tiempo.

Se debe incentivar a los operadores de red para incluir elementos de compensación en sus redes con destino a instalaciones domésticas, de tal manera que sean considerados activos con remuneración y así no deban recargar sobre los usuarios la responsabilidad de instalación de compensación.

Si bien la energía reactiva por su naturaleza no debe ser incentivada o subsidiada, se recomienda anexas a la legislación sobre contribuciones, las exenciones para los cobros que se deriven de energía reactiva, toda vez que estos cobros se asumen como penalidad.

Se debe modificar el cobro de energía reactiva con base en la regulación de AGPE, ya que la disminución de consumos que se busca con este tipo de usuarios conlleva a que haya

52      Análisis técnico, regulatorio y financiero del cobro por la demanda de energía reactiva a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia, incluyendo lo concerniente a los subsidios y contribuciones que estén asociados con la demanda de este tipo de energía

---

mayores cobros de reactiva, ya que la reactiva consumida se compara en cada periodo con la reducida activa importada.

Hay que tener en cuenta que los adelantos en la regulación asociada a temas de medición y de cobros por energía reactiva producirán rápidos y fuertes cambios en la percepción de los usuarios sobre su facturación, por lo que es recomendable implementar algún tipo de beneficio o incentivo desmontable que motive a los usuarios que sigan siendo susceptibles de empezar a pagar por reactivos, para que busquen estrategias de compensación.



## 5. Conclusiones y desarrollos futuros

### 5.1 Conclusiones generales

En esta tesis se estudiaron los principales aspectos que tienen relación con los cobros que la regulación del sector eléctrico suele contemplar para los usuarios por causa del consumo o posible inyección de energía reactiva a las redes de los sistemas de potencia. Esto permitió entender que existen razones fundamentadas en los impactos técnicos que estas condiciones pueden generar sobre las redes de transporte y suministro de electricidad, que además pueden llegar a cuantificarse como pérdidas económicas o restricciones. Se analizó también la manera en que se factura actualmente en Colombia la energía reactiva según los lineamientos regulatorios, con lo cual se identificaron oportunidades para apalancar el crecimiento del sector, teniendo presente sus principios de igualdad y eficiencia. De esto se desprenden las consideraciones presentadas a continuación, que en conjunto reúnen el objetivo general de este trabajo.

#### **Objetivo específico 1:**

*“Determinar los aspectos conceptuales y condiciones técnicas que justifican los cobros o incentivos en relación con la energía reactiva”.*

Se ha encontrado a lo largo de los estudios relacionados con la potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia, que sus principales impactos sobre las redes de transporte y suministro están relacionados con la ocupación de capacidad de transporte en las líneas o elementos de la red, así como con los posibles cambios en las tensiones en los nodos que pueden desencadenar en aumentos o disminuciones por fuera de los límites permitidos.

La potencia reactiva constituye una parte de la potencia total que un elemento demanda o produce, con la particularidad de no realizar trabajo, por lo que no constituye en realidad

un gasto energético y esto puede justificar que los usuarios no estén predispuestos a pagar por ella. En este sentido, el transporte de energía reactiva por las redes tiende a ser una condición indeseada, pues ocupa las redes de suministro que llevan más corriente para incluir esta componente de energía, en lugar de poder transportar mayor cantidad de energía activa o útil.

Debido a lo anterior, los operadores de red se ven afectados por los transportes excesivos de energía reactiva ya que limita la posibilidad de transportar la energía activa que los usuarios requieren, lo cual puede conllevar a necesidades de ampliación, y además deben asumir los costos de las pérdidas adicionales que los aumentos de corriente implican sobre las redes. No obstante, la causa de estas condiciones es principalmente la demanda o inyección de reactivos que las cargas en las instalaciones de los usuarios producen cuando no están debidamente compensadas, por lo que es natural que se tienda a buscar maneras de trasladar los costos a dichos usuarios.

Adicionalmente, debido a la naturaleza predominantemente inductiva de las redes de distribución o transmisión, la demanda de energía reactiva por parte de las cargas conectadas a los sistemas de potencia produce caídas de tensión significativas que hacen que dicha variable salga de los límites operativos preestablecidos, poniendo en riesgo la calidad y continuidad del suministro. En contraste, las inyecciones de potencia reactiva pueden ocasionar elevaciones de tensión que, potencialmente, pueden ser igualmente condiciones peligrosas y difíciles de controlar. Por esto, con el objetivo de mantener unas condiciones de operación técnicamente adecuadas, es importante que los usuarios tengan restricciones en las cantidades de potencia o energía reactiva que intercambian con la red.

Se evidencia la necesidad de que los usuarios, o al menos aquellos cuyos intercambios de reactivos con la red sean significativos en función de las características de esta, adopten estrategias para controlar sus reactivos, como por ejemplo la instalación de dispositivos de compensación. Pero se encuentra también que estos mecanismos son efectivos desde el punto de vista técnico y pueden representar maneras sencillas de producir o consumir localmente la energía reactiva para evitar así que tenga que ser consumida desde la red o inyectada hacia esta.

**Objetivo específico 2:**

*“Revisar criterios regulatorios relacionados con los cobros a usuarios por consumo o entrega de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano”.*

Se encontró que la regulación actual considera cobros estrictos para trasladar a los usuarios debido a los consumos o generaciones de energía reactiva en sus instalaciones. Si bien estos cobros toman sentido, tanto por los costos en los que incurren los operadores de red por tema de pérdidas, por limitaciones de las redes y necesidades de expansión, o por necesidades de control de tensión, hay que tener en cuenta que son severos y pueden generar gran impacto en los usuarios pequeños o residenciales especialmente, ya que no están acostumbrados a gestionar sus consumos de reactivos y no cuentan con los conocimientos o tecnologías para ello.

Se evidencia entonces que la regulación sobre el cobro de reactivos no está pensada para los usuarios consumidores convencionales ni tampoco va en sintonía con los objetivos del sector, y especialmente con los objetivos y metas de la Ley 1715 de 2014 que busca apalancar el crecimiento de tecnologías de generación no convencional. Se encuentra incluso que los usuarios autogeneradores que suplan sus consumos por completo o en gran medida con sus propias fuentes de generación, se verán enfrentados a penalizaciones por reactivos que no podrán ser compensadas.

En cuanto a los subsidios y contribuciones, deben ser modificados a la par que la regulación avanza para apalancar temas de medición o asociados a la transición energética. Una legislación antigua aplicada al panorama más moderno del sector puede generar ineficiencias y desequilibrios entre beneficios y penalizaciones, que constituyen un papel vital en tema de servicios públicos.

**Objetivo específico 3:**

*“Establecer observaciones y recomendaciones para la regulación colombiana sobre cobros o subsidios con impacto en la facturación de energía reactiva para los usuarios del servicio público de energía eléctrica”.*

Finalmente, en esta tesis se reunieron algunos aspectos que desde la perspectiva del autor y considerando los elementos estudiados a lo largo del trabajo, la regulación debería tomar

en consideración para mejorar la aceptación de los usuarios frente a la percepción de los beneficios y cobros que asumen por el servicio público de electricidad, especialmente teniendo en cuenta que los cambios recientes en las políticas regulatorias les han llevado a percibir algunos cobros como nuevos, así como es el caso de la energía reactiva.

Se llegó a la conclusión de que se deben realizar adiciones y/o modificaciones a la regulación encargada indicar la metodología para cobro de la energía reactiva, de tal manera que diferencie a los usuarios teniendo en cuenta sus condiciones técnicas, sociales y económicas, para que el servicio siga siendo equitativo y las políticas eficientes.

También es necesario que la naturaleza de las contribuciones sea considerada en su aplicación, de tal manera que no implique la percepción de una penalización sobre otra penalización, desde el punto de vista de los usuarios. En complemento con los subsidios que no se aplican a ciertas condiciones de los usuarios en el panorama actual, se deben también eliminar las contribuciones o solventar su crecimiento debido a los nuevos cobros por reactivos.

## **5.2 Trabajos futuros**

A continuación se presentan propuestas de trabajos futuros partiendo de los temas abordados en el presente trabajo:

- Cuantificación de retornos de inversión por la instalación de dispositivos de compensación frente a las condiciones actuales y condiciones propuestas para el cobro de reactivos.
- Simulaciones técnicas adaptadas al caso colombiano para caracterizar los comportamientos, así posibles límites y estrategias operativas que permitan operar a los usuarios hasta ciertos límites sin instalar elementos de compensación.

- Análisis económicos y financieros que permitan cuantificar costos de oportunidad por la no facturación de reactivos frente a distintas sendas para el no cobro a los usuarios.
- Modelado de los costos e ingresos de la actividad de distribución incluyendo escenarios de distintos márgenes sin cobro de reactivos en las redes para encontrar límites adecuados que no afecten la actividad de distribución o transmisión.



## Referencias bibliográficas

- Abdelmotteleb, I., Gomez, T., & Chaves-Avila, J. P. (2017). Benefits of PV inverter volt-var control on distribution network operation. *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981098>
- Afkousi-Paqaleh, M., Abbaspour-Tehrani Fard, A., & Rashidinejad, M. (2010). Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues. *Electrical Engineering, 92*(6), 193–201. <https://doi.org/10.1007/s00202-010-0175-1>
- Akhtar, Z., Amir Alavi, S., & Mehran, K. (2018). Voltage Control in LV Networks Using Electric Springs with Coordination. *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2018-May*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/CCECE.2018.8447586>
- Albarracin, R., & Alonso, M. (2013). Photovoltaic reactive power limits. *12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2013*, 13–18. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2013.6549630>
- Amiel, I., Rajput, S., & Averbukh, M. (2021). Capacitive reactive power compensation to prevent voltage instabilities in distribution lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 131*, 107043. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107043>
- Arango-Manrique, A. (2011). *Caracterización del Esquema Remunerativo del Control de Tensión en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales.
- Begovic, M., Peerzada, A., Mohan, S., Balog, R., & Rohouma, W. (2019). Impact of Large Distributed Solar PV Generation on Distribution Voltage Control. *Proceedings of the 52nd Hawaii International Conference on System Sciences*, 3473–3482. <https://doi.org/10.24251/hicss.2019.420>
- Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011). *Integration of Distributed Generation in the Power System*. John Wiley & Sons, Inc.
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2016a). Capability curve analysis of photovoltaic generation systems. *Solar Energy, 140*, 255–264. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.014>

- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2016b). Reactive power capability analysis of a photovoltaic generator for large scale power plants. *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, 1–6. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0574>
- Calvas, R. (2010). *Cuaderno Técnico N° 141 Las perturbaciones eléctricas en BT*. <http://www.schneider-electric.com.co>
- Ceylan, O., Liu, G., & Tomsovic, K. (2018). Coordinated distribution network control of tap changer transformers, capacitors and PV inverters. *Electrical Engineering*, *100*(2), 1133–1146. <https://doi.org/10.1007/s00202-017-0563-x>
- Chapman, S. J. (2012). *Electric machinery fundamentals* (5th ed.). McGraw Hill.
- Chen, T., Cheng, C., Cheng, H., Wang, C., & Mi, C. (2022a). A Multi-Load Capacitive Power Relay System With Load-Independent Constant Current Outputs. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *37*(5), 6144–6155. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2021.3123542>
- Chen, T., Cheng, C., Cheng, H., Wang, C., & Mi, C. C. (2022b). Load-Independent Power-Repeater Capacitive Power Transfer System With Multiple Constant Voltage Outputs. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *10*(5), 6358–6370. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2022.3180029>
- Resolución No. 030 de 2018, (2018).
- Crismatt Campillo, Y. M. (2010). *ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA Y DISEÑO DEL BANCO DE CONDENSADORES PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR SEDE TERNERA*.
- Delgado Filho, M. A., F. T. S. Araújo, N. M., Maia, F. P., & Medina Tapia, G. I. (2018). A Brief Review on the Advantages, Hindrances and Economic Feasibility of Stirling Engines As a Distributed Generation Source and Cogeneration Technology. *Revista de Engenharia Térmica*, *17*(1), 49. <https://doi.org/10.5380/reterm.v17i1.62258>
- Demirok, E., González, P. C., Frederiksen, K. H. B., Sera, D., Rodriguez, P., & Teodorescu, R. (2011). Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids. *IEEE Journal of Photovoltaics*, *1*(2), 174–182. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2011.2174821>
- Dong, B., Chen, Y., Lian, J., & Qu, X. (2022). A Novel Compensation Circuit for Capacitive Power Transfer System to Realize Desired Constant Current and Constant Voltage Output. *Energies*, *15*(4), 1523. <https://doi.org/10.3390/en15041523>
- Duque Sánchez, J. P. (2003). *Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos*.



- Edminister, J. A. (1965). *Circuitos Eléctricos*.
- El-Ela, A. A. A., El-Sehiemy, R. A., & Abbas, A. S. (2018). Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation and Capacitor Banks in Distribution Systems Using Water Cycle Algorithm. *IEEE Systems Journal*, 12(4), 3629–3636. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2018.2796847>
- Fernanda, P., & Valdes, G. (2018). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ZONALES Y PROPUESTA DE CRITERIOS PARA LA COMPENSACIÓN EN SUBESTACIONES AT/MT*. Universidad de Chile.
- Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., Gorla, N. B. Y., Bieri, M., Reindl, T., & Srinivasan, D. (2019). Reactive Power Cost From PV Inverters Considering Inverter Lifetime Assessment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(2), 738–747. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2846544>
- Gandhi, O., Rodriguez-Gallegos, C. D., Reindl, T., & Srinivasan, D. (2018). Locally-determined Voltage Droop Control for Distribution Systems. *International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia 2018*, 2(1), 425–429. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2018.8467784>
- Garozzo, D., Tina, G. M., & Sera, D. (2018). Comparison of the reactive control strategies in low voltage network with photovoltaic generation and storage. *Thermal Science*, 22, 887–896. <https://doi.org/10.2298/TSCI170814022G>
- Gers, J. M. (2013). *Distribution System Analysis and Automation* (1st ed.). The Institution of Engineering and Technology. <https://doi.org/10.1049/PBPO068E>
- Hou, J., Chen, Q., Zhang, L., Xu, L., Wong, S.-C., & Tse, C. K. (2022). Compact Capacitive Compensation for Adjustable Load-Independent Output and Zero-Phase-Angle Input for High Efficiency IPT Systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 10(4), 4923–4936. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2022.3140593>
- Hwang, J., & Lim, S. (2017). *Current Measurement based Reactive Power Control to Mitigate Overvoltage of Primary Distribution Line*. 66(11), 1547–1553.
- Jahangiri, P., & Aliprantis, D. C. (2013). Distributed Volt/VAr control by PV inverters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3429–3439. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2256375>
- Ji, H., Wang, C., Li, P., Ding, F., & Wu, J. (2019). Robust Operation of Soft Open Points in Active Distribution Networks With High Penetration of Photovoltaic Integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(1), 280–289. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2833545>

- Kakran, S., & Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(July 2017), 524–535. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.045>
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control* (M. Hill, Ed.).
- Kwac, J., & Rajagopal, R. (2013). Demand response targeting using big data analytics. *Proceedings - 2013 IEEE International Conference on Big Data, Big Data 2013*, 683–690.
- Li, L., Hu, Z., Hu, M., Zheng, J., Zhu, L., He, L., & Zhang, C. (2012). HGPSO based reactive power optimization of distribution network with photovoltaic generation. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 20110141110032*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2012.6307198>
- Lian, J., & Qu, X. (2022). An LCLC-LC-Compensated Capacitive Power Transferred Battery Charger With Near-Unity Power Factor and Configurable Charging Profile. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58(1), 1053–1060. <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3089448>
- Lopes, J. A. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, 77(9), 1189–1203. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>
- Malekpour, A. R., Pahwa, A., & Das, S. (2013). Inverter-based var control in low voltage distribution systems with rooftop solar PV. *45th North American Power Symposium, NAPS 2013*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2013.6666860>
- Mohassel, R. R., Fung, A., Mohammadi, F., & Raahemifar, K. (2014). Electrical Power and Energy Systems A survey on Advanced Metering Infrastructure. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63, 473–484. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.025>
- Momeneh, A., Castilla, M., Miret, J., Martí, P., & Velasco, M. (2016). Comparative study of reactive power control methods for photovoltaic inverters in lowvoltage grids. *IET Renewable Power Generation*, 10(3), 310–318. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0402>
- Nilsson, J. W., Emerito, P., Riedel, S. A., Vuelapluma, T., Mexico, M. •, Santafe De Bogota, •, Buenos, •, Caracas, A. •, Lima, •, Montevideo, •, San, •, San, J., Santiago, J. •, Sao, •, & White Plains, P. •. (2005). *CIRCUITOS ELECTRICOS*.
- Ramírez Castaño, S., & Cano Plata, E. A. (2006). *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica* (1st ed.). Universidad Nacional de Colombia.

- Ramírez, S. (2009). Redes de distribución de energía. In *Redes de distribución de energía*. Universidad Nacional de Colombia. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6938875>
- Rey Sizalima, Y. I. (2022). *PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS N-1*.
- Safayet, A., Fajri, P., & Husain, I. (2017). Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(6), 5786–5794. <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741925>
- Schiavo, J. (2016). *Distributed Energy Can Lead to Smarter Grid Planning*.
- Shah, N., & Chudamani, R. (2012). Grid interactive PV system with harmonic and reactive power compensation features using a novel fuzzy logic based MPPT. *2012 IEEE 7th International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIIS 2012*, 1, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICIIIS.2012.6304830>
- Smith, J. W., Sunderman, W., Dugan, R., & Seal, B. (2011). Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2011.5772598>
- Wang, Y., Zhang, H., & Lu, F. (2022a). Review, Analysis, and Design of Four Basic CPT Topologies and the Application of High-Order Compensation Networks. In *IEEE Transactions on Power Electronics* (Vol. 37, Issue 5, pp. 6181–6193). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2021.3131625>
- Wang, Y., Zhang, H., & Lu, F. (2022b). Capacitive Power Transfer With Series-Parallel Compensation for Step-Up Voltage Output. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 69(6), 5604–5614. <https://doi.org/10.1109/TIE.2021.3091925>