

Diseño de un sistema solar fotovoltaico con compensación de energía reactiva inductiva para la asociación de mercado “ASOMERCADE” en Bucaramanga.

PRESENTADO POR

Juan Esteban Quintero Guzman

Hector Sebastian Peñaranda Pita

Trabajo de investigación para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Manuel José Ortiz Rangel

Magister en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Co-Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T)

Bucaramanga

2026

**Tabla de contenido**

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Introducción .....                                                      | 8  |
| 1. Conceptos Previos .....                                              | 10 |
| 2. Registro Histórico Del Consumo.....                                  | 11 |
| 3. Levantamiento Y Verificación De La Infraestructura Eléctrica .....   | 13 |
| 4. Obtención De Datos Meteorológicos A Partir De The Power .....        | 18 |
| 5. Diseño Del Sistema Solar Fotovoltaico.....                           | 19 |
| 5.1 Dimensionamiento del SSFV.....                                      | 19 |
| 5.2 Relación energética del SSFV .....                                  | 21 |
| 5.3 Adecuación de los paneles .....                                     | 22 |
| 5.4 Sistema de puesta a tierra .....                                    | 26 |
| 5.5 Selección de tubería .....                                          | 27 |
| 5.6 Selección de protecciones termomagnéticas.....                      | 27 |
| 5.7 Selección de conductores .....                                      | 28 |
| 5.7.1 Conductor DC.....                                                 | 28 |
| 5.7.2 Conductor AC.....                                                 | 29 |
| 5.7.3 Conductor puesta tierra .....                                     | 29 |
| 5.8 Planos de diseño .....                                              | 30 |
| 6. Identificación De Penalizaciones Por Energía Reactiva Inductiva..... | 30 |
| 7. Dimensionamiento Del Banco De Capacitores .....                      | 32 |
| 8. Presupuesto Por Cantidades.....                                      | 36 |
| 9. Estimación De Ahorro .....                                           | 36 |
| 10. Beneficios Tributarios.....                                         | 39 |
| 11. Conclusiones .....                                                  | 41 |
| 12. Recomendaciones .....                                               | 42 |
| Referencia Bibliográficas .....                                         | 43 |
| Lista de Apéndices.....                                                 | 5  |

Lista de tablas

**Tabla 1.** *Ramificación de circuitos ASOMERCADE* ..... 17

**Tabla 2.** *Especificaciones técnicas del panel JAM72D40-590LB* ..... 19

**Tabla 3.** *Especificación técnica por string*..... 20

**Tabla 4.** *Simulación del flujo energético ASOMERCADE* ..... 22

**Tabla 5.** *Conceptos de cobro en la factura de energía* ..... 36

**Tabla 6.** *Valor reconocido al cliente por autoconsumo, exportación tipo 1 y 2*..... 37

**Tabla 7.** *Resumen de ahorro mensual y anual previsto por el SSFV en ASOMERCADE* ..... 37

**Tabla 8.** *Ahorro mensual y anual previsto por el sistema de banco de condensadores*..... 38

### Lista de figuras

|                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1.</b> Consumo histórico de ASOMERCADE .....                                                          | 11 |
| <b>Figura 2.</b> Analizador FLUKE 435 serie II conectado al TGBT .....                                          | 12 |
| <b>Figura 3.</b> Perfil de consumo. ....                                                                        | 13 |
| <b>Figura 4.</b> Ubicación de ASOMERCADE .....                                                                  | 14 |
| <b>Figura 5.</b> Transformador de potencia. ....                                                                | 14 |
| <b>Figura 6.</b> Consulta de disponibilidad del transformador .....                                             | 15 |
| <b>Figura 7.</b> Medidor general de ASOMERCADE y protección principal ubicado en el gabinete. ...               | 16 |
| <b>Figura 8.</b> Tablero de distribución general de ASOMERCADE .....                                            | 16 |
| <b>Figura 9.</b> Estructura del techo de ASOMERCADE .....                                                       | 18 |
| <b>Figura 10.</b> Datos meteorológicos PVsyst .....                                                             | 19 |
| <b>Figura 11.</b> Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-20KTL-M3.....                                  | 20 |
| <b>Figura 12.</b> Configuración del sistema en PVsyst .....                                                     | 21 |
| <b>Figura 13.</b> Espacio disponible de ASOMERCADE .....                                                        | 22 |
| <b>Figura 14.</b> Ubicación de los paneles en la cubierta. ....                                                 | 23 |
| <b>Figura 15.</b> Inclinación de los paneles solares en la cubierta.....                                        | 24 |
| <b>Figura 16.</b> Frecuencia de sombreado en la cubierta de ASOMERCADE.....                                     | 24 |
| <b>Figura 17.</b> Frecuencia de sombre en la cubierta de ASOMERCADE.....                                        | 24 |
| <b>Figura 18.</b> Frecuencia de sombre en la cubierta de ASOMERCADE.....                                        | 25 |
| <b>Figura 19.</b> Proyección de sombras.....                                                                    | 25 |
| <b>Figura 20.</b> Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....                                        | 26 |
| <b>Figura 21.</b> Medición de resistencia.....                                                                  | 26 |
| <b>Figura 22.</b> Sistema de puesta a tierra. ....                                                              | 26 |
| <b>Figura 23.</b> Registro histórico de la energía consumida en ASOMERCADE .....                                | 30 |
| <b>Figura 24.</b> Mapa de calor del consumo de energía (kWh/día) y hora en ASOMERCADE .....                     | 32 |
| <b>Figura 25.</b> Inductivos registrados por día y hora en ASOMERCADE.....                                      | 32 |
| <b>Figura 26.</b> Inductivos penalizados por día y hora en ASOMERCADE .....                                     | 33 |
| <b>Figura 27.</b> Identificación de excedente para el día 15 .....                                              | 33 |
| <b>Figura 28.</b> Energía reactiva con posibilidad de penalización por efecto de la etapa de compensación ..... | 34 |
| <b>Figura 29.</b> Periodo no compensado por la configuración 2.....                                             | 35 |

### **Lista de Apéndices**

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional

- Apéndices A-** Memorias de cálculo
- Apéndices B-** Flujo energético
- Apéndices C-** Ocupación de ductos
- Apéndices D-** Cuadro de cargas y cálculo de regulación
- Apéndices E-** Matriz de riesgo
- Apéndices F-** Presupuesto cantidades
- Apéndices G-** Calculo de paneles
- Apéndices H-** Histórico de facturación
- Apéndices I-** Análisis de reactiva 1
- Apéndices J-** Análisis de reactiva 2
- Apéndices K-** Análisis de reactiva 3
- Apéndices L-** Análisis de reactiva 4
- Apéndices M-** Plano solar
- Apéndices N-** Plano Unifilar
- Apéndices O-** Estructura
- Apéndices P-** Ficha técnica panel
- Apéndices Q-** Ficha técnica inversor

### Resumen

**Título:** Diseño de un sistema solar fotovoltaico con compensación de energía reactiva inductiva para la asociación de mercado “ASOMERCADE” en Bucaramanga.

**Autor:** Héctor Sebastián Peñaranda Pita, Juan Esteban Quintero Guzman

**Palabras clave:** sistema solar fotovoltaico, autogeneración a pequeña escala, compensación de energía reactiva, factor de potencia, banco de compensación, eficiencia energética.

Este trabajo de grado presenta el diseño de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red y el dimensionamiento de un banco de compensación de energía reactiva inductiva, aplicados a la Asociación de Mercado Campesino Departamental (ASOMERCADE) en Bucaramanga, que enfrenta diversas problemáticas entre las que se destaca el alto costo por consumo de energía eléctrica. El estudio se fundamenta en el análisis del consumo eléctrico a partir de los registros de facturación con una ventana temporal cercana a los diez años, complementado con mediciones en sitio mediante el analizador de redes de marca Fluke 435 series II. Esta información permitió caracterizar los perfiles horarios de energías activa y reactiva, e identificar penalizaciones por exceso de energía reactiva inductiva conforme a la normativa colombiana.

Para el diseño del sistema se consideraron las condiciones operativas del sitio, la infraestructura eléctrica existente y las expectativas comunicadas por el presidente de la asociación de mercado departamental, Isidoro Lonche. Con base en ello, se seleccionó un arreglo fotovoltaico de 21,24 kWp, conformado por 36 módulos monocristalinos de 590 Wp, distribuidos en cuatro strings y acoplados a un inversor trifásico de 20 kW. La simulación energética y la evaluación del desempeño se realizaron con los softwares PVsyst y PV\*SOL.

Adicionalmente, se dimensionó un banco de compensación como alternativa para reducir los costos del servicio eléctrico, considerando la penalización recurrente evidenciada en los últimos diez años. Para ello se analizó el consumo horario de energía reactiva y se identificaron los intervalos penalizados. Se evaluaron distintas configuraciones, seleccionándose una alternativa híbrida con etapas fijas y variables, la cual reduce la penalización sin generar sobrecompensación capacitiva.

Finalmente, se efectuó una estimación económica del ahorro por reducción de energía activa importada y la mitigación de cobros asociados a la energía reactiva, además del aprovechamiento de beneficios tributarios establecidos en la legislación colombiana para proyectos de energías renovables. Los resultados evidencian que la solución propuesta es técnica y económicamente viable, contribuyendo a la eficiencia energética de ASOMERCADE y constituyendo un punto de partida para el mejoramiento de las condiciones de comercialización de los campesinos locales.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, y Telecomunicaciones. Director: Manuel José Ortiz Rangel, Magister en Ingeniería. Codirector: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Ingeniería.

### Abstract

**Title:** Design of a grid-connected photovoltaic solar system with reactive inductive power compensation for the market association “ASOMERCADE” in Bucaramanga.

**Authors:** Héctor Sebastián Peñaranda Pita, Juan Esteban Quintero Guzman

**Keywords:** photovoltaic solar system, small-scale self-generation, reactive power compensation, power factor, compensation bank, energy efficiency.

This undergraduate thesis develops the design of a grid-connected photovoltaic (PV) solar system and the sizing of an inductive reactive power compensation bank, applied to the Asociación de Mercado Campesino Departamental (ASOMERCADE) in Bucaramanga, which faces several challenges, notably high electricity consumption costs. The study is based on an analysis of electricity consumption using billing records over an approximately ten years period, complemented by on-site measurements with a Fluke 435 Series II power quality analyzer over seven days. This information made it possible to characterize hourly profiles of active and reactive energy and to identify penalties due to excessive inductive reactive energy, in accordance with Colombian regulations.

For the system design, the site's operating conditions, the existing electrical infrastructure, and the expectations communicated by the association's president, Isidoro Lonche, were considered. Based on this, a 21,24 kWp PV array was selected, consisting of 36 monocrystalline 590 Wp modules, arranged in four strings and coupled to a 20 kW three-phase inverter. Energy simulation and performance evaluation were carried out using PVsyst and PV\*SOL software.

Additionally, a compensation bank was sized as an alternative to reduce electricity service costs, considering the recurring penalties observed over the least ten years. To this end, the hourly reactive energy consumption was analyzed and penalized intervals were identified. Different compensation configurations were evaluated, and a hybrid alternative with fixed and variable stages was selected, as it reduces penalties without causing capacitive overcompensation.

Finally, an economic assessment was performed considering savings from reduced imported active energy and the mitigation of charges associated with reactive energy, as well as the use of tax incentives established in Colombian legislation for renewable energy projects. The results show that the proposed solution is technically and economically feasible, contributing to ASOMERCADE's energy efficiency and serving as a starting point for improving the marketing conditions of local farmers.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, y Telecomunicaciones. Director: Manuel José Ortiz Rangel, Magister en Ingeniería. Codirector: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Ingeniería.

## Introducción

Los centros mayoristas y plazas de mercado en Colombia representan pilares fundamentales del sistema de abastecimiento alimentario urbano. En estos espacios convergen productores, comercializadores y consumidores, dando lugar a dinámicas económicas de alta complejidad, esenciales para garantizar la seguridad alimentaria y la sostenibilidad de la economía campesina. En particular, estos entornos son los principales canales para la venta de alimentos frescos provenientes del campo colombiano, con estructuras comerciales que permiten ofrecer precios entre un 15 % y un 30 % menores que los grandes supermercados (Departamento Nacional de Planeación, 2022).

No obstante, estos centros enfrentan múltiples desafíos estructurales que limitan su capacidad para operar de manera eficiente. El documento Lineamientos Centrales para la Modernización de los Centros de Abasto, elaborado por el DNP (2022), advierte sobre las altas tasas de pérdida y desperdicio de alimentos, que pueden alcanzar hasta el 34 % en algunas categorías de productos, debido a deficiencias en refrigeración, logística, almacenamiento y suministro eléctrico (Departamento Nacional de Planeación, 2022). Estas pérdidas generan impactos económicos significativos para los campesinos, quienes no solo enfrentan una baja rentabilidad, sino también condiciones de precariedad laboral y de vida.

Además, los informes del DANE revelan que durante 2025 se registraron fuertes incrementos en los costos de insumos agrícolas como fertilizantes y concentrados, así como alta volatilidad en los precios mayoristas de productos agroalimentarios, con variaciones de hasta el 25 % en mercados regionales como Bucaramanga, Bogotá y Medellín (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2025) (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2025). Esto ha generado una creciente presión sobre los productores rurales, cuyas condiciones de venta están cada vez más sujetas a márgenes estrechos y a una mayor dependencia de intermediarios.

A nivel internacional, la expansión de la energía solar ha sido una respuesta estratégica ante estos desafíos económicos y ambientales. Según el informe más reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad solar fotovoltaica instalada globalmente alcanzó los 1.603 GW en 2024, lo que representó un crecimiento del 16,2 % respecto al año anterior. En América Latina, el aumento fue del 19,1 %, superando los 60 GW acumulados, mientras que Colombia se aproximó a los 1,5 GW, destacando por su avance en proyectos de autogeneración y esquemas comunitarios (International Renewable Energy Agency, 2025).



En el ámbito local, Bucaramanga presenta condiciones técnicas muy favorables para el aprovechamiento de energía solar. Un estudio realizado por Muñoz Maldonado, Acebedo Roncancio y Santamaría Saavedra (2019) identificó un promedio de irradiación solar diario superior a 5,0 kWh/m<sup>2</sup>, equivalente a más de 1.800 kWh/m<sup>2</sup>/año de energía aprovechable. Este potencial posiciona a la ciudad como una de las zonas con mejores condiciones del país para la instalación de sistemas fotovoltaicos urbanos (Muñoz Maldonado, Acebedo Roncancio, & Santamaría Saavedra, 2019).

En este contexto, la modernización energética de estos espacios comerciales se posiciona como una estrategia clave para mejorar su sostenibilidad económica y social. La implementación de sistemas de autogeneración con fuentes renovables, como los sistemas solares fotovoltaicos (SSFV), permite reducir significativamente los costos operativos, especialmente los asociados al consumo eléctrico para refrigeración, ventilación e iluminación. Este tipo de intervención se alinea con las políticas de transición energética y desarrollo rural del país, planteadas en los planes de gestión 2022–2024 del DNP, que promueven la integración de soluciones sostenibles en entornos de comercio campesino (Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2024).

Por otro lado, los centros de comercio (como ASOMERCADE en Bucaramanga) enfrentan penalizaciones económicas por el consumo excesivo de energía reactiva inductiva, debido al uso constante de motores, compresores y sistemas de refrigeración. Según la Resolución CREG 015 de 2018, cuando el factor de potencia cae por debajo de 0,90, los usuarios están sujetos a cobros adicionales por transporte de energía reactiva (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Esta situación representa un obstáculo adicional para la sostenibilidad financiera de la asociación.

Es por esta razón que, la integración de un sistema solar fotovoltaico con un sistema de compensación de energía reactiva mediante bancos de condensadores se plantea como una solución técnica con beneficios económicos adicionales. El primero permitirá reducir la dependencia del consumo de energía activa inyectada a la red y generar excedentes aprovechables mediante el esquema de autogeneración a pequeña escala (AGPE), mientras que el segundo corregirá el factor de potencia y evitará sanciones por energía reactiva.

Este proyecto tiene como objetivo diseñar un sistema de este tipo para ASOMERCADE, con el propósito de reducir los costos del servicio eléctrico, mejorar la eficiencia energética de la

instalación y fortalecer la sostenibilidad de un espacio vital para el comercio campesino local, promoviendo un modelo autónomo y ambientalmente responsable.

## **1. Conceptos Previos**

### **Definiciones**

Sistema solar fotovoltaico (SSFV): Conjunto de equipos que convierte radiación solar en electricidad.

Arreglo fotovoltaico: Conjunto total de módulos conectados para entregar una potencia instalada (kWp).

Módulo fotovoltaico: Panel que genera corriente continua (DC) a partir de la luz solar.

Potencia pico (Wp /o kWp): Potencia nominal del módulo o del sistema bajo condiciones estándar de prueba.

String: Cadena de módulos conectados en serie para sumar voltaje.

Inversor: Equipo que convierte DC en AC sincronizado con la red y gestiona el punto de máxima potencia.

Red eléctrica: Sistema de distribución que suministra energía al usuario y puede recibir excedentes del SSFV.

Orientación (azimut): Dirección hacia la que apuntan los módulos respecto al norte (p. ej., sureste).

Inclinación (tilt): Ángulo del módulo respecto a la horizontal; influye en la captación anual.

Sombreado: Reducción de la irradiancia sobre módulos por obstáculos; causa pérdidas energéticas.

Trayectoria solar: Recorrido aparente del Sol a lo largo del día y del año (altura y azimut).

Energía activa (kWh): Energía asociada al trabajo útil (iluminación, calor, movimiento); principal componente facturada.

Energía reactiva (kVARh): Energía asociada a campos eléctricos/magnéticos en cargas inductivas o capacitivas; puede generar penalizaciones.

Factor de potencia (FP): Relación entre la potencia activa y la potencia aparente; indica qué tan eficiente es el uso de la energía.

Banco de capacitores: Conjunto de capacitores (por etapas fijas/automáticas) usado para compensar reactiva inductiva y mejorar el FP.

## 2. Registro Histórico Del Consumo

Esta base fue obtenida mediante la recolección sistemática de facturas físicas y virtuales, disponibles tanto en los recibos mensuales entregados por el operador de red como en los archivos digitales suministrados en la plataforma virtual de la ESSA, para un total de 110 recibos. A partir de estas fuentes se recopiló información detallada del consumo de energía mes a mes durante un periodo aproximado de ocho años, lo que permitió consolidar una base amplia y representativa del comportamiento energético de la asociación de mercado.

Como se evidencia en los datos suministrados en el apartado de apéndice H, el consumo de energía no es constante en el tiempo, lo cual se puede explicar por el crecimiento en la actividad comercial y por cambios en los hábitos de uso energético de los establecimientos. Por esta razón, contar con una serie temporal extensa y confiable de datos permite identificar el consumo de energía eléctrica de cada mes para estimar patrones de uso críticos para la etapa de dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

**Figura 1.**

*Consumo histórico de ASOMERCADE.*



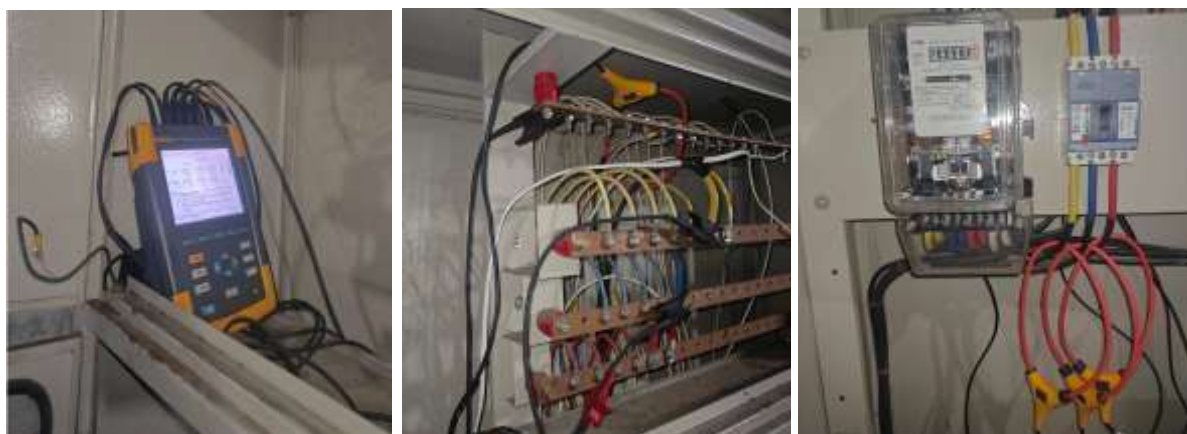
*Nota.* Facturas electrónicas tomadas del portal virtual de ESSA. Recuperado el 12 de enero de 2026. <https://www.essa.com.co/site/mi-factura/consulta-y-descarga-tu-factura/consulta-tu-factura>

### Registro Horario del Consumo Eléctrico

En proyectos de energía solar, el perfil de consumo sirve como entrada principal para definir tanto la capacidad instalada de los módulos fotovoltaicos como la necesidad de sistemas de almacenamiento y la integración eficiente con la red eléctrica convencional, para caracterizar con mayor precisión el perfil de consumo eléctrico de ASOMERCADE y así complementar el análisis realizado a partir de los registros históricos, se llevó a cabo una actividad de medición directa en sitio utilizando un analizador de red Fluke 435 Serie 2. El equipo fue instalado en el barraje principal de ASOMERCADE con la finalidad de monitorear el comportamiento del consumo energético en intervalos horarios durante un período continuo de siete días registrando datos de tensión, corriente, potencia, energía y FP con una frecuencia de diez segundos.

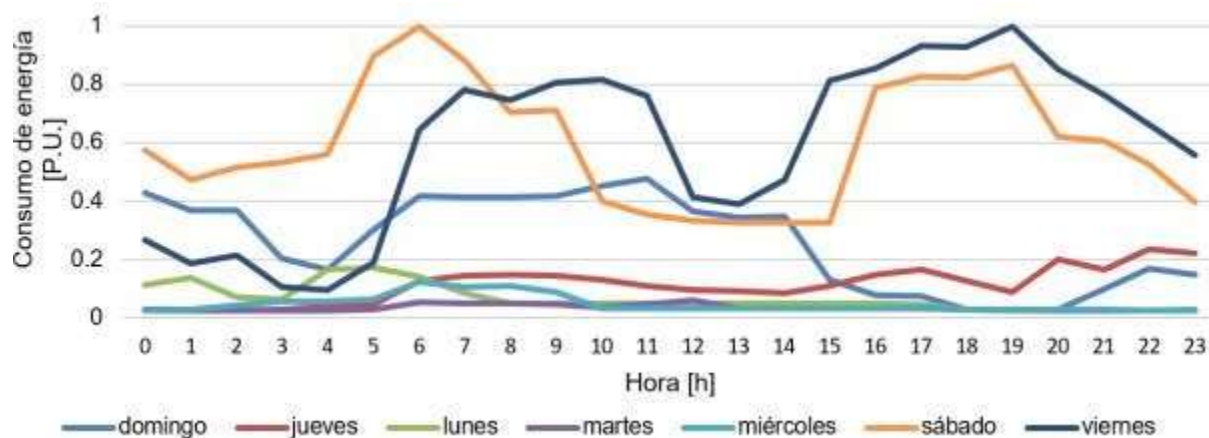
#### Figura 2.

*Analizador FLUKE 435 serie II conectado al TGBT.*



*Nota.* Montaje del analizador de redes en el barraje de la asociación

La generación de la curva de demanda a partir de estos datos constituye un insumo esencial para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, ya que, dicha curva permite identificar con claridad los períodos de mayor y menor demanda, además, permiten contrastarlas con la curva de generación esperada del sistema solar fotovoltaico (SSFV), lo cual es indispensable para estimar con precisión los valores de autoconsumo, exportación a la red (tipo 1 y tipo 2) y la importación de energía por parte de la red local.

**Figura 3.***Perfil de consumo.*

*Nota.* Perfil de consumo hora a hora en por-unidad según los días de la semana.

Según los datos obtenidos, se evidencia que, en los días de operación normal, el consumo comienza a aumentar entre las 05:00 a.m. y 06:00 a.m., coincidiendo con el inicio de las actividades comerciales y de preparación de los puestos, y alcanza sus valores más elevados durante la jornada diurna. Además, los picos de consumo se concentran principalmente entre las 05:00 a.m. y las 10:00 a.m., así como en un segundo periodo entre las 3:00 p.m. y las 8:00 p.m. En los días de operación como el viernes, sábado y domingo se evidencia una diferencia sustancial en el consumo energético en comparación a los días en donde la operación decrece.

### 3. Levantamiento Y Verificación De La Infraestructura Eléctrica

Se realizó la visita técnica a las instalaciones de la Asociación de Mercado Campesino Departamental "ASOMERCADE", con ello se llevó a cabo el levantamiento eléctrico con el fin de identificar la configuración de la infraestructura actual, los equipos principales de transformación, medición y distribución, así como las cargas presentes en las diferentes zonas de la plaza y posibles restricciones para el sistema:

#### Localización

ASOMERCADE tiene operación en el Parque Sol de los Estoraques, Tv Metropolitana, Bucaramanga, Santander

**Figura 4.**

*Ubicación de ASOMERCADE.*



*Nota.* Captura de pantalla de Google Maps, que muestra la ubicación de la Asociación de Mercado Campesino Departamental (ASOMERCADE). Consulta realizada el 18 de enero de 2026.

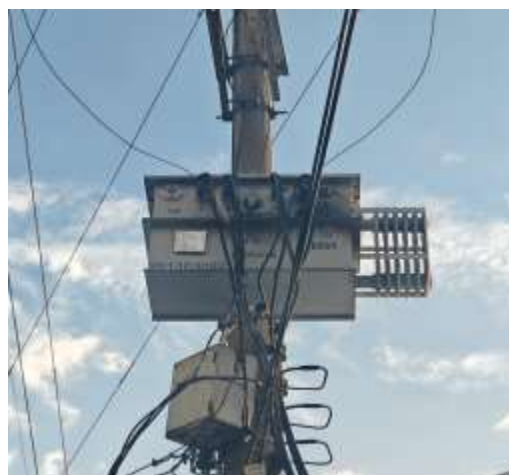
<https://maps.app.goo.gl/yMrK2vQbpkgcR6DK8>

**Descripción de la infraestructura**

El suministro de energía se realiza a través de un transformador de distribución de 75 kVA, propiedad de la Electrificadora de Santander (ESSA), que cuenta con la disponibilidad completa para la conexión de un SSFV. Por su parte, ESSA cumple su rol de operador de red y comercializador para ASOMERCADE.

**Figura 5.**

*Transformador de potencia.*



*Nota.* Transformador encargado de alimentar la demanda eléctrica de la asociación.

- Código de transformador: 0115282
- Código de apoyo: 1074288

**Figura 6.**

*Consulta de disponibilidad del transformador.*

| Punto de Conexión                     |           | Rangos de Disponibilidad            |                                                               |
|---------------------------------------|-----------|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Código Transformador                  | 0115282   | <input checked="" type="checkbox"/> | Ocupación de Autogeneración del Transformador                 |
| Código Apoyo Transformador            | 1074288   | <input checked="" type="checkbox"/> | Ocupación Energía Fotovoltaica Sin Almacenamiento             |
| Relación de Transformación            | 13200/220 | <input checked="" type="checkbox"/> | Ocupación Energía diferente a Fotovoltaica Sin Almacenamiento |
| Tensión de Conexión (V)               | 220       |                                     |                                                               |
| Capacidad Nominal Transformador (KVA) | 75        |                                     |                                                               |

*Nota.* Captura de pantalla del Mapa de disponibilidad de la Electrificadora de Santander (ESSA). Recuperado el 12 de enero de 2026. <https://geoportal.api-essa-electrosoftware.xyz/>.

A continuación, la acometida principal (trifásica) de ASOMERCADE llega hasta el tablero de distribución general mediante el uso de conductores de calibre 2 AWG Cu, pasando antes por el totalizador, el recorrido de la acometida desde este totalizador hasta el tablero general de baja tensión (TGBT) se realiza mediante vía subterránea.

Dentro del TGBT, se encuentran la protección principal y la frontera comercial de ASOMERCADE frente al operador; además, se identificaron múltiples medidores de control, utilizados para el seguimiento interno de los puestos de venta a los que se les suministra energía eléctrica.



**Figura 7.**

*Medidor general de ASOMERCADE y protección principal ubicado en el gabinete.*



*Nota. Medidor general de la plaza y Protección termomagnética del medidor.*

**Figura 8.**

*Tablero de distribución general de ASOMERCADE.*



*Nota. Medidores de control para el manejo interno del cobro por energía eléctrica.*

La distribución interna se realiza a través de canalizaciones que llevan la energía a las diferentes secciones de la plaza: carnes, pescados, pollo, quesos e iluminación general.

### **Cargas principales**

Se identificaron las siguientes cargas en operación:

- Iluminación general: aprox. 120 luminarias distribuidas por toda la plaza.
- Zona de carnes: 15 neveras.
- Zona de pescados: 4 vitrinas exhibidoras + 4 congeladores.



- Zona de pollos: 6 vitrinas exhibidoras.
- Zona de quesos: 5 vitrinas exhibidoras.

El mayor consumo corresponde a los equipos de refrigeración, que operan en régimen continuo para garantizar la conservación de los alimentos.

### Tableros de distribución

La distribución de los tableros existentes en la instalación eléctrica de ASOMERCADE se especifica en la Tabla 1.

**Tabla 1.**

*Ramificación de circuitos ASOMERCADE.*

| Tablero                                | # Ctos Fase A (Amarillo) | # Ctos Fase B (Azul) | # Ctos Fase C (Rojo) | Observaciones                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TPI – Tablero Principal Ilum.          | 5                        | 6                    | 6                    | Tablero tipo peine de 18 puestos trifásicos con protecciones termomagnéticas de 15 - 20 A, conductores de alimentación del tablero es 2 AWG y conductores de salida entre 12 AWG, 16 AWG |
| TDP – Tablero Distrib. parte izquierda | 5                        | 4                    | 4                    | Doce protecciones termomagnéticas de 30 A y una de 40 A (Po8), conductores de salida entre 10 AWG y 8 AWG                                                                                |
| TDP – Tablero Distrib. parte derecha   | 14                       | 12                   | 14                   | Circuitos monofásicos (8) y bifásicos (16), protecciones termomagnéticas de 30 - 40 A, conductores de salida entre 10 AWG y 8 AWG                                                        |

*Nota.* En esta se muestra cómo están repartidos los diversos circuitos ramales que se encuentran en las instalaciones de ASOMERCADE.

### Descripción de la edificación

La plaza corresponde a una estructura semiabierta, la cual está caracterizada por las siguientes particularidades:

- Estructura metálica (pórticos y correas de acero).
- Cubierta: material tipo telón, instalado en módulos sobre la estructura.
- Cerramientos: laterales abiertos, resueltos parcialmente con rejas y mallas de alambre, lo cual garantiza ventilación natural.

Estas condiciones favorecen la disipación de calor, pero también implican una mayor exposición de canalizaciones y tableros a factores ambientales externos, como la humedad, el polvo y el ingreso de fauna.

**Figura 9.**

*Estructura del techo de ASOMERCADE.*



*Nota.* Vista interior de la cubierta dispuesta para recibir el sistema fotovoltaico.

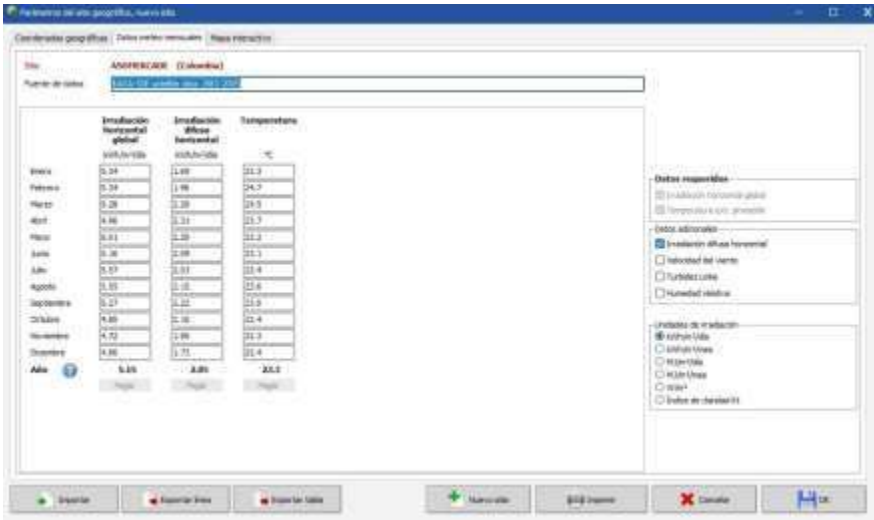
#### **4. Obtención De Datos Meteorológicos A Partir De The Power PROJECT DE LA NASA**

Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Project de la NASA (POWER NASA) es una plataforma desarrollada por la Earth Science Division de la NASA, en sus inicios se destinó para realizar investigaciones sobre el ciclo energético y del agua a nivel global, aunque con el tiempo se dejó a disposición del público con el fin de poder acceder a datos históricos y actuales de variables meteorológicas y energéticas obtenidos mediante observación satelital.

En el contexto de los sistemas solares fotovoltaicos, esta plataforma permite obtener información detallada sobre la radiación solar en sus componentes (global, directa y difusa), así como sobre variables climáticas como la temperatura ambiente, la humedad relativa y la velocidad del viento. Estos parámetros son fundamentales porque determinan el nivel de recursos energéticos disponibles en un lugar específico y las condiciones bajo las cuales operará. En este proyecto, se accede a la base de datos de la NASA mediante el software de PVsyst.

Figura 10.

Datos meteorológicos PVsyst.



Nota. Tomada del software PVsyst.

5. Diseño Del Sistema Solar Fotovoltaico

Las especificaciones técnicas y normativas respecto al diseño del sistema solar fotovoltaico se encuentran en el apartado de apéndice A.

5.1 Dimensionamiento del SSFV

Luego de completar los datos requeridos para el ingreso de la ubicación del lugar de estudio y la elección de la base meteorológica, como se explicó anteriormente, se avanzó al apartado del dimensionamiento del sistema fotovoltaico. En esta etapa se seleccionaron los módulos fotov5.1 oltaicos, considerando sus características eléctricas, su potencia nominal y su compatibilidad con el sistema propuesto. Se seleccionaron paneles solares de marca JASOLAR con una potencia de 590 Wp monocristalinos, altamente demandados en el sector comercial por sus características.

Tabla 2.

Especificaciones técnicas del panel JAM72D40-590LB.

| JAM72D40-590LB                        |       |
|---------------------------------------|-------|
| Potencia Máxima[W]                    | 590   |
| Voltaje de circuito abierto (Voc) [V] | 52    |
| Voltaje de máxima potencia (Vmp) [V]  | 43,41 |
| Corriente de cortocircuito (Isc) [A]  | 14,35 |

|                                        |        |
|----------------------------------------|--------|
| Corriente de máxima potencia (Imp) [A] | 13,59  |
| Eficiencia                             | 22,30% |

*Nota.* Información basada por la ficha técnica del panel del apéndice P

Debido al perfil de consumo característico de ASOMERCADE y los requerimientos expresados por los integrantes de la junta de la asociación de mercado, en donde, expresaron interés por un sistema capaz de generar un impacto significativo en la factura eléctrica, se optó por un sistema conformado por 36 módulos solares de 590 W cada uno, representando así una capacidad instalada total de 21,240 kW. Por esto, los 36 paneles solares se repartieron en cuatro strings de nueve paneles conectados en serie cada una, otorgando las características del sistema:

**Tabla 3.**

*Especificación técnica por string.*

| STRING 1-2-3-4                         |        |
|----------------------------------------|--------|
| #PANELES                               | 9      |
| Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]  | 468    |
| Voltaje de máxima potencia (Vmp) [V]   | 390,69 |
| Corriente de cortocircuito (Isc) [A]   | 14,35  |
| Corriente de máxima potencia (Imp) [A] | 13,59  |

*Nota.* parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos elegidos.

Con esta información general del arreglo de los paneles, se procede a la elección del inversor de potencia, siendo este el encargado de convertir las señales de tensión y corriente en DC a AC. Para este caso, se opta por el inversor SUN2000-20KTL-M3 de la marca HUAWEI, este inversor resalta en el mercado al pertenecer en la lista TIER ONE, dado su alto rendimiento, eficiencia y durabilidad. Las especificaciones técnicas se pueden observar en el apartado de apéndice Q.

**Figura 11.**

*Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-20KTL-M3.*

| SUN2000-20KTL-M3              |        |
|-------------------------------|--------|
| INPUT                         |        |
| Potencia Máxima [Wp]          | 30.000 |
| Voltaje Máximo [V]            | 750    |
| Corriente máxima por MMPT [A] | 26     |
| #MPPT                         | 4      |
| OUTPUT                        |        |

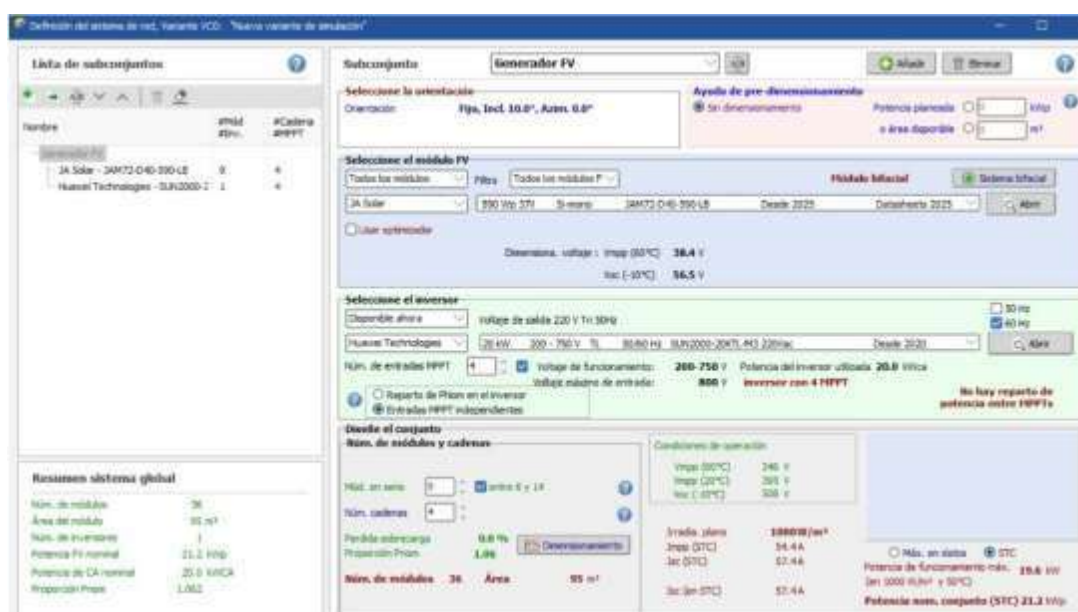
|                                |         |
|--------------------------------|---------|
| Potencia de salida [W]         | 20.000  |
| Tensión de salida [V]          | 120/208 |
| Corriente de salida máxima [A] | 63,2    |
| Frecuencia [Hz]                | 60      |

*Nota.* Información basada por la ficha técnica del inversor

Con la selección de los elementos anteriores, se procedió a incluirlos en los parámetros de PVsyst, como se evidencia en la Figura 13.

**Figura 12.**

*Configuración del sistema en PVsyst.*



*Nota.* Imagen tomada de PVsyst. Configuración de los arreglos entre los paneles y el inversor.

En el apartado de apéndice G, se comprueba la compatibilidad del arreglo de los string con el inversor.

Para obtener los datos de producción de energía hora-hora, se procede a elegir la opción de simulación avanzada, en donde, en el apartado de “archivo de salida” se selecciona la información que se quiere conocer y el tipo de formato para exportarla.

## 5.2 Relación energética del SSFV

En esta sección se contrasta la energía generada por el sistema solar fotovoltaico obtenida por los resultados de simulación de PVsyst y, el consumo presente de ASOMERCADE, para así determinar los valores de importación, autoconsumo, exportación tipo 1 y tipo 2, los cuales son de vital importancia identificar, ya que permite prever el panorama energético y económico que conllevaría la implementación del sistema.

**Tabla 4.***Simulación del flujo energético ASOMERCADE.*

| Mes        | Consumo (KW) | Generación (KW) | Importación (KW) | Autoconsumo (KW) | Exportación Tipo 1 | Exportación Tipo 2 |
|------------|--------------|-----------------|------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Enero      | 4.923,48     | 2.460,13        | 3.661,33         | 1.262,15         | 1.197,98           | 0                  |
| Febrero    | 4.803,36     | 2.242,00        | 3.599,99         | 1.203,37         | 1.038,63           | 0                  |
| Marzo      | 5.322,24     | 2.261,44        | 4.021,72         | 1.300,52         | 960,92             | 0                  |
| Abril      | 6.246,88     | 2.063,93        | 4.922,06         | 1.324,82         | 739,11             | 0                  |
| Mayo       | 4.923,76     | 2.030,73        | 3.775,36         | 1.148,40         | 882,33             | 0                  |
| Junio      | 6.217,88     | 2.153,20        | 4.860,51         | 1.357,37         | 795,83             | 0                  |
| Julio      | 5.203,48     | 2.237,48        | 3.880,37         | 1.323,11         | 914,37             | 0                  |
| Agosto     | 4.603,84     | 2.429,8         | 3.417,32         | 1.186,52         | 1.243,28           | 0                  |
| Septiembre | 5.484,96     | 2.167,53        | 4.166,87         | 1.318,09         | 849,44             | 0                  |
| Octubre    | 4.882,64     | 2.104,37        | 3.673,65         | 1.208,99         | 895,38             | 0                  |
| Noviembre  | 5.083,88     | 1.809,05        | 4.028,45         | 1.055,43         | 753,62             | 0                  |
| Diciembre  | 5.764,72     | 2.326,55        | 4.367,3          | 1.397,42         | 929,13             | 0                  |
| ANUAL      | 63.461,12    | 26.286,21       | 48.374,93        | 15.086,19        | 11.200,02          | 0                  |
| PORCENTAJE | 59%          | 41%             | 43%              | 57%              | 43%                | 0                  |

*Nota.* Elaboración propia. Simulación del flujo energético de ASOMERCADE con la implementación de un SSFV.

### 5.3 Adecuación de los paneles

Como parte del proceso de diseño del sistema fotovoltaico, se elaboraron los planos de localización y disposición de los equipos. Las zonas disponibles para la instalación de los equipos se identifican en la Figura 14, donde la zona resaltada en color rojo corresponde a la caseta disponible para albergar el tablero de distribución general, inversor y los tableros de protección, mientras que la zona resaltada en color verde corresponde a la estructura a dos aguas, con un área aproximada de 293 m<sup>2</sup>, destinada para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

**Figura 13.***Espacio disponible de ASOMERCADE.*

*Nota.* Imagen adaptada de Google Maps. Espacio disponible para la ubicación de los equipos; inversor, tablero DC, tablero AC y paneles solares.

En una primera etapa del diseño, se analizaron dos alternativas de distribución de los paneles fotovoltaicos sobre la cubierta a dos aguas, con el objetivo de identificar la configuración que mejor aprovechara el recurso solar disponible. Para este análisis se empleó el software de simulación PV\*SOL, debido a que su entorno de modelado 3D resulta más dinámico, lo que permite diseñar de manera detallada la geometría de la edificación y de los elementos del entorno, facilitando la evaluación del sombreado y de la trayectoria solar sobre el sistema, no obstante, la caracterización del horizonte solar se obtuvo a partir del software PVsyst, utilizando la base de datos climática de Meteonorm, lo que permitió incorporar información precisa del perfil del horizonte y complementar el análisis energético del sistema.

**Figura 14.**

*Ubicación de los paneles en la cubierta.*



*Nota.* Imagen adaptada por el Software PV\*SOL.

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos constituyen los principales mecanismos de adaptación de los sistemas a la trayectoria solar, por su parte el sombreado, incluso cuando es parcial, puede repercutir en pérdidas energéticas significativas, en entornos urbanos, este fenómeno resulta particularmente relevante, dado que edificaciones, estructuras y objetos aledaños pueden proyectar sombras sobre el sistema fotovoltaico durante diferentes periodos del día.

En cuanto a la inclinación de los módulos, la cubierta existente presenta una pendiente aproximada de  $5^\circ$ , la cual fue complementada mediante el uso de estructuras de montaje que aportan cerca de  $5^\circ$  adicionales, alcanzando una inclinación total del orden de  $10^\circ$ . Este valor se aproxima al ángulo óptimo para la latitud del sitio de instalación y permite mejorar la captación de radiación solar sin introducir impactos significativos en el sombreado, la estabilidad estructural ni la pérdida de área disponible.



Figura 15.

*Inclinación de los paneles solares en la cubierta.*



Nota. Imagen adaptada por el Software PV\*SOL.

En relación al sombreado para el proyecto del sistema fotovoltaico de ASOMERCADE, el análisis se llevó a cabo mediante la combinación del horizonte proveniente de la base de datos de Meteonorm (obtenida de PVsyst), junto con la simulación tridimensional del emplazamiento en el software PV\*SOL, con ello se logró determinar la frecuencia anual del sombreado en los paneles fotovoltaicos e identificar la proyección de sombras según la trayectoria solar, evaluando el equinoccio de primavera, solsticio de verano, equinoccio de otoño y solsticio de invierno.

Figura 16.

*Frecuencia de sombreado en la cubierta de ASOMERCADE.*



Nota. Frecuencia de sombreado en la cubierta sureste del montaje a dos aguas

Figura 17.

*Frecuencia de sombre en la cubierta de ASOMERCADE.*





*Nota.* Imagen obtenida por el Software PV\*SOL. Frecuencia de sombreado en la cubierta noroeste del montaje a dos aguas.

**Figura 18.**

*Frecuencia de sombre en la cubierta de ASOMERCADE.*



*Nota.* Imagen obtenida por el Software PV\*SOL. Frecuencia de sombreado en la cubierta sureste del montaje a una sola agua.

**Figura 19.**

*Proyección de sombras.*

| Hora  | Equinoccio de primavera<br>(21de marzo) | Solsticio de verano (21 de junio) | Equinoccio de otoño<br>(23 de septiembre) | Solsticio de invierno<br>(22 de diciembre) |
|-------|-----------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------|
| 8:00  |                                         |                                   |                                           |                                            |
| 12:00 |                                         |                                   |                                           |                                            |
| 16:00 |                                         |                                   |                                           |                                            |
| 17:00 |                                         |                                   |                                           |                                            |

*Nota.* Imagen obtenida por el Software PV\*SOL. Proyección de sombras según trayectoria solar a lo largo del año.

En el apéndice E se identifican todos los aspectos en materia de seguridad debido a la ubicación del lugar y los equipos a implementar.

5.4 Sistema de puesta a tierra

En el marco del proyecto, no fue necesario diseñar un nuevo sistema de puesta a tierra, dado que se adoptó el sistema existente de la plaza y se verificó su estado mediante medición en campo con un telurómetro. El valor obtenido de la resistencia de puesta a tierra fue de 7,5  $\Omega$ , el cual se encuentra dentro de los valores de referencia máximos empleados en Colombia para instalaciones de baja tensión.

Figura 20.

Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

| APLICACIÓN                                                                | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda | 20 $\Omega$                                       |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión.                               | 1 $\Omega$                                        |
| Subestaciones de media tensión.                                           | 10 $\Omega$                                       |
| Protección contra rayos.                                                  | 10 $\Omega$                                       |
| Punto neutro de acometida en baja tensión.                                | 25 $\Omega$                                       |
| Redes para equipos electrónicos o sensibles                               | 10 $\Omega$                                       |

Nota. Información obtenida por la NTC 2050

Figura 21.

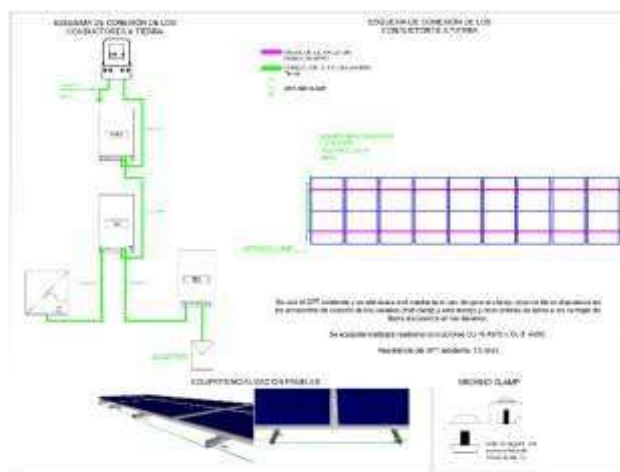
Medición de resistencia.



Nota. Valor obtenido de la resistencia de puesta a tierra mediante la utilización de un telurómetro.

**Figura 22.**

*Sistema de puesta a tierra.*



*Nota.* Esquema de equipotencialización de los módulos y equipos con el sistema de puesta a tierra.

### 5.5 Selección de tubería

Para la selección de los ductos y canalizaciones del sistema fotovoltaico se tuvo en cuenta lo establecido en la NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano, específicamente en la Tabla 1 “Porcentaje de la sección transversal de tubos (conduit) y tuberías para conductores y cables” (ICONTEC, 2020), este criterio fue aplicado en el dimensionamiento de todas las tuberías del sistema, con el fin de garantizar una adecuada disipación térmica, facilitar la instalación y permitir posibles labores de mantenimiento o ampliación futura.

En el tramo comprendido desde la salida de los módulos fotovoltaicos hasta la caja de paso 3, se proyectó el uso de coraza metálica, debido a que este tipo de canalización es apta para su instalación en ambientes exteriores. Posteriormente, en el tramo desde la caja de paso 3 hasta el inversor, pasando por el tablero de protección en corriente continua (DC), se empleó tubería metálica tipo EMT de 1”, mientras que para el tramo desde el inversor hasta el tablero de protección en corriente alterna (AC) se definió el uso de tubería EMT de 1-1/4”, dimensionada de acuerdo con el número y calibre de los conductores asociados a dicho circuito.

La repartición de las canalizaciones, los diámetros seleccionados y la verificación del porcentaje de ocupación de ductos se presentan de manera detallada en el apéndice C, donde se evidencia el cumplimiento de los criterios normativos aplicables y la coherencia del diseño propuesto.

### 5.6 Selección de protecciones termomagnéticas

En el presente proyecto se implementan dispositivos de protección contra sobrecorriente tanto en los circuitos en corriente continua (DC) como en los circuitos en corriente alterna (AC), con el propósito de garantizar la seguridad de las personas, la integridad de los equipos y la

correcta operación del sistema fotovoltaico. Las protecciones en corriente continua fueron dimensionadas de acuerdo con los criterios establecidos en el Artículo 690 de la NTC 2050 (ICONTEC, 2020), el cual establece que los circuitos DC deben estar protegidos contra sobrecorriente considerando la corriente máxima del generador fotovoltaico y los factores de corrección correspondientes. En este sentido, la corriente de diseño para cada string se determinó a partir de la corriente de cortocircuito del módulo ( $I_{sc}$ ), aplicando un factor de seguridad de 1,25, conforme a las disposiciones normativas para cargas de operación continua, tal como se muestra en la Ecuación 3.

$$I_{pro} = I_{sc} * 1,25 = 14,35 * 1,25 \quad (1)$$

$$I_{pro} = 17,93 [A]$$

Con base al valor obtenido y considerando las características del arreglo fotovoltaico, como tensión máxima por string, se seleccionó un dispositivo de protección en corriente continua de 20 A y tensión nominal de 800 V DC, garantizando que la protección sea compatible con el nivel de tensión del sistema y adecuada para interrumpir corrientes de falla en circuitos DC.

En cuanto a la selección a las protecciones de AC se realizó el mismo procedimiento teniendo en cuenta la corriente de salida del inversor de 57,2 A, por esto se seleccionó una protección termomagnética trifásica de 80 A, la cual ofrece una capacidad adecuada para proteger el circuito de salida del inversor frente a sobrecargas y cortocircuitos. Esta protección se integra al tablero AC del sistema y al TGBT, contribuyendo a la desconexión segura del inversor ante condiciones anormales de operación.

## 5.7 Selección de conductores

### 5.7.1 Conductor DC

El dimensionamiento de los conductores debe efectuarse considerando la corriente máxima del generador fotovoltaico, así como los factores de corrección aplicables por tratarse de una carga de operación continua. En este sentido, la corriente de diseño del string se determinó a partir de la corriente de cortocircuito del módulo ( $I_{sc}$ ), aplicando inicialmente un factor de seguridad de 1,25, y posteriormente un factor adicional de 1,25 correspondiente a la condición de carga continua, conforme a la práctica aceptada en sistemas fotovoltaicos. El cálculo se expresa en la Ecuación 4.

$$I_{con} = I_{sc} * 1,25 * 1,25 = 22,42 [A] \quad (2)$$

$$I_{con} = 22,42 [A]$$

Una vez determinada la corriente mínima que debe soportar el conductor, se procedió a elegir el calibre ideal según la capacidad amperimétrica registrada en la Tabla 310-16 (Capítulo 9) de la NTC 2050 (ICONTEC, 2020), la cual establece la corriente permisible para conductores

aislados hasta 2.000 V, aplicable tanto a sistemas en corriente alterna como en corriente continua, dado que la ampacidad depende de criterios térmicos y constructivos del conductor.

De acuerdo con dicha tabla, un conductor de calibre 12 AWG presenta una capacidad de conducción de corriente del orden de 25 A, valor que supera la corriente de diseño calculada. Adicionalmente, mediante la Tabla 8 del Capítulo 9 de la NTC 2050, se establece la correspondencia entre calibres AWG y secciones transversales en el sistema métrico, lo que permite asociar el calibre 12 AWG con una sección transversal aproximada de 4 mm<sup>2</sup>. En consecuencia, se seleccionó un conductor fotovoltaico de 4 mm<sup>2</sup>, que cumple tanto con los requisitos de capacidad de corriente como con los criterios normativos aplicables a circuitos DC.

### 5.7.2 Conductor AC

La selección de los conductores en corriente alterna se realizó siguiendo una metodología análoga, considerando en este caso las características eléctricas del inversor, el cual presenta una potencia nominal de 20 kW, lo que representa una corriente máxima de salida de 57.2 A. En base a lo anterior se estimó la capacidad amperimétrica que debe portar el conductor.

$$I_{con} = I_{max} * 1,25 = 57,2 * 1,25 \quad ( 3 )$$

$$I_{con} = 71,5 [A]$$

Con base en la Tabla 310-16 de la NTC 2050, se evaluaron las opciones comerciales disponibles que cumplen con esta corriente de diseño. El conductor calibre 4 AWG presenta una capacidad amperimétrica aproximada de 70 A a 60 °C, valor que se encuentra en el límite de la corriente requerida. Por su parte, el conductor calibre 2 AWG ofrece una capacidad de conducción de 95 A a 60°C, proporcionando un margen adicional de seguridad frente a variaciones térmicas, condiciones de instalación y posibles incrementos de carga.

Considerando que el calibre 4 AWG opera en el umbral de su capacidad y atendiendo a criterios de confiabilidad, seguridad y buenas prácticas de diseño, se optó por el calibre 2 AWG para los circuitos en corriente alterna. En el apéndice D se muestran los valores por regulación en AC y DC que tendría el sistema por la utilización de estos conductores.

### 5.7.3 Conductor puesta tierra

Para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra se aplicó la tabla normativa correspondiente (tabla de dimensionamiento del conductor de puesta a tierra del equipo en función de la capacidad nominal del dispositivo de protección), la cual permite garantizar que el conductor pueda conducir de forma segura las corrientes de falla hacia tierra, facilitando la actuación oportuna de las protecciones y reduciendo el riesgo de tensiones de contacto peligrosas.

Para los circuitos en corriente continua (DC), correspondientes al tramo entre los módulos

fotovoltaicos y el inversor, se consideró como referencia el conjunto de protecciones 3X25 A instaladas en el tablero de protección DC. De acuerdo con la tabla de la NTC 2050 que relaciona la corriente nominal de las protecciones con el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra (ICONTEC, 2020), se seleccionó un conductor de puesta a tierra calibre 10 AWG. Por su parte, para el tramo en corriente alterna (AC) que va desde el inversor hasta el tablero general se tomó como referencia la protección 3X80 A dispuesta en el tablero AC. Con base en el mismo criterio normativo, se determinó el calibre mínimo requerido del conductor de puesta a tierra y se seleccionó un conductor calibre 8 AWG, el cual ofrece una capacidad superior y un margen adicional de seguridad, considerando la mayor corriente nominal asociada al circuito de salida del inversor.

### 5.8 Planos de diseño

En el apéndice M, apéndice N y apéndice O, se incluyen los planos de diseño y construcción para el proyecto en donde se especifica los detalles, elementos y distribución de los equipos a implementar.

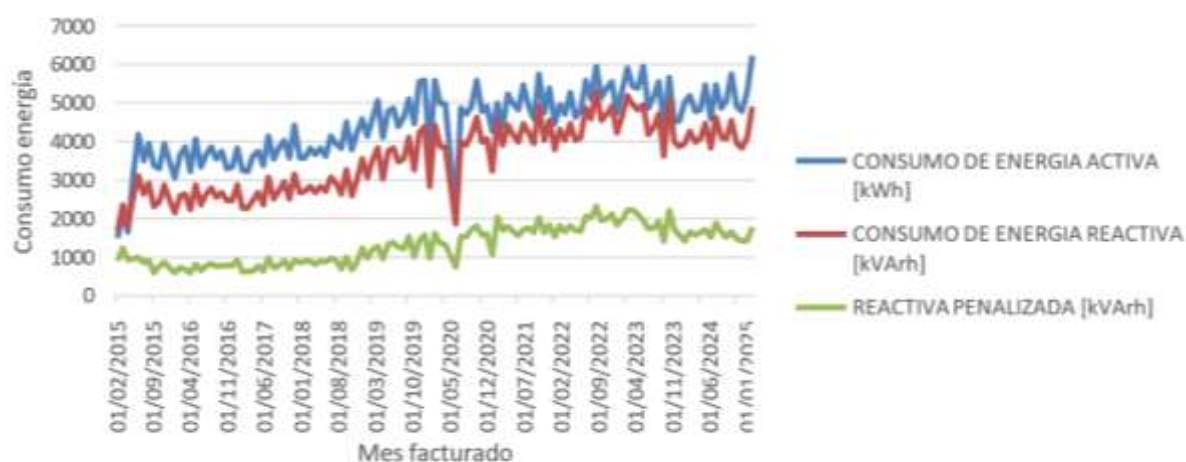
## 6. Identificación De Penalizaciones Por Energía Reactiva Inductiva

*Para el nivel de tensión de la frontera comercial, el factor de potencia inductivo o en atraso (coseno phi inductivo) de la instalación de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0,90). Este factor se determinará horariamente y cuando el medidor no cuente con registros horarios se hará el cálculo para un periodo de facturación. (Resolución No. 101 035 de 2024, p. 4).*

En el caso de ASOMERCADE, se puede construir una línea base del comportamiento de la penalización con referencia a la facturación histórica. Por esta razón, se graficaron los datos de consumo de energía activa, reactiva y reactiva penalizada a lo largo de los últimos 10 años, como se muestra en la Figura 11.

**Figura 23.**

*Registro histórico de la energía consumida en ASOMERCADE.*



*Nota.* En esta gráfica se refleja el comportamiento del consumo por energía activa, reactiva total y energía reactiva penalizada en el transcurso de los últimos 10 años.

- Variabilidad mensual pronunciada, con picos de consumo, aunque con menor volatilidad en los años recientes.
- Presencia de penalización desde el inicio del histórico (primer registro en 02-2015).
- Alta correlación entre la energía activa y la energía reactiva, lo cual es coherente con una demanda dominada por cargas inductivas.
- Relación reactiva/activa elevada y relativamente estable, con un promedio cercano al 80% y máximos de aproximadamente 119%.

En Colombia, además del cobro por la energía reactiva inductiva, se aplica un factor multiplicador “M” como mecanismo de penalización por reincidencia. En este panorama, si el exceso se presenta en más de diez días calendario del mes, el mes se considera reincidente. Para los primeros doce meses se considera un valor de M permanente de uno y, si persiste este exceso, se procede a escalar gradualmente el factor multiplicativo hasta un valor de doce.

Para caracterizar el esquema bajo el cual ASOMERCADE es objeto de cobro por excedentes de energía reactiva, debe considerarse la frontera comercial, esta se compone por un medidor unidireccional sin capacidad de registrar perfiles horarios ni de identificar en qué momentos del día se presenta el exceso; por esta razón, el cálculo de excedentes no se determina hora a hora, sino a nivel del periodo de facturación (mes a mes, cada dos meses, cada tres meses, etc), evaluando el balance mensual de energía, de manera que la energía reactiva registrada que supere el umbral permitido, en este caso, aquella que exceda el 50% de la energía activa del mismo mes; queda sujeta a penalización, adicionalmente, aunque la asociación ha presentado cobros por este concepto durante varios años, el factor multiplicativo por reincidencia (M) no se incrementa, debido a que, al no existir registro horario, el medidor no puede contabilizar los días en los que se excede el límite ni clasificar el mes como reincidente, lo que conlleva a que el valor de M se mantenga igual a uno.

$$Q_{exceso} = Q_{consumida} - 0,5 * P_{consumida}[kVArh] \quad (4)$$

Recordando los conceptos de facturación asociados a la energía reactiva identificados en el histórico, se consideran dos cargos principales, el cobro por exceso de energía reactiva y la contribución del monto facturado asociado a la energía reactiva. En el primer caso, la Resolución CREG 015 de 2018 define que el costo por transporte de energía reactiva en exceso puede expresarse como:

$$CTER = ER * M * D \quad (5)$$

Donde ER representa la energía reactiva transportada por encima del límite permitido; M, el factor multiplicador asociado a la reincidencia del exceso; y D, corresponde al cargo por uso



del sistema de distribución del nivel de tensión de conexión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

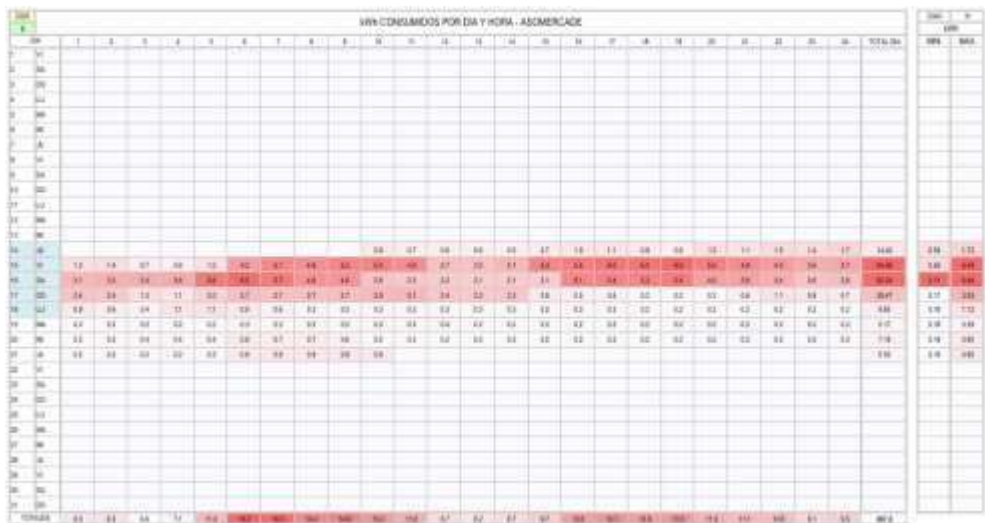
En segundo lugar, dado que la plaza es un usuario comercial, la facturación incluye la contribución destinada a la solidaridad, la cual no puede exceder el 20% del costo/valor del servicio y debe discriminarse en la factura (Congreso de Colombia, 1994).

7. Dimensionamiento Del Banco De Capacitores

Con el fin de mitigar el cobro asociado a la energía reactiva en exceso, el dimensionamiento del banco de capacitores se fundamentó en el análisis del perfil horario de energía activa y reactiva obtenido de la medición en ASOMERCADE, para ello, se realizó un arreglo de las muestras hora - hora según los días y la potencia a analizar, de esta manera se logró de determinar los intervalos horarios en los días penalizados.

Figura 24.

Mapa de calor del consumo de energía (kWh/día) y hora en ASOMERCADE.



Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).



Figura 25.

Inductivos registrados por día y hora en ASOMERCADE.



Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).

Figura 26.

Inductivos penalizados por día y hora en ASOMERCADE.



Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).

La metodología implementada para la selección del banco de capacitores se basó en determinar los excedentes de energía reactiva inductiva en la asociación de mercado, a fin de proponer diferentes configuraciones que permitan reducir la energía reactiva consumida. Para estas propuestas se tuvo en cuenta no sobrecompensar el sistema, ya que, dentro del perfil de consumo obtenido se evidenció una presencia considerable de reactivos capacitivos, los cuales se consideran probables debido al efecto combinado del desbalance y el uso significativo de iluminación LED y las cargas no lineales.

Figura 27.

Identificación de excedente para el día 15.

| AÑO   | MES   | DÍA   | HORAS P  | DÍA DEL REPORTE |          |
|-------|-------|-------|----------|-----------------|----------|
| 2022  | 8     | 16    | 24       | VIERNES         |          |
| HORA  | kVAR  | kVAR  | kVAR PEN | % N/A           | kVar (C) |
| 1     | 1.38  | 0.58  | 0.28     | 82.2%           |          |
| 2     | 1.38  | 0.57  | 0.28     | 75.7%           |          |
| 3     | 0.89  | 0.50  | 0.18     | 75.2%           |          |
| 4     | 0.80  | 0.39  | 0.08     | 89.0%           |          |
| 5     | 1.22  | 0.40  |          | 73.7%           | 0.07     |
| 6     | 0.17  | 0.28  |          | 0.2%            | 0.18     |
| 7     | 0.27  | 0.47  |          | 0.3%            | 0.00     |
| 8     | 0.46  | 0.20  |          | 4.2%            | 0.19     |
| 9     | 0.22  | 0.18  |          | 0.3%            | 0.01     |
| 10    | 0.30  | 0.40  |          | 0.0%            | 0.00     |
| 11    | 0.10  | 0.49  |          | 10.0%           | 0.00     |
| 12    | 2.08  | 0.25  |          | 48.4%           |          |
| 13    | 2.81  | 0.08  |          | 43.8%           |          |
| 14    | 0.61  | 0.38  |          | 31.9%           | 0.25     |
| 15    | 0.28  | 0.38  |          | 0.3%            | 0.04     |
| 16    | 0.54  | 0.46  |          | 0.2%            | 0.04     |
| 17    | 0.04  | 0.79  |          | 10.0%           |          |
| 18    | 0.02  | 0.89  |          | 11.4%           |          |
| 19    | 0.46  | 0.74  |          | 11.4%           |          |
| 20    | 0.02  | 0.74  |          | 10.0%           | 0.07     |
| 21    | 0.88  | 0.22  |          | 26.7%           |          |
| 22    | 0.46  | 0.83  |          | 39.4%           |          |
| 23    | 0.80  | 2.03  | 0.23     | 18.3%           |          |
| 24    | 0.72  | 2.18  | 0.31     | 38.4%           |          |
| TOTAL | 34.38 | 18.88 | 1.88     |                 | 0.88     |

Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).

Para la selección de las configuraciones de compensación se tuvo en cuenta los valores diarios entre los que oscilaban el consumo de energía reactiva inductiva, los excedentes penalizados y los valores comerciales de los capacitores en el mercado. En base a esto se plantearon tres configuraciones las cuales consisten en:

- Etapa de compensación fija con valor de 0,75 kVAr.
- Etapa de compensación variable compuesta por capacitores de 0,25, 0,33 y 0,5 kVAr.
- Etapa de compensación con un capacitor fijo de 0,25 kVAr y capacitores de 0,25, 0,33 y 0,5 kVAr.

Los resultados del análisis de las diferentes configuraciones se encuentran en el apéndice I, apéndice J, apéndice K y apéndice L. La selección de la configuración del banco de compensación se encaminó al rendimiento obtenido de las configuraciones basadas en control por etapas, debido a que permiten ajustar la compensación según el comportamiento variable de la energía reactiva inductiva consumida y, de esta manera, evitar la sobre compensación en los días sin actividad energética.

La configuración de etapa fija permite erradicar los días penalizados en su totalidad; sin embargo, presenta la desventaja de aportar en gran medida a los capacitivos generados por la plaza cuando no hay consumo de energía reactiva inductiva.

Figura 28.

Energía reactiva con posibilidad de penalización por efecto de la etapa de compensación.



Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).

Por otro lado, la compensación variable presenta un rendimiento favorable al adaptarse activamente a las variaciones de consumo, no obstante, hay intervalos temporales para los cuales la penalización se da en valores por debajo del nominal de los capacitores. Por ello, pese al buen rendimiento en general, ocasiona que ASOMERCADE siga siendo penalizada.

Figura 29.

Periodo no compensado por la configuración 2.

| AÑO  | MES  | DIA   | HORAS. P.  | DIA DEL REPORTE |           |
|------|------|-------|------------|-----------------|-----------|
| 2025 | 8    | 18    | 5          | LUNES           |           |
| HORA | kWh  | kVarh | kVarh PEN. | % R/A           | kVarh (C) |
| 1    | 0.89 | 0.60  | 0.16       | 68.0%           |           |
| 2    | 0.58 | 0.36  | 0.07       | 62.7%           |           |
| 3    | 0.41 | 0.23  | 0.02       | 55.1%           |           |
| 4    | 1.07 | 0.74  | 0.20       | 68.8%           |           |
| 5    | 1.12 | 0.74  | 0.18       | 66.1%           |           |
| 6    | 0.90 | 0.28  |            | 31.5%           | 0.07      |
| 7    | 0.55 |       |            |                 | 0.09      |
| 8    | 0.32 |       |            |                 | 0.02      |
| 9    | 0.31 |       |            |                 | 0.02      |
| 10   | 0.31 |       |            |                 | 0.02      |

Nota. Adaptado de Plantilla de análisis de energía reactiva, por Microsoft Excel (2025).

Con base en lo anterior, se selecciona como mejor opción la configuración tres, puesto que posee las ventajas de las dos configuraciones anteriores sin sobrecompensar el sistema, permitiendo evitar días penalizados ajustándose activamente a las variaciones del consumo.

## 8. Presupuesto Por Cantidades

En este apartado se elaboró un listado detallado de los elementos necesarios para la implementación del sistema solar fotovoltaico y el sistema de compensación basado en un banco de capacitores, definiendo tanto las cantidades como su comercial, el cual se detallado en el apartado de apéndice F. Dicho listado contempla los equipos y materiales del rubro fotovoltaico, eléctrico y mecánico, incluyendo módulos, inversor, estructura de soporte, conductores en corriente continua y alterna, canalizaciones, dispositivos de protección, sistemas de puesta a tierra y herrajes de fijación. La selección de estos elementos se realizó en función de la configuración eléctrica del sistema y las condiciones del sitio de instalación.

## 9. Estimación De Ahorro

Para la estimación del ahorro monetario asociado a la implementación del sistema solar fotovoltaico, se realizó inicialmente el análisis detallado de los conceptos de cobro presentes en la factura eléctrica de ASOMERCADE. Dichos conceptos incluyen los cargos por generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones, los cuales conforman el costo unitario de prestación del servicio (CUv). Adicionalmente, se incorporaron la contribución por energía activa y el impuesto por alumbrado público, representando el 20% y 15% en base al Cuv respectivamente, con el fin de obtener el precio pleno o real pagado por cada kWh consumido. Como resultado de este análisis, se definió el “costo equivalente de la energía”, el cual representa el valor total efectivo por kWh asumido por el usuario final y constituye la base económica para la evaluación del ahorro generado por el sistema fotovoltaico.

**Tabla 5.**

*Conceptos de cobro en la factura de energía.*

| <b>Datos del recibo</b>   |    |              |
|---------------------------|----|--------------|
| <b>Concepto</b>           |    | <b>Valor</b> |
| <b>Generación G</b>       | \$ | 260,36       |
| <b>Transmisión T</b>      | \$ | 53,83        |
| <b>Distribución D</b>     | \$ | 308,58       |
| <b>Comercialización C</b> | \$ | 127,31       |
| <b>Pérdidas PR</b>        | \$ | 58,82        |
| <b>Restricciones R</b>    | \$ | 52,55        |
| <b>CUv</b>                | \$ | 861,45       |
| <b>Contribuciones</b>     | \$ | 172,29       |

|                                        |           |                      |
|----------------------------------------|-----------|----------------------|
| <b>Alumbrado público</b>               | \$        | 129,22               |
| <b>Costo equivalente de la energía</b> | \$        | 1.162                |
| <b><u>Precio bolsa</u></b>             | <b>\$</b> | <b><u>180,00</u></b> |

*Nota.* Información basada en la factura de energía eléctrica.

Una vez determinado el costo equivalente de la energía, se estableció el valor económico del kWh para cada modalidad de energía asociada a la operación del sistema solar fotovoltaico: autoconsumo, exportación tipo 1 y exportación tipo 2. Para ello, se tuvieron en cuenta las disposiciones normativas vigentes que regulan el esquema de remuneración de la energía generada, diferenciando los cargos que el usuario deja de pagar en el caso del autoconsumo y los valores reconocidos por la energía excedente entregada a la red. En este sentido, el autoconsumo se valorizó considerando la totalidad de los cargos evitados, mientras que la exportación tipo 1 se asoció al reconocimiento del componente de generación y la exportación tipo 2 al precio de bolsa de energía. Estos valores unitarios por kWh se consolidaron en la Tabla 6 que permite identificar claramente el impacto económico de cada tipo de flujo energético.

**Tabla 6.**

*Valor reconocido al cliente por autoconsumo, exportación tipo 1 y 2.*

| Datos de consumo   | [G]    | [T]   | [D]    | [C]    | [PR]  | [R]   | Contribuciones | Alumbrado público | Valor a pagar al cliente |
|--------------------|--------|-------|--------|--------|-------|-------|----------------|-------------------|--------------------------|
| Autoconsumo        | 260,36 | 53,83 | 308,58 | 127,31 | 58,82 | 52,55 | 127,29         | 129,22            | \$ 1,162.96              |
| Exportación tipo 1 | 260,36 |       |        |        |       |       |                |                   | \$ 906.43                |
| Exportación tipo 2 |        |       |        |        |       |       |                |                   | \$ 180                   |

*Nota.* Valor en \$/kWh a reconocer al cliente por la energía generada del sistema dependiendo si es autoconsumo, exportación tipo 1 o exportación tipo 2, en base a los conceptos de cobro especificados en la factura de energía eléctrica.

**Tabla 7.***Resumen de ahorro mensual y anual previsto por el SSFV en ASOMERCADE.*

| SSFV ASOMERCADE |                  |                 |                  | RELACIÓN ECONOMICA    |                       |                        |                 |                          |                      |                                 |           |
|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------|--------------------------|----------------------|---------------------------------|-----------|
| MES             | Consumo          | IMPORTACION     | AUTOCONSUMO      | EXPORTACIÓN<br>TIPO 1 | EXPORTACIÓN<br>TIPO 2 | CONTRIBUCIÓN<br>ACTIVA | REACTIVA        | CONTRIBUCIÓN<br>REACTIVA | AHORROS<br>MENSUALES | RECIBO MES<br>LUEGO DEL<br>SSFV | REDUCCIÓN |
| ENERO           | \$ 5,725,797.99  | \$ 659,039.40   | \$ 1,467,826.81  | \$ 1,085,885.01       | \$ -                  | \$ 293,565.36          | \$ 520,960.00   | \$ 104,192.00            | \$ 3,472,429.18      | \$ 2,253,368.81                 | 61%       |
| FEBRERO         | \$ 5,586,103.54  | \$ 647,998.20   | \$ 1,399,468.17  | \$ 941,445.39         | \$ -                  | \$ 279,893.63          | \$ 449,584.00   | \$ 89,917.00             | \$ 3,160,308.19      | \$ 2,425,795.35                 | 57%       |
| MARZO           | \$ 6,189,538.92  | \$ 723,909.60   | \$ 1,512,449.49  | \$ 871,006.72         | \$ -                  | \$ 302,489.90          | \$ 401,925.00   | \$ 80,385.00             | \$ 3,168,256.10      | \$ 3,021,282.82                 | 51%       |
| ABRIL           | \$ 7,264,855.95  | \$ 885,970.80   | \$ 1,540,709.36  | \$ 669,951.48         | \$ -                  | \$ 308,141.87          | \$ 493,053.00   | \$ 98,611.00             | \$ 3,110,466.70      | \$ 4,154,389.24                 | 43%       |
| MAYO            | \$ 5,726,123.62  | \$ 679,564.80   | \$ 1,335,540.39  | \$ 799,770.38         | \$ -                  | \$ 267,108.08          | \$ 475,273.00   | \$ 95,055.00             | \$ 2,972,746.85      | \$ 2,753,376.77                 | 52%       |
| JUNIO           | \$ 7,231,130.18  | \$ 874,891.80   | \$ 1,578,563.62  | \$ 721,364.19         | \$ -                  | \$ 315,712.72          | \$ 474,253.00   | \$ 94,851.00             | \$ 3,184,744.53      | \$ 4,046,385.65                 | 44%       |
| JULIO           | \$ 6,051,426.09  | \$ 698,466.60   | \$ 1,538,720.70  | \$ 828,812.40         | \$ -                  | \$ 307,744.14          | \$ 490,920.00   | \$ 98,184.00             | \$ 3,264,381.24      | \$ 2,787,044.86                 | 54%       |
| AGOSTO          | \$ 5,354,070.26  | \$ 615,117.60   | \$ 1,379,872.33  | \$ 1,126,946.29       | \$ -                  | \$ 275,974.47          | \$ 454,400.00   | \$ 90,880.00             | \$ 3,328,073.09      | \$ 2,025,997.17                 | 62%       |
| SEPTIEMBRE      | \$ 6,378,775.37  | \$ 750,036.60   | \$ 1,532,882.65  | \$ 769,957.90         | \$ -                  | \$ 306,576.53          | \$ 559,644.00   | \$ 111,929.00            | \$ 3,280,990.08      | \$ 3,097,785.29                 | 51%       |
| OCTUBRE         | \$ 5,678,302.81  | \$ 661,257.00   | \$ 1,406,003.99  | \$ 811,599.29         | \$ -                  | \$ 281,200.80          | \$ 473,855.00   | \$ 94,771.00             | \$ 3,067,430.08      | \$ 2,610,872.73                 | 54%       |
| NOVIEMBRE       | \$ 5,912,336.38  | \$ 725,121.00   | \$ 1,227,420.23  | \$ 683,103.78         | \$ -                  | \$ 245,484.05          | \$ 435,413.00   | \$ 87,083.00             | \$ 2,678,504.06      | \$ 3,233,832.32                 | 45%       |
| DICIEMBRE       | \$ 6,704,124.36  | \$ 786,114.00   | \$ 1,625,140.07  | \$ 842,191.31         | \$ -                  | \$ 325,028.01          | \$ 490,491.00   | \$ 98,098.00             | \$ 3,380,948.39      | \$ 3,323,175.97                 | 50%       |
| ANUAL           | \$ 73,802,585.46 | \$ 8,707,487.40 | \$ 17,544,597.81 | \$ 10,152,034.13      | \$ -                  | \$ 3,508,919.56        | \$ 5,719,771.00 | \$ 1,143,956.00          | \$ 38,069,278.50     | \$ 35,733,306.97                | 52%       |

*Nota.* Elaboración propia. En la tabla se presenta los ahorros mensuales que tendría ASOMERCADE a partir de la generación del SSFV. Considerar el apéndice B.

**Tabla 8.***Ahorro mensual y anual previsto por el sistema de banco de condensadores.*

| MES        | CONSUMO          | REACTIVA        | CONTRIBUCIÓN<br>REACTIVA | RECIBO LUEGO DEL<br>SISTEMA DE<br>COMPENSACIÓN | REDUCCIÓN |
|------------|------------------|-----------------|--------------------------|------------------------------------------------|-----------|
| ENERO      | \$ 5,725,797.99  | \$ 520,960.00   | \$ 104,192.00            | \$ 5,100,645.99                                | 11%       |
| FEBRERO    | \$ 5,586,103.54  | \$ 449,584.00   | \$ 89,917.00             | \$ 5,046,602.54                                | 10%       |
| MARZO      | \$ 6,189,538.92  | \$ 401,925.00   | \$ 80,385.00             | \$ 5,707,228.92                                | 8%        |
| ABRIL      | \$ 7,264,855.95  | \$ 493,053.00   | \$ 98,611.00             | \$ 6,673,191.95                                | 8%        |
| MAYO       | \$ 5,726,123.62  | \$ 475,273.00   | \$ 95,055.00             | \$ 5,155,795.62                                | 10%       |
| JUNIO      | \$ 7,231,130.18  | \$ 474,253.00   | \$ 94,851.00             | \$ 6,662,026.18                                | 8%        |
| JULIO      | \$ 6,051,426.09  | \$ 490,920.00   | \$ 98,184.00             | \$ 5,462,322.09                                | 10%       |
| AGOSTO     | \$ 5,354,070.26  | \$ 454,400.00   | \$ 90,880.00             | \$ 4,808,790.26                                | 10%       |
| SEPTIEMBRE | \$ 6,378,775.37  | \$ 559,644.00   | \$ 111,929.00            | \$ 5,707,202.37                                | 11%       |
| OCTUBRE    | \$ 5,678,302.81  | \$ 473,855.00   | \$ 94,771.00             | \$ 5,109,676.81                                | 10%       |
| NOVIEMBRE  | \$ 5,912,336.38  | \$ 435,413.00   | \$ 87,083.00             | \$ 5,389,840.38                                | 9%        |
| DICIEMBRE  | \$ 6,704,124.36  | \$ 490,491.00   | \$ 98,098.00             | \$ 6,115,535.36                                | 9%        |
| ANUAL      | \$ 73,802,585.46 | \$ 5,719,771.00 | \$ 1,143,956.00          | \$ 66,938,858.46                               | 9%        |

*Nota.* La tabla representa los beneficios obtenidos por el sistema de compensación.

Finalmente, a partir de los resultados de generación energética obtenidos en una sección anterior del estudio, se relacionaron las cantidades de energía correspondientes a importación, autoconsumo y exportación con los valores unitarios previamente definidos. Este cruce de información permitió estimar los ahorros mensuales generados por el sistema solar fotovoltaico, así como el valor del recibo eléctrico posterior a su implementación. Los resultados evidencian una reducción significativa del costo mensual de energía, con porcentajes de ahorro que varían según el comportamiento del consumo y de la generación a lo largo del año, y alcanzan un ahorro anual acumulado relevante frente al escenario sin generación fotovoltaica. Estos resultados

confirman la viabilidad económica del sistema propuesto y su impacto positivo en la reducción del gasto energético de ASOMERCADE.

### **10. Beneficios Tributarios**

En los últimos años, el Estado colombiano ha consolidado un marco normativo orientado a promover la transición energética y la diversificación de la matriz eléctrica, mediante el fomento de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). En este contexto, los sistemas solares fotovoltaicos han cobrado gran importancia, no solo por su viabilidad técnica y su bajo impacto ambiental, sino también por los incentivos económicos y tributarios que facilitan una implementación más rápida y de menor impacto económico. Dado esto, en Colombia se rige la Ley 2099 de 2021, la cual modifica y fortalece el alcance de la Ley 1715 de 2014 y, tiene como misión impulsar el desarrollo, la utilización y la integración de las fuentes de energía renovables, mediante la implementación de mecanismos que permitan reducir las barreras económicas asociadas a la adquisición e implementación de los equipos requeridos (Congreso de la República de Colombia, 2014).

Uno de los principales beneficios tributarios aplicables a los SSFV es la deducción especial del impuesto sobre la renta, prevista el artículo 11 de la Ley 2099 de 2021. Este incentivo permite a las personas naturales o jurídicas deducir hasta el 50 % del valor total de la inversión realizada en proyectos de FNCER, durante un periodo máximo de quince años. Esta deducción se debe aplicar de manera progresiva, lo que le permite al inversionista contar con una mayor flexibilidad financiera, ya que, su objetivo principal es mejorar la rentabilidad de los proyectos a mediano y largo plazo, reduciendo la carga fiscal y favoreciendo la recuperación del capital invertido. Sin embargo, para ser beneficiario de este apartado, el proyecto debe contar con la certificación correspondiente expedida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la cual avala su contribución a la generación de energía a partir de fuentes renovables.

En el artículo 12 de la ley 1715 del 2014, se establece la exclusión del Impuesto sobre las Ventas (IVA) para la adquisición de equipos, elementos, maquinaria y servicios directamente asociados a la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos, generando así un impacto inmediato sobre el costo inicial del proyecto, ya que el IVA representa un porcentaje significativo del valor de los equipos importados o adquiridos en el mercado nacional. Esta exclusión del impuesto permite una reducción directa del CAPEX del sistema, facilitando el acceso a esta tecnología tanto para usuarios finales como para empresas desarrolladoras. Al igual que la deducción en renta, la aplicación de este beneficio exige que los bienes y servicios estén previamente certificados como elegibles en un proyecto de FNCER.

Otro incentivo relevante es la exención de derechos arancelarios para la importación de equipos, prevista en el artículo 13 de la Ley 2099 de 2021. Dado que una parte considerable de los componentes de los SSFV, como los módulos fotovoltaicos, inversores y estructuras especializadas, provienen del mercado internacional. Por esta razón la eliminación de los

aranceles de importación contribuye significativamente en la disminución de los costos asociados a la logística y adquisición de las respectivas tecnologías. Este beneficio resulta especialmente importante en proyectos de pequeña y mediana escala, donde los costos iniciales suelen ser un factor determinante para la viabilidad económica.

En la mencionada ley, en su artículo 14 se contempla el beneficio de la depreciación acelerada de los activos, permitiendo que los equipos y componentes de los sistemas solares fotovoltaicos sean depreciados en un periodo mínimo de cinco años, independientemente de su vida útil contable real. Este mecanismo contable ayuda a reducir la base gravable del impuesto sobre la renta en los primeros años de operación del proyecto, lo que mejora el flujo de caja y hace más atractiva la inversión desde el punto de vista financiero. La depreciación acelerada resulta particularmente útil para empresas que buscan optimizar su planeación tributaria sin comprometer la operación técnica del sistema.



## 11. Conclusiones

Con base en el levantamiento de la infraestructura, el registro histórico de consumo y la medición en sitio, el sistema solar fotovoltaico diseñado para ASOMERCADE se consolida como una alternativa técnica y económicamente viable para reducir el gasto del servicio eléctrico, el dimensionamiento propuesto (21,24 kWp) permite una reducción anual estimada de al rededor del 52%, la cual se debe a la disminución de la energía importada desde la red, además los excedentes propuestos en el esquema de operación definido en el estudio. En términos prácticos, esta reducción del costo energético que, según lo manifestado por la administración de la asociación de mercado departamental, representa uno de los rubros más relevantes del presupuesto abre la posibilidad de reorientar recursos hacia mejoras prioritarias para la comunidad, como la adecuación de áreas de descanso dignas para campesinos, adultos y niños durante las jornadas de descarga nocturno y actividad comercial diurna.

La compensación de energía reactiva constituye una alternativa de inversión inicial más baja; sin embargo, su efecto se limita principalmente a mitigar los cobros por exceso de reactiva asociados al incumplimiento del factor de potencia (por debajo de 0,90), condición que la plaza ha presentado de forma persistente en el histórico de facturación. En el dimensionamiento del banco se evaluaron configuraciones fija, variable e híbrida, seleccionándose la híbrida. No obstante, al contrastar el alcance económico, el SSFV resulta más atractivo porque ataca el componente dominante del costo (energía activa importada), permite eludir la penalización por reactivos y, adicionalmente, la inversión inicial puede aplanarse gracias a los beneficios tributarios vigentes (deducción en renta, exclusión de IVA, exención arancelaria y depreciación acelerada), lo cual mejora la rentabilidad del proyecto frente a una solución que solo corrige el componente reactivo. Los resultados del análisis del recurso solar, la disponibilidad de área en cubierta y evaluación de sombras evidencian que ASOMERCADE presenta condiciones favorables para la implementación de generación fotovoltaica a una escala superior a la considerada en este proyecto. En ese sentido, se identifica la posibilidad de implementar un esquema que aproveche mayores superficies disponibles en la plaza, lo que podría habilitar mecanismos de implementación alternativos, como un acuerdo de compraventa de energía (PPA), para reducir la inversión directa de la asociación y potenciar el impacto económico del proyecto.

## 12. Recomendaciones

Previo a la implementación del sistema fotovoltaico, se recomienda realizar las adecuaciones necesarias en la infraestructura civil y eléctrica de la plaza, a fin de garantizar condiciones seguras y compatibles con la instalación. En particular, se sugiere evaluar el estado de la cubierta donde se ubicarán los módulos y considerar el reemplazo del material actual por una cubierta metálica que facilite la fijación de estructuras y mejore la durabilidad, de igual forma, es indispensable verificar la capacidad resistente de las cremalleras y elementos estructurales existentes (correas, cerchas y puntos de anclaje), a fin de confirmar que soportan las cargas adicionales del sistema, evitando riesgos de deformación, filtraciones o fallas mecánicas durante la operación y mantenimientos del sistema solar.

Se recomienda desarrollar un estudio de la calidad de la energía, dado que durante el periodo de medición se evidenciaron comportamientos atípicos en la energía reactiva, incluyendo intervalos con componente capacitiva bastante pronunciados, lo cual no es esperable en una instalación con predominio de cargas inductivas como refrigeración y motores. Aunque se planteó como hipótesis una posible influencia de la iluminación LED, se requiere validar dicha suposición mediante medición adicional, con mayor duración y alcance. Este análisis debería incluir, como mínimo, el registro de tensión y corriente por fase, la evaluación del factor de potencia, el análisis de distorsión armónica (THD) y el desbalance, con el fin de garantizar que la solución de compensación no genere efectos indeseados (sobrecompensación, resonancia o amplificación armónica).

Se recomienda realizar una socialización formal del proyecto con los integrantes de la asociación y usuarios de la plaza, más allá del acercamiento realizado con la presidencia y el consejo directivo, este proceso permitiría presentar de manera transparente los objetivos, alcances, beneficios, requerimientos y responsabilidades asociadas a la implementación del sistema fotovoltaico y del banco de compensación, asimismo, facilitaría la recolección de percepciones y necesidades de los diferentes actores, fortaleciendo la apropiación del proyecto, la toma de decisiones informada y la sostenibilidad de la solución en el tiempo, especialmente en aspectos operativos como el acceso a cubiertas, mantenimiento preventivo, seguridad y protocolos de trabajo.

### Referencia Bibliográficas

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (03 de 02 de 2018). *Resolución 15 de 2018*. Recuperado el 02 de 08 de 2025, de Gestor Normativo Alejandría 2.0:  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0015\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm)
- Congreso de Colombia. (07 de 1994). *Ley 142 de 1994*. Recuperado el 03 de 08 de 2025, de Fundación Pública: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>
- Congreso de la República de Colombia. (11 de 07 de 1994). *LEY 142 DE 1994*. Recuperado el 20 de 12 de 2025, de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>
- Congreso de la República de Colombia. (13 de 05 de 2014). *Ley 1715 de 2014*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2025). *Insumos y Factores Asociados a la Producción Agropecuaria (SIPSA\_I)*. Bogotá: DANE. Recuperado el 01 de 08 de 2025
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2025). *Sistema de Información de Precios y Abastecimiento del Sector Agropecuario (SIPSA\_P)*. Bogotá: DANE. Recuperado el 01 de 08 de 2025, de <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/SIPSA/bol-SIPSAMensual-jun2025.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2024). *Informe de Gestión*. Bogotá: DNP. Recuperado el 02 de 08 de 2025, de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/GrupoPlaneacion/Informe-gestion-DNP-2022-2024.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación. (2022). *Documento de Lineamientos para la Modernización de las Centrales de Abastecimiento*. Bogotá: DNP. Recuperado el 01 de 08 de 2025, de [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo\\_Rural\\_Sostenible/Documentos%20PAI%20DDRS/2022/2022%20-%20Lineamientos%20centrales%20de%20abastos.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo_Rural_Sostenible/Documentos%20PAI%20DDRS/2022/2022%20-%20Lineamientos%20centrales%20de%20abastos.pdf)
- ICONTEC. (2020). *Código Eléctrico Colombiano*. Obtenido de NTC 2050. Segunda actualización: [https://asieb.com/wp-content/uploads/2024/10/NTC\\_2050\\_codigo\\_electrico\\_nacional.pdf](https://asieb.com/wp-content/uploads/2024/10/NTC_2050_codigo_electrico_nacional.pdf)
- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable Energy Statistics 2025*. IRENA. doi:978-92-9260-675-6
- Muñoz Maldonado, Y. A., Acebedo Roncancio, G. D., & Santamaría Saavedra, J. D. (2019). Evaluación del Potencial de Energía Solar en Santander, Colombia. *Dialnet*, 17(2), 7-12.  
doi:10.15665/rp.v17i2.1645
- POWER NASA. (s.f.). NASA PREDICTION Of WORLDWIDE ENERGY RESOURCES. TEXAS, Estados unidos. Recuperado el 25 de 08 de 2025, de <https://power.larc.nasa.gov/>