



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA
TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
INTEGRADA EN EDIFICIOS.**

***Alumno:* Daniel Alberto Arenas Morales**

***Tutor:* Prof. D. DIEGO LÓPEZ TALAVERA**

***Depto.:* Departamento de Ingeniería electrónica y
automática**

Junio, 2016

Contenido

TABLA DE ILUSTRACIONES.....	2
1. MEMORIA.....	6
1.1. INTRODUCCIÓN	6
1.2. OBJETIVOS	7
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	7
1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	7
1.3. antecedentes.....	8
1.4. OBJETO	9
1.5. NORMATIVIDAD	10
1.6. AUTOCONSUMO.....	11
1.7. FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	12
1.7.1. Efecto fotoeléctrico	13
1.7.2. Influencia de la radiación solar.....	13
1.7.3. Influencia de la temperatura.....	13
1.8. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	14
1.8.1. Módulos fotovoltaicos.....	14
1.8.2. Inversores	16
1.8.3. Dispositivos de protección	17
1.9. MANTENIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	17
1.10. IMPACTO AMBIENTAL DE UNA ENERGÍA LIMPIA.....	18
2. METODOLOGÍA.....	18
2.1. CRITERIOS UTILIZADOS.....	18
2.1.1. Análisis económico	18
2.1.2. Coste normalizado de la electricidad (LCOE).....	20
3. ESTIMACIÓN DE LAS VARIABLES O PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS	21
3.1. Condiciones meteorológicas.	21
3.2. Perfil de carga o consumo	22
3.3. Precio de energía eléctrica	24
3.4. Estratificación social.....	24

3.5. Energía generada.....	25
3.6. Coste de financiación	29
4. ANÁLISIS AUTOCONSUMO.	30
5. CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	70
6. CÁLCULO ANÁLISIS ECONÓMICO	76
7. CONCLUSIONES Y RESULTADOS	81
8. ANEXOS.....	84

TABLA DE ILUSTRACIONES

Figura 1.1. Esquema de un sistema solar fotovoltaico	12
Figura 1.2 Variación de la potencia de las celdas solares en función de la irradiación solar.....	13
Figura 1.3 Efectos de la temperatura en la potencia de las celdas fotovoltaicas...	14
Figura 1.4 Módulo fotovoltaico.....	15
Figura 1.5 Inversor Ingecon Sun Lite 2.5TL.....	16
Figura 3.1 Perfil de carga o consumo	22
Figura 3.2.1 Perfil de consumo horario.....	23
Figura 3.3 Tarifas	24
Figura 3.4 Tarifas según estratos	25
Figura 3.5 Valores de irradiación y temperatura.....	26
Figura 3.6 Energía generada instalación de 1 kWp.....	26
Figura 3.7.1 Energía horaria generada.....	28
Figura 4.1 Consumo horario	31
Figura 4.2 Coeficiente para el perfil de carga horario	32
Figura 4.3 Perfil de consumo.....	32
Figura 4.4 Precio energía eléctrica de compañía ENELAR	32
Figura 4.5 Precio de la energía consumida de la red	33
Figura 4.6 Irradiación y temperatura (NASA).....	33

Figura 4.7 Producción de energía y pérdidas.	34
Figura 4.8 Generación de energía horaria.....	34
Figura 4.9 Beneficio autoconsumo	35
Figura 4.10 Generación - consumo	36
Figura 4.11 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero.....	37
Figura 4.12 Excedentes.....	38
Figura 4.13 Perfil de consumo y precio de la electricidad.	39
Figura 4.14 Beneficio autoconsumo	39
Figura 4.15 Generación - consumo	40
Figura 4.16 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero.....	41
Figura 4.17 Excedentes.....	42
Figura 4.18 Ciudades de la región pacífica y caribe con distribución eléctrica de Electricaribe.....	42
Figura 4.19 Perfil de consumo y precio de la electricidad.	43
Figura 4.20 Beneficio autoconsumo	43
Figura 4.21 Generación – Consumo.....	44
Figura 4.22 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero.....	44
Figura 4.23 Excedentes.....	45
Figura 4.24 Perfil de consumo y precio de la electricidad	46
Figura 4.25 Beneficio autoconsumo.	46
Figura 4.26 Generación – Consumo.....	47
Figura 4.27 Generación - Consumo horario de un día del mes de junio	47
Figura 4.28 Excedentes.....	48
Figura 4.29 Perfil de consumo y precios de electricidad	49
Figura 4.30 Beneficios de autoconsumo.	49
Figura 4.31 Generación – Consumo.....	50
Figura 4.32 Excedentes.....	50
Figura 4.33 Perfil de consumo y precio de la electricidad.	51
Figura 4.34 Beneficio autoconsumo.	52

Figura 4.35 Generación – Consumo.....	52
Figura 4.36 Excedentes.....	53
Figura 4.37 Perfil de consumo y precio de la electricidad	54
Figura 4.38 Beneficio autoconsumo.	54
Figura 4.39 Generación – Consumo.....	55
Figura 4.40 Excedentes.....	55
Figura 4.41 Perfil de carga y precio de la electricidad	56
Figura 4.42 Beneficio autoconsumo	57
Figura 4.43 Generación – Consumo.....	57
Figura 4.44 Generación - Consumo horario de un día del mes de marzo	58
Figura 4.45 Excedentes.....	59
Figura 4.46 Perfil de consumo y precio de la electricidad	60
Figura 4.47 Beneficio autoconsumo	60
Figura 4.48 Generación – Consumo.....	61
Figura 4.49 Generación - Consumo horario de un día del mes de mayo	61
Figura 4.50 Excedentes.....	62
Figura 4.51 Perfil de consumo y precio de la electricidad	62
Figura 4.52 Beneficio autoconsumo	63
Figura 4.53 Generación – Consumo.....	63
Figura 4.54 Generación - Consumo horario de un día del mes de noviembre	64
Figura 4.55 Excedentes.....	64
Figura 4.56 Perfil de consumo y precio de la electricidad	65
Figura 4.57 Beneficio autoconsumo	65
Figura 4.58 Generación – Consumo.....	66
Figura 4.59 Generación - Consumo horario de un día del mes de agosto	66
Figura 4.60 Excedentes.....	67
Figura 4.61 Perfil de consumo y precio de la electricidad	68
Figura 4.62 Beneficio autoconsumo	68
Figura 4.63 Generación – Consumo.....	69

Figura 4.64 Generación - Consumo horario de un día del mes de junio	69
Figura 4.65 Excedentes.....	70
Figura 5.1 Datos generales para cálculo del LCOE.....	71
Figura 5.2 Datos de explotación	71
Figura 5.3 Coste del capital pasivo o coste medio ponderado del capital (CMPC) (1)	72
Figura 5.4 Coste del capital pasivo o coste medio ponderado del capital (CMPC) (2)	72
Figura 5.5 Energía generada (actualizada) por el sistema fotovoltaico	72
Figura 5.6 Coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico conectado a la red (1)	73
Figura 5.7 Coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico conectado a la red (2)	73
Figura 5.8 Coste normalizado de la electricidad (LCOE).....	73
Figura 5.9 Datos generales (2 kWp).....	74
Figura 5.10.1 Coste normalizado de la electricidad.....	75
Figura 5.11 Análisis de coste de generación para una instalación de 1 kWp en una vivienda conectada a la red	75
Figura 5.12 Análisis de coste de generación para una vivienda conectada a la red	76
Figura 6.1 Datos generales análisis económico	77
Figura 6.2 Datos de explotación análisis económico	77
Figura 6.3 Parámetros análisis económico.....	78
Figura 6.4 Coste del capital (pasivo)	79
Figura 6.5 Análisis económico.....	79
Figura 6.6 Análisis económico para las instalaciones de 2 y 0,7 kWp.....	80

1. MEMORIA

1.1. INTRODUCCIÓN

Actualmente las energías verdes o energías renovables se han convertido en un punto de vital importancia para la industria energética y los países que buscan disminuir sus niveles de contaminación, como a su vez aprovechar los recursos naturales sin necesidad de afectar el medio.

Con el pasar de los años la investigación y desarrollo de tecnologías de estos sistemas han venido incrementando de manera considerable, teniendo en cuenta que este tipo de generación de energía eléctrica no necesita de combustibles fósiles y por lo tanto no requiere de transporte, facilitando la instalación de los equipos y mantenimiento durante de la vida útil de los mismos.

A nivel mundial las plantas fotovoltaicas se han convertido en una competencia importante para las industrias energéticas, ya que logran obtener costes de energía de muy bajos precios que ponen en peligro la rentabilidad y viabilidad de sistemas que trabajan bajo otro tipo de mecanismos; además de los beneficios ambientales que estos traen a Colombia, es una opción para que los usuarios se planteen la posibilidad de generar su propia energía y de esta forma disminuir los costos mensuales que deben de cancelar a las diferentes empresas encargadas de distribuir la energía eléctrica.

En Colombia actualmente no existe una legislación particular para las energías verdes o renovables que regulen la producción e inyección a la red de la energía generada, por lo tanto la energía eléctrica que no sea auto consumida se inyectara a la red y no será remunerada por parte de la empresa distribuidora en la zona, además la importación de equipos para la instalación de estos sistemas fotovoltaicos tienen unos altos costos por concepto de aranceles, IVA, y demás impuestos, pero se busca hacer un estudio que permita buscar de forma ideal la implementación de este sistema fotovoltaico teniendo en cuenta todas y cada una

de las variables que pueden influir en la generación eléctrica de los paneles fotovoltaicos.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL.

Realizar un análisis técnico económico que permite determinar la factibilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico conectada a la red, ubicado en viviendas residenciales y destinadas para el autoconsumo en diferentes localidades de Colombia.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Realizar un estudio sobre la irradiación y condiciones de temperatura en diferentes zonas del país.
- Calcular la energía eléctrica producida por un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) con diferentes potencias instaladas.
- Establecer diferentes perfiles de carga o consumo de viviendas residenciales.
- Determinar el actual costo de venta de la energía eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras.
- Definir el ahorro económico que tendría el usuario instalando un sistema fotovoltaico.
- Calcular los excedentes de energía eléctrica.
- Establecer las variables que influyen en la generación eléctrica del sistema.
- Definir el sistema más óptimo según las condiciones climáticas de la zona y el comportamiento del sistema.
- Estimación de los criterios de rentabilidad económica valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR), plazo de recuperación con descuento (DPBT, siglas en inglés), así como el coste normalizado de generación eléctrica de los SFCR (LCOE, levelised cost of electricity) .

1.3. ANTECEDENTES

A nivel mundial se ha encontrado que la energía solar es una gran opción para reemplazar los sistemas de energía de generación de energía eléctrica de la actualidad, de forma importante el desarrollo tecnológico que se ha tenido en cuando a inversores, paneles, protección, distribución, seguidores, entre otros, elementos necesarios para las instalaciones fotovoltaicas, han hecho que las plantas fotovoltaicas lleguen a tener una vida útil hasta de 30 años y además que logren tener un precio de energía eléctrica muy bajo, por lo cual los países de diferentes partes del mundo han optado por tomar la iniciativa y empezar a incentivar y promover la instalación de estas plantas con el fin de contribuir a la disminución de la contaminación y reducir los costos de generación.

Según el UPME aproximadamente un 78% de la energía consumida hoy en día en Colombia proviene de fuentes fósiles, mientras que el 22% restante proviene de fuentes renovables. La disponibilidad local de FNCER aún no aprovechadas, sumada a la progresiva reducción en los costos asociados a su uso y la evolución de las tecnologías relacionadas, hacen que la integración de estas fuentes a la canasta energética nacional cobre relevancia a raíz de sus potenciales beneficios.¹ Con el fin de incurrir en el desarrollo de nuevas tecnologías e impulsar la implementación de las mismas, Empresas Públicas de Medellín (EPM) mediante la construcción de un parque eólico en la Guajira, se convierte en el principal promotor a nivel nacional de generación de energías limpias y renovables; este proyecto fue presentado ante la ONU como estrategia de cambio climático.

¹http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf - Integración a las energías renovables no convencionales en Colombia, Unidad de Protección Minero Energética (UPME). Consultado el 24 de abril de 2016.

En estos momentos en el país existen muy pocas plantas fotovoltaicas instaladas, una de ellas y la más grande es la planta fotovoltaica instalada por el grupo éxito con una capacidad de generación de 3,55 GWh/mes.

Se propone la ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, la cual promueve el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía y además establece algunos incentivos en cuanto a disminución de impuestos y no cobro de arancel para la importación de equipos y elementos para estos sistemas. Teniendo en cuenta esto y la gran implicación ambiental que tiene la generación de energía eléctrica mediante fuentes no renovables que además incrementan los costos de generación y transporte de la misma, ya que el sistema de producción de energía eléctrica distribuido no se implementa de forma ideal y se opta de mayor forma por sistemas centralizados incrementando los costos de la energía eléctrica por concepto de transporte de combustible, transporte de la energía eléctrica, pérdidas por transporte, distribución, entre otros, se convierte en una opción viable para las personas que deseen convertirse en generadores de energía eléctrica limpia, que además auto consumirán y estarán contribuyendo a el cuidado del medio ambiente y a el impulso de nuevas tecnologías.

1.4. OBJETO

Esta documento tiene como objeto realizar un análisis técnico - económico de un sistema de generación de energía eléctrica mediante la captación solar (fotovoltaica) para determinar la factibilidad y viabilidad del mismo, teniendo en cuenta el potencial solar y las condiciones climáticas en diferentes zonas de Colombia, con la finalidad de establecer una opción de energía alternativa generada y auto consumida, dándole solución a los problemas que se vienen presentando en razón de los altos costos y los métodos de generación que de forma significativa vienen afectando el medio ambiente; convirtiéndose en una necesidad la

investigación, proposición e implementación de nuevos sistemas generadores de energía eléctrica limpia como lo son las energías renovables o verdes, que en los últimos años han venido evolucionando y obteniendo un apoyo muy importante a nivel mundial.

Se plantea realizar el análisis para el mercado regulado, al cual pertenecen las viviendas, oficinas y otros, que tengan consumos menores a 550 kwh/mes con una tensión máxima de 1kV.

Se establecerán diferentes perfiles de carga o consumo, aplicándolos a los diferentes estratos económicos, calculando los consumos mensuales y anuales, con el fin de compararlos con los datos de generación de diferentes potencias instaladas y de esta forma determinar la potencia más óptima teniendo en cuenta el ahorro y los excedentes del sistema.

1.5. NORMATIVIDAD

Aunque actualmente en el país no se tiene una normativa que regule la instalación, generación y distribución por parte de la energía fotovoltaica, existen leyes que rigen en general todos los métodos de producción de energía eléctrica que son los siguientes:

- Ley 143/1994, 11 de julio, establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad
- Ley 1715/2014, 13 de mayo, regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- Ley 1117/2006, 27 de diciembre, normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2.
- Ley 1215/2008, 16 de julio, se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica.

- Resolución 079/1997,29 de abril, se regulan las tarifas para los diferentes estratos.²

1.6. AUTOCONSUMO

La finalidad de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo principalmente se basa en el interés de reducir el consumo de la red eléctrica y de esta forma disminuir los costos, de igual forma desde el punto de vista ecológico se busca reducir el consumo de energía no renovables causantes de gran parte de la producción contaminantes que afectan significativamente el medio ambiente.

Para el autoconsumo se tiene la posibilidad de almacenar la energía y de esta forma auto consumir la totalidad de energía producida por el generador fotovoltaico, o una instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo, se debe tener en cuenta que para esta modelo de autoconsumo el sistema debe ser dimensionado de forma tal que la generación no supere el consumo, ya que la energía que no se consuma se inyectara a la red, y se debe tener en cuenta que la regulación de venta a la red de esta energía no se encuentra vigente y por lo tanto serian pérdidas para el usuario.

Se debe de tener tanto el perfil horario de consumo, como generación y de esta forma determinar el consumo mínimo y máximo durante el día, para dimensionar de forma adecuada la potencia que se debe instalar para que la energía entregada por el inversor pueda abastecer las necesidades de la vivienda y la energía inyectada a la red no sea muy significativa.

La potencia a instalar dependerá de los resultados que se obtengan después de hacer el análisis de generación con diferentes potencias y el consumo de la

² <http://www.creg.gov.co/index.php/es/normatividad/normas/leyes>. Normatividad. Comisión de regulación de energía y gas (CREG). Consultado el 13 de mayo de 2016.

vivienda,, obteniendo la energía consumida y la energía inyectada a la red, de esta forma determinando la potencia a instalar que sea más conveniente y no sea un sistema sobredimensionado.

La inclinación de los paneles solares para un mejor aprovechamiento de la radiación solar, dependerá de la ubicación geográfica de Colombia, donde el ángulo de inclinación generalmente es de 10° pero la inclinación puede variar en función de la aplicación, criterios de uso e integración arquitectónica, en $\pm 5^\circ$.

1.7. FUNCIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

El funcionamiento de la instalación radica principalmente en el inversor, ya que es el encargado de la gestión inteligente del sistema, este se encarga de suministrar la mayor cantidad de energía que recibe de los módulos fotovoltaicos, además es un dispositivo que puede realizar de forma automática la parada y puesta en marcha del sistema, determinando el nivel mínimo de funcionamiento y la potencia disponible en los módulos fotovoltaicos; cuando se alcanza el nivel mínimo de funcionamiento el inversor se pone en marcha y comienza a convertir la energía eléctrica que esté recibiendo de los módulos.

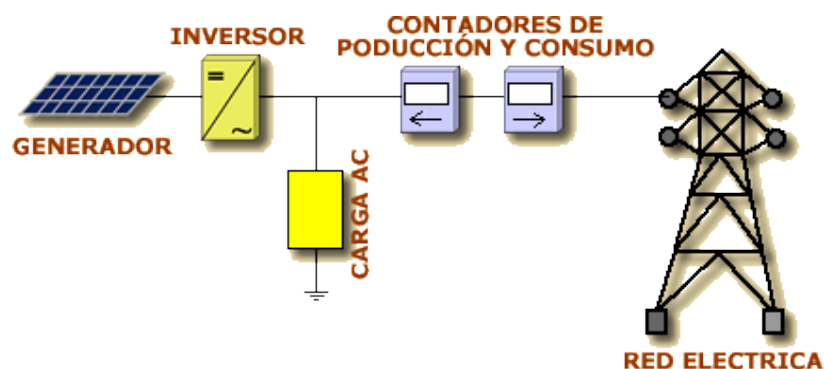


Figura 1.1. Esquema de un sistema solar fotovoltaico

Cuando la potencia disponible en los módulos baja al final del día, el inversor se desconecta para seguir con un consumo mínimo, y de esta forma hacer más eficiente el sistema. Cuando la potencia que este ofreciendo el inversor es mayor a

el consumo de la vivienda, esta energía se inyecta a la red, ya que para este caso se estará haciendo autoconsumo instantáneo y por lo tanto no se cuenta con almacenamiento de energía, por lo cual se vuelve indispensable el dimensionado del sistema según el perfil de consumo de la vivienda.

1.7.1. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es el principio físico sobre el cual se ha basado el desarrollo de la tecnología de aprovechamiento directo de la radiación solar para producir electricidad. Este efecto consiste en la propiedad de algunos materiales de aumentar su cantidad de electrones libres como respuesta a la incidencia de una radiación electromagnética (principalmente luz visible y ultravioleta).

1.7.2. Influencia de la radiación solar.

La corriente generada por las celdas solares es función de la irradiación incidente sobre las mismas. A medida de que aumenta la irradiación, la corriente generada por las celdas aumenta de igual forma.

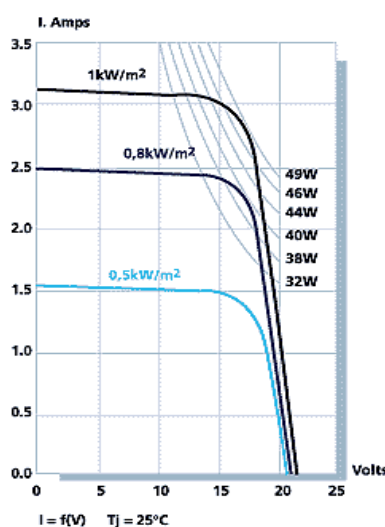


Figura 1.2 Variación de la potencia de las celdas solares en función de la irradiación solar.

1.7.3. Influencia de la temperatura.

Según las propiedades de las células fotovoltaicas, estas tienen un mejor funcionamiento a bajas temperaturas. Todos los materiales pierden eficiencia a

medida de que aumenta su temperatura de funcionamiento, ya que gran parte de la energía de la irradiación incidente sobre las células se convierten en calor, por lo cual la cantidad de energía aprovechada por parte de las módulos fotovoltaicos disminuye, es recomendable que las características del material coincidan con la temperatura de operación, o en su defecto que se implemente un sistema de refrigeración que disminuya las pérdidas por temperatura. Teniendo en cuenta que estos sistemas de refrigeración pueden incurrir en gastos que finalmente no puedan ser compensados con el aumento del rendimiento de los paneles, por lo tanto debe de ser un sistema eficiente y económicamente viable para la instalación fotovoltaica.

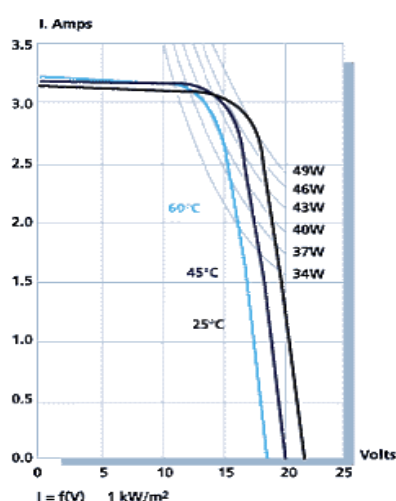


Figura 1.3 Efectos de la temperatura en la potencia de las celdas fotovoltaicas.

1.8. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Se realiza una breve descripción de los componentes y/o dispositivos que componen un sistema solar fotovoltaico.

1.8.1. Módulos fotovoltaicos.

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos se consideran comercialmente como el elemento principal del sistema solar, además el elemento más pequeño actualmente disponible en el mercado capaz de transformar la radiación solar en

energía eléctrica, la eficiencia de estos depende de los materiales con los que se construyan los mismos y las características de operación para las cuales fueron contruidos. La combinación de celdas solares, se le conoce como panel o modulo solar fotovoltaico; esta permite incrementar tanto el voltaje como la corriente generada, se recomienda que sean de características similares para mejorar el rendimiento de los mismos.



Figura 1.4 Módulo fotovoltaico.

Paneles solares de silicio. Pueden llegar a tener una vida útil de hasta 30 años, pero las empresas dan garantía de un rendimiento del 80% en 25 años.

Para este tipo de paneles se tienen monocristalinos los cuales tienen una mayor eficiencia y por lo tanto son importantes cuando el espacio es reducido y trabajan bajo condiciones estándar.

Se tienen también policristalinos que son de menor precio por lo cual son indicados para la instalación en grandes espacios, además que cuentan con una característica de menos perdidas por concepto de calentamiento de las celular gracias a sus características, en condiciones de mayor calor producen más energía, además tienen menos perdidas por degradación de los paneles ya que estos se ven menos afectados por la luz y de esta forma pierden menos eficiencia en el transcurso de los años.

1.8.2. Inversores

Los paneles solares suministran solamente corriente continua, por lo cual, cuando se tienen equipos que necesitan corriente alterna, es necesario la implementación de un inversor que transforme la corriente continua en corriente alterna, trabajando como un elemento de acople entre la electricidad continua entregada por el generador fotovoltaico y la carga que requiere de corriente alterna.

Dentro de las características principales que debe de tener un inversor, se encuentra el voltaje de entrada, potencia máxima de salida y la eficiencia. El voltaje de operación del inversor debe seleccionarse con base en el voltaje de suministro del panel solar fotovoltaico. Además estos dispositivos trabajan de forma inteligente, siendo entonces unos gestores del correcto aprovechamiento de la energía generada por los paneles, de forma tal que cuando la potencia ofrecida por los paneles no supera las condiciones mínimas de trabajo del sistema, el inversor se desconecta de forma tal que el consumo sea mínimo en horas del día donde la producción eléctrica es mínima en razón de la ausencia de la radiación solar.



Figura 1.5 Inversor Ingecon Sun Lite 2.5TL

1.8.3. Dispositivos de protección

Todas las instalaciones deben de cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)³ y con las normas Icontec. Principalmente debe garantizarse como mínimo un nivel de aislamiento adecuado para los equipos y materiales que además garanticen la seguridad de las personas frente a contactos críticos, como los puntos donde hay niveles de voltaje que superan las 50 V de corriente alterna o 120 V de corriente continua, deben conectarse con todas las proyecciones necesarias para cortocircuitos, sobrecargar y sobre intensidades.

1.9. MANTENIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una inspección visual, una limpieza periódica y una verificación del estado de operación son las principales tareas para realizar el mantenimiento de los paneles solares, especialmente teniendo cuidado en las conexiones eléctricas y los valores de voltaje en circuito abierto, que deben estar dentro de las recomendaciones entregadas por el fabricante; la inspección termográfica, también es de vital importancia para la detección de puntos calientes que puedan estar afectando las celdas y posteriormente generando problemas en la línea de módulos, además puede hacer la identificación de puntos donde se puedan estar generando puntos calientes, por lo cual puede hacerse una previa reparación y evitar daños mayores en el sistema.

En el caso del regulador de voltaje el procedimiento es similar, debe de asegurarse que las conexiones se encuentren en buen estado y que los parámetros de funcionamiento del regulador estén dentro de los establecidos por el fabricante o proveedor del equipo.

³ Ministerio de Minas y Energía. *Resolución 181294 –Reglamentos Técnicos de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*. <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/3337.pdf>. Consultado el 13 de mayo de 2016.

1.10. IMPACTO AMBIENTAL DE UNA ENERGÍA LIMPIA.

Las instalaciones fotovoltaicas durante los últimos años han venido impartiendo un papel importante a nivel mundial en temas ambientales, ya que está es pionera en la generación de energías limpias; la fabricación de las células fotovoltaicas con silicio se tiene a partir de la arenas, un material abundante en la tierra, además es un sistema de aprovechamiento de la energía solar una fuente inagotable, por lo cual estos no dependen de ningún tipo de combustible y se evitan la emisión de contaminantes por su uso, ni la contaminación generada por la extracción de los mismos.

Las instalaciones fotovoltaicas además cuentan la sencillez de su instalación y la flexibilidad con la que se cuenta para la instalación de paneles solares que se adapten a las necesidades del usuario, como la instalación en tejados, fachadas, entre otros.

2. METODOLOGÍA

2.1. CRITERIOS UTILIZADOS

2.1.1. Análisis económico

A continuación se presentan los criterios más usados en el análisis económico y la formulación correspondiente.

2.1.1.1. Plazo de recuperación con descuento (DPBT)

Es el periodo de tiempo que necesita la inversión que para que el valor actualizado de los flujos de caja generados hasta el momento, iguale el valor del capital invertido, este se expresa en años.

$$DPBT \Rightarrow \sum_{i=1}^{i=DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} = A$$

Ecuación (2.1)

Donde,

Q_i = Flujo de caja del año i

A = Inversión inicial

d = tasa de descuento

2.1.1.2. Valor actual neto (VAN)

Proporciona una medida de rentabilidad (ganancia) total neta en unidades monetarias del momento de la evaluación, una vez que con los flujos netos de caja se ha devuelto el capital invertido inicialmente, así como se ha hecho frente a su retribución en forma de intereses y/o dividendos, en función del tipo de recurso (propios y/o ajenos) empleados en la financiación del proyecto.

$$VAN = -A + \left(\frac{Q_1}{(1+d)} + \frac{Q_2}{(1+d)^2} + \frac{Q_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1+d)^N} \right)$$

Ecuación (2.2)

Donde,

Q_1 = Flujo de caja

A = Inversión inicial

d = tasa de descuento

N = Vida útil del proyecto

El VAN además se puede interpretar como la ganancia total neta actualizada al año 0 (cero) y de esta puede depender si un proyecto de inversión es aceptado o rechazado.

2.1.1.3. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La TIR es el tipo de interés anual al que hay que colocar la inversión inicial – reinvertiendo los intereses generados para que al cabo de un tiempo igual a la vida útil de la instalación, la suma de dicha inversión más los intereses iguale a los flujos de caja generados durante el proyecto. Todas las cantidades se suponen referidas al año de finalización del proyecto. También se define como el valor de la tasa de descuento que satisface la ecuación $VAN=0$.

$$0 = -A + \left(\frac{Q_1}{(1 + TIR)} + \frac{Q_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{Q_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1 + TIR)^N} \right)$$

Ecuación (2.3)

Donde,

$Q_1 = \text{Flujo de caja}$

$A = \text{Inversion inicial}$

$TIR = \text{tasa interna de retorno}$

$N = \text{Vida util del proyecto}$

2.1.2. Coste normalizado de la electricidad (LCOE)

Para obtener el coste normalizado de electricidad se deben de tener criterios como la vida útil del sistema, el coste del ciclo de vida (LCC) y la eléctrica generada por la instalación.

Además se tiene en cuenta la tasa de variación interanual de los gastos de operación y mantenimiento, tasa de variación interanual de precio de la electricidad y tasa de variación interanual de degradación o pérdida de potencia del sistema.

$$LCOE = \frac{A + OM \frac{K_{OM}(1 - K_{OM}^N)}{1 - K_{OM}}}{E \frac{K_E(1 - K_E^N)}{1 - K_E}}$$

Ecuación (2.3)

Donde,

A = Inversión inicial

OM = Gastos de operación y mantenimiento.

KOM = (1 + AOM) / (1 + d)

KE = (1 + rd) / (1 + d)

AOM = Tasa de incremento interanual de operación y mantenimiento.

rd = Tasa de variación interanual de degradación del sistema o pérdida de potencia.

E = Electricidad generada anualmente

d = tasa de descuento.

N = años de vida útil del sistema.

3. ESTIMACIÓN DE LAS VARIABLES O PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS

3.1. Condiciones meteorológicas.

Es necesario obtener los datos de irradiación mensuales de las diferentes ciudades donde se pretende realizar el estudio y de esta forma determinar la cantidad de energía eléctrica que puede producir mes a mes la instalación fotovoltaica. De igual forma es indispensable obtener las condiciones de temperatura máximas y mínimas, ya que altas temperaturas pueden afectar las características de los diferentes materiales y por lo tanto generar pérdidas por calor, afectando la producción de la instalación fotovoltaica.

Los datos de irradiación y temperatura mensuales de cada una de las ciudades pueden ser obtenidos mediante la página web de la NASA, ingresando las coordenadas de estas en la base de datos (ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER)⁴. Los datos utilizados para nuestro análisis son mostrados en el anexo I

3.2. Perfil de carga o consumo

Se establecen diferentes perfiles de carga o de consumo de viviendas familiares, donde se tienen los datos de consumo mensuales durante todo un año, y el promedio anual.

	PERFIL 1	PERFIL 2	PERFIL 3	PERFIL 4
Mes	Kwh	Kwh	Kwh	Kwh
Enero	109	75	98	152
Febrero	97	81	94	153
Marzo	116	97	109	176
Abril	98	85	85	165
Mayo	106	95	98	173
Junio	142	117	96	137
Julio	115	82	81	82
Agosto	131	114	88	114
Septiembre	127	111	77	111
Octubre	97	112	83	112
Noviembre	124	108	97	194
Diciembre	112	125	113	187
Promedio	115	100	93	146

Figura 3.1 Perfil de carga o consumo

Los anteriores perfiles son datos verídicos, ya que son obtenidos de viviendas familiares ubicadas en diferentes ciudades del país con el fin de hacer el estudio más cercano a las necesidades actuales.

Se calcula el consumo horario, con el fin de dar precio al consumo horario e identificar el consumo que tendría de la generación eléctrica de la instalación fotovoltaica, de forma tal que se puede dimensionar el sistema para que la inyección

⁴ <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>. NASA Surface meteorology and Solar Energy – Location. Consultado el 14 de mayo de 2016

a la red sea mínima y la mayor parte de la energía eléctrica generada sea autoconsumida.

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coeficiente	0,30	0,20	0,10	0,05	0,05	0,07	0,25	0,50	0,70	0,80
Consumo	1,3	0,8	0,4	0,2	0,2	0,3	1	2	2,8	3,4
Energía (kwh/día)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4,90	0,11	0,07	0,04	0,02	0,02	0,02	0,09	0,18	0,25	0,28
5,28	0,11	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,19	0,27	0,31
5,68	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,21	0,29	0,33
5,50	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,20	0,28	0,32
5,58	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,20	0,28	0,32
4,57	0,10	0,07	0,03	0,02	0,02	0,02	0,08	0,17	0,23	0,27
2,65	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,05	0,10	0,13	0,15
3,68	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,19	0,21
3,70	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,19	0,21
3,61	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,18	0,21
6,47	0,14	0,09	0,05	0,02	0,02	0,03	0,12	0,23	0,33	0,38
6,03	0,13	0,09	0,04	0,02	0,02	0,03	0,11	0,22	0,31	0,35

Figura 3.2.1 Perfil de consumo horario

En la anterior tabla se puede apreciar la energía eléctrica consumida durante cada día, a lo cual se le aplica un coeficiente para el cálculo del consumo durante cada hora y de esta forma obtener un perfil de consumo.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0,80	0,85	0,75	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,80	0,90	0,95	0,90	0,70	0,50
3,6	3,6	3,5	3,3	3,1	3	2,9	3	3,6	3,8	3,8	3,6	3	2,5
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0,28	0,30	0,27	0,28	0,25	0,25	0,25	0,25	0,28	0,32	0,34	0,32	0,25	0,18
0,31	0,33	0,29	0,31	0,27	0,27	0,27	0,27	0,31	0,34	0,36	0,34	0,27	0,19
0,33	0,35	0,31	0,33	0,29	0,29	0,29	0,29	0,33	0,37	0,39	0,37	0,29	0,21
0,32	0,34	0,30	0,32	0,28	0,28	0,28	0,28	0,32	0,36	0,38	0,36	0,28	0,20
0,32	0,34	0,30	0,32	0,28	0,28	0,28	0,28	0,32	0,36	0,39	0,36	0,28	0,20
0,27	0,28	0,25	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,27	0,30	0,32	0,30	0,23	0,17
0,15	0,16	0,14	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,15	0,17	0,18	0,17	0,13	0,10
0,21	0,23	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,24	0,25	0,24	0,19	0,13
0,21	0,23	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,24	0,26	0,24	0,19	0,13
0,21	0,22	0,20	0,21	0,18	0,18	0,18	0,18	0,21	0,24	0,25	0,24	0,18	0,13
0,38	0,40	0,35	0,38	0,33	0,33	0,33	0,33	0,38	0,42	0,45	0,42	0,33	0,23
0,35	0,37	0,33	0,35	0,31	0,31	0,31	0,31	0,35	0,39	0,42	0,39	0,31	0,22

Figura 3.2.2. Perfil de consumo horario.

Se establece un coeficiente de consumo horario, para el caso mostrado en la tabla, una potencia instalada de 4 kW, para un consumo en el mes de enero de 152 kWh, se establecen los coeficientes para determinar el consumo horario para todos los

meses, en vista de que en la actualidad en Colombia no se tiene una medida horaria del consumo en las viviendas.

3.3. Precio de energía eléctrica

Se consultan los precios de la energía eléctrica en las diferentes ciudades, mediante las páginas web de cada una de las empresas distribuidoras, con el fin de compararlas estas tarifas con el precio de la energía generada por la instalación y comprobar la viabilidad económica del sistema.

CIUDAD	MES												EMPRESA
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
ARAUCA	\$ 402,07	\$ 400,30	\$ 407,21	\$ 418,67	\$ 409,51	\$ 420,83	\$ 409,87	\$ 416,18	\$ 430,40	\$ 445,55	\$ 511,12	\$ 511,04	ENELAR
IBAGUE	\$ 421,40	\$ 435,66	\$ 433,75	\$ 453,54	\$ 439,46	\$ 443,89	\$ 443,87	\$ 445,97	\$ 455,38	\$ 463,47	\$ 457,12	\$ 466,21	ENERTOLIMA
ARMENIA	\$ 376,72	\$ 388,13	\$ 390,98	\$ 403,87	\$ 388,21	\$ 401,96	\$ 397,03	\$ 402,02	\$ 405,64	\$ 413,76	\$ 422,03	\$ 430,47	EDEQ
PEREIRA	\$ 368,73	\$ 388,60	\$ 389,81	\$ 404,78	\$ 385,81	\$ 420,61	\$ 397,72	\$ 394,73	\$ 403,79	\$ 461,58	\$ 456,91	\$ 454,59	EPP
SANTA MARTA CARTAGENA MONTERIA RIOHACHA SINCELEJO VALLEDUPAR BARRANQUILLA	\$ 342,66	\$ 342,77	\$ 343,86	\$ 389,30	\$ 377,79	\$ 383,42	\$ 382,09	\$ 384,34	\$ 389,69	\$ 419,02	\$ 430,44	\$ 430,87	ELECTRICARIBE > 173 KWH
VILLAVICENCIO	\$ 440,85	\$ 425,23	\$ 420,44	\$ 441,28	\$ 432,89	\$ 437,58	\$ 429,96	\$ 436,66	\$ 448,94	\$ 459,00	\$ 470,08	\$ 458,48	EMSA
BOGOTA	\$ 379,57	\$ 379,77	\$ 387,46	\$ 400,10	\$ 387,14	\$ 393,82	\$ 387,01	\$ 393,97	\$ 402,82	\$ 409,80	\$ 423,53	\$ 426,80	CODENSA
CUCUTA	\$ 398,41	\$ 404,05	\$ 408,26	\$ 420,88	\$ 407,07	\$ 413,64	\$ 411,68	\$ 412,78	\$ 421,51	\$ 437,00	\$ 443,55	\$ 445,19	CENS
BUCARAMANGA	\$ 392,67	\$ 401,80	\$ 400,76	\$ 419,30	\$ 399,23	\$ 416,63	\$ 409,24	\$ 413,96	\$ 417,50	\$ 436,65	\$ 443,20	\$ 449,84	ESSA
CALI	\$ 459,17	\$ 420,08	\$ 400,94	\$ 426,70	\$ 396,74	\$ 442,38	\$ 414,19	\$ 427,36	\$ 426,91	\$ 468,06	\$ 480,28	\$ 450,54	EMCALI
MANIZALES	\$ 403,95	\$ 413,65	\$ 417,90	\$ 430,03	\$ 416,11	\$ 424,96	\$ 422,49	\$ 427,72	\$ 432,18	\$ 442,58	\$ 449,22	\$ 455,96	CHEC
MEDELLIN	\$ 395,17	\$ 399,24	\$ 407,38	\$ 417,19	\$ 405,03	\$ 409,02	\$ 409,50	\$ 412,73	\$ 417,29	\$ 430,41	\$ 436,86	\$ 435,94	EPM
NEIVA	\$ 409,99	\$ 413,58	\$ 415,59	\$ 427,06	\$ 417,01	\$ 422,21	\$ 413,51	\$ 425,14	\$ 432,51	\$ 443,99	\$ 465,16	\$ 466,24	EH
PASTO	\$ 448,79	\$ 448,79	\$ 451,03	\$ 453,29	\$ 455,55	\$ 455,55	\$ 457,83	\$ 462,41	\$ 467,03	\$ 471,70	\$ 481,14	\$ 490,76	CEDENAR
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	\$ 848,29	\$ 819,36	\$ 798,94	803.37	809.62	821.16	822.14	\$ 815,87	\$ 818,54	\$ 837,15	\$ 837,92	\$ 824,67	SOPESA SIN ESTRATOS

Figura 3.3 Tarifas

Las tarifas para algunas de las ciudades es la misma, ya que se encuentran en la región caribe de Colombia y allí el mercado eléctrico lo tiene una sola compañía la cual se encarga de la distribución.

3.4. Estratificación social.

En razón de que en el país se cuenta con diferentes estratos económicos, dependiendo de las capacidades económicas de la familia y el lugar donde esté ubicada la vivienda, es importante aclarar los diferentes aspectos en cuanto a subsidio por parte del gobierno para los estratos más bajos y contribución por parte de los estrato más altos.

Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la resolución 079 de 1997⁵ se establecen las tarifas de consumo de energía eléctrica para los diferentes estratos, en la cual según la ley se otorgan unos subsidios para los estratos 1, 2 y 3; los estratos 5, 6 y no residenciales se los asigna una contribución, mientras que el estrato 4 se considera como tarifa plana y por lo tanto no tienen ni subsidio ni contribución.

TARIFA	=	VALOR
Tarifa estratos 1, 2, 3	=	CU - Subsidio
Tarifa estratos 4 y Oficial	=	CU
Tarifa estratos 5, 6, i	=	CU + Contribución

Figura 3.4 Tarifas según estratos

CU: Tarifa plana.

Estrato 1: subsidio del 50% del valor del kilovatio hora.

Estrato 2: subsidio del 40% del valor del kilovatio hora.

Estrato 3: subsidio del 15% del valor del kilovatio hora.

Estrato 4, oficiales y exentos: no tienen subsidio ni contribución.

Estratos 5, 6 y no residenciales: pagan un 20% adicional correspondiente a la contribución.

3.5. Energía generada

Mediante los datos de irradiación y temperatura obtenidos de la base de datos de la NASA, se calculan los valores de energía de salida del inversor después de aplicar

5

http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0079_1997.htm - Comisión de Regulación de Energía y Gas – Resolución 079 de 1997

las diferentes pérdidas que puede tener el sistema, ya sean pérdidas de captura o pérdidas del sistema. Posteriormente se obtienen los datos de degeneración horaria para cada uno de los meses como se muestra en la figura 3.7.

LUGAR			
Latitud	7,00	Longitud	-70,04
	H _{dm} (0)	T max	T min
Enero	5.240	34,00	20,50
Febrero	5.350	37,10	22,10
Marzo	5.190	37,40	22,80
Abril	4.700	33,20	22,30
Mayo	4.400	30,40	21,50
Junio	4.250	29,80	20,80
Julio	4.450	30,40	20,10
Agosto	4.700	32,30	20,30
Septiembre	5.050	33,10	20,70
Octubre	4.990	32,10	21,00
Noviembre	4.790	30,80	21,00
Diciembre	4.870	30,50	20,20
Anual	4.832	32,6	21,1
ORIENTACIÓN (°)			
Acimut (E neg)	0	Pendiente	10

Figura 3.5 Valores de irradiación y temperatura.

TONC	47				
Ganma	0,45%				
PgenSTC en kWp	1				
Energía DC (kWh) GFV				1493	
Perdidas DC	Mismatch	2,0%			
	Ohmicas DC	1,0%			
	Polvo y suciedad	2,0%	Incluidas en el modelo		
	Angulares y espectrales	1,0%	Incluidas en el modelo		
	Potencia Nominal	1,0%			
Total perdidas parte DC		4,0%	1433	Energía DC (kWh)	
Perdidas imputables al inversor	Rendimiento del seguimiento del PMP	98,0%			
	Rendimiento conversión DC/AC	96,0%			
			94%	1349	Energía AC (kWh)
Otras perdidas	ohmicas en AC	1,5%			
	sombreado	0,0%			
	otros (paradas, bajas irradiación)	4,0%			
Total otras perdidas		5,5%	1274	Energía inyectada a la red (kV)	

Figura 3.6 Energía generada instalación de 1 kWp

Como se puede apreciar en la figura 3.6 se tienen todas las pérdidas que pueden tener el sistema, tanto por captura como pérdidas del resto del sistema.

En la parte de pérdidas DC, se tiene las pérdidas mismatch o desacoplamiento, estas pérdidas se tienen a partir del mal acoplamiento de los módulos tanto en serie como en paralelo, se puede dar cuando se tienen dos módulos conectados en serie con diferentes corrientes, el de menor corriente limitara la corriente de la serie.

Por otra parte se tienen pérdidas óhmicas, estas pérdidas se generan a partir de las caídas de tensión cuando la corriente empieza a circular por el conductor y una sección determinada. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Además se tienen pérdidas por polvo o suciedades, las cuales pueden disminuir la potencia del generador fotovoltaico por la acumulación de polvo y suciedades en su superficie, provocando la disminución de la corriente y la tensión entregada por el generador, así como pueden ser causantes de puntos calientes en los módulos como en el caso del excremento de las aves.

Las pérdidas angulares y espectrales; cuando la radiación solar incida sobre la superficie del módulo fotovoltaico con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayor ángulo de incidencia), mientras que la variación del espectro solar en cada momento respecto al espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaica dando lugar a pérdidas energéticas.

En el proceso de fabricación industrial de los módulos fotovoltaico se tiene que estos no tienen una potencia nominal idéntica, si no que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida (STC), presenta una determinada dispersión.

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es indispensable seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, al igual que la selección adecuada del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico, ya que en el caso de que el inversor tenga una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico, puede incurrir en que gran parte del tiempo el sistema opera en valores de rendimiento bajos, con la consecuencia de generar pérdidas de

generación. Para el caso de pérdidas por seguimiento del PMP (punto de máxima potencia); se trata de un dispositivo electrónico de seguimiento del PMP del generador fotovoltaico, para lo cual se emplea unos determinados algoritmos. La curva de rendimiento, se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería de un seguimiento ideal.

Al igual que en la parte DC, en la parte AC se tienen pérdidas óhmicas por caída de tensión cuando la corriente empieza a circular por los conductores, además se tienen pérdidas por sombreados en algunas horas del día, así como las pérdidas que se pueden producir a raíz de paradas del sistema, disminución de irradiación, entre otras, las cuales son consideradas de igual forma para el análisis de la producción eléctrica según las condiciones de irradiación y temperatura de la ciudad donde se desea hacer el cálculo.

Posteriormente se tienen los datos horarios de generación de energía eléctrica durante todos los meses, de la siguiente forma.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Enero	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,076067	0,214636	0,366353	0,488764
Febrero	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,078217	0,217082	0,369376	0,490138
Marzo	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,076758	0,204899	0,347297	0,465105
Abril	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,003959	0,070660	0,178991	0,302029	0,406167
Mayo	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,007529	0,066051	0,160962	0,270449	0,364472
Junio	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,008957	0,063412	0,151474	0,253670	0,341850
Julio	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,008265	0,065606	0,159593	0,267922	0,360502
Agosto	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,005253	0,069728	0,175504	0,295745	0,397142
Septiembre	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000839	0,074867	0,197483	0,334243	0,447675
Octubre	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,074888	0,202690	0,344652	0,461825
Noviembre	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,077947	0,219010	0,376148	0,512568
Diciembre	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,069784	0,191932	0,316443	0,404992

Figura 3.7.1 Energía horaria generada

Se presenta la generación eléctrica horaria por parte del sistema, con una potencia instalada de 1 kWp instalado. Se puede observar de la figura 3.7.1 que la generación comienza a partir de las 7:00 para los meses de abril hasta septiembre, mientras que para el resto de los meses la generación comienza a partir de las 8:00 horas.

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0,561741	0,581523	0,549892	0,470409	0,348435	0,202633	0,071646	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,565504	0,587920	0,556939	0,476831	0,356211	0,208177	0,074861	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,539118	0,563218	0,532694	0,455117	0,337446	0,198161	0,074099	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,472915	0,496025	0,467380	0,397566	0,293535	0,173120	0,068205	0,003704	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,424731	0,443808	0,419079	0,355692	0,261786	0,154939	0,063429	0,007125	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,398134	0,410294	0,391861	0,332120	0,244091	0,144805	0,060459	0,008447	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,419110	0,436805	0,412083	0,349623	0,257243	0,152214	0,062415	0,007769	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,461280	0,481767	0,481767	0,386140	0,284968	0,168123	0,066662	0,004917	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,518976	0,542509	0,511710	0,436457	0,323278	0,190049	0,071940	0,000684	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,534523	0,556693	0,526582	0,449569	0,332708	0,194654	0,071813	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,601548	0,632376	0,601548	0,512568	0,376148	0,219010	0,077947	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
0,453358	0,464052	0,442375	0,388011	0,299768	0,180770	0,065676	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Figura 3.7.2 Energía horaria generada

Se obtiene la generación en las últimas horas del día, mediante lo cual se tiene que la generación horaria para los meses de abril hasta septiembre termina a las 19:00 horas, mientras que para el resto de los meses la generación termina a las 18:00 horas.

Teniendo en cuenta estos resultados, se nota como para los meses en los cuales la producción comienza más tarde y termina más temprano en razón de la irradiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos, la producción horaria es mayor a la de los demás meses.

3.6. Coste de financiación

El proceso de financiación del proyecto, implica obtener del mercado financiero los recursos necesarios para la inversión inicial; dado el caso de inversión para la instalación en una vivienda de autoconsumo, generalmente se suele financiar con un 30% de capital propio (CP) y un 70% de capital ajeno (préstamos). Respecto del CP, se tendrán que pagar unos dividendos sobre el nominal del mismo, devolviéndose en su totalidad al final de la vida útil del proyecto. Respecto del préstamo se pagará anualmente intereses y una cuota de amortización del mismo, en un periodo determinado. Los valores que tomarán los anteriores parámetros son:

Dividendos = 15,40%

Tasa de interés = 11%

Periodo de amortización = 20 años

También se tendrá en cuenta el impuesto de sociedades cuyo valor en Colombia es del 25%⁶

Teniendo en cuenta los precios actualmente ofrecidos por compañías encargadas de la venta e instalación de kits fotovoltaicos, los cuales incluyen los paneles, inversor, control de carga, cables y conectores para la instalación. Se tiene un precio aproximado de \$3'300.000 (€ 1000) el kilo vatio pico (kWp) teniendo en cuenta que el sistema es para autoconsumo y no se tiene almacenamiento de energía eléctrica y por lo tanto no es necesaria la implementación de baterías.

Hybrytec⁷ es una de las compañías que ofrece el servicio de instalación de sistemas fotovoltaicos y Price Smart⁸ que se encarga de la venta de los kits completos para la instalación de estos sistemas.

4. ANÁLISIS AUTOCONSUMO.

El análisis de autoconsumo supondrá la implementación de un perfil de carga para la generación de un consumo horario durante cada mes, además se aplica el precio de la energía eléctrica para la ciudad a la cual se le desee hacer el análisis, obteniendo los datos tarifarios de cada una de las empresas encargadas de la distribución para cada una de las ciudades, con esto se obtendrá entonces el precio de la energía consumida durante cada mes. Se tendrá en cuenta que el consumo de estas viviendas será a partir de una potencia instalada de 4 kWp que es la que se tiene a disposición a partir de los transformadores instalados.

⁶ A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems. Energy conversion and Management. 2016. (Under review). D.L. Talavera*, J.P. Ferrer-Rodríguez, P. Pérez-Higueras, J. Terrados, E.F. Fernández. Consultado el 4 de mayo de 2016.

⁷ Hybrytec. Energía solar. <http://www.hybrytec.com/>. Consultado el 25 de mayo de 2016.

⁸ Price Smart. Membership Shopping. <https://shop.pricesmart.com/co/sp/inclub>. Consultado el 25 de mayo de 2016.

Mediante los datos obtenidos de irradiación y temperatura, se obtendrá el perfil de generación de energía eléctrica por cada kWp instalado, por lo tanto se podrá tener la generación eléctrica horaria, el cual se podrá comprar con el consumo horario de la vivienda y de esta forma poder establecer la energía eléctrica que será autoconsumida y la que se inyectara a la red que será considerada como excedentes del sistema que se traducen en pérdidas para el propietario de la red, ya que esta no será remunerada por parte de la compañía por falta de una regulación.

Teniendo el coste normalizado de la electricidad (LCOE) se podrá calcular entonces el coste total de la energía eléctrica generada durante cada año, determinando de esta forma los beneficios o pérdidas al finalizar la vida útil del proyecto.

Además se tendrá en cuenta diferentes potencias instaladas con el fin de encontrar la más óptima, al igual que se implementara para los diferentes estratos sociales, en razón de que el precio de la energía varía significativamente entre ellos.

- ARAUCA (ARAUCA):

Es una ciudad con una media anual de irradiación de 4,8 kWh/m²/día, y con temperaturas que alcanzan los 37 °C y una producción anual de 1274 kWh.

Mes	Energía (kwh/mes)	Energía (kwh/día)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	VERIFICACION
Enero	152	4,90	0,11	0,07	0,04	0,02	0,02	0,02	0,09	0,18	0,25	0,28	0,28	0,30	0,27	0,28	0,25	0,25	0,25	0,25	0,28	0,32	0,34	0,32	0,25	0,18	4,90
Febrero	153	5,28	0,11	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,19	0,27	0,31	0,31	0,33	0,29	0,31	0,27	0,27	0,27	0,27	0,31	0,34	0,36	0,34	0,27	0,19	5,28
Marzo	176	5,68	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,21	0,29	0,33	0,33	0,35	0,31	0,33	0,29	0,29	0,29	0,29	0,33	0,37	0,39	0,37	0,29	0,21	5,68
Abril	165	5,50	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,20	0,28	0,32	0,32	0,34	0,30	0,32	0,28	0,28	0,28	0,28	0,32	0,36	0,38	0,36	0,28	0,20	5,50
Mayo	173	5,58	0,12	0,08	0,04	0,02	0,02	0,03	0,10	0,20	0,28	0,32	0,32	0,34	0,30	0,32	0,28	0,28	0,28	0,28	0,32	0,36	0,39	0,36	0,28	0,20	5,58
Junio	137	4,57	0,10	0,07	0,03	0,02	0,02	0,02	0,08	0,17	0,23	0,27	0,27	0,28	0,25	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,27	0,30	0,32	0,30	0,23	0,17	4,57
Julio	82	2,65	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,05	0,10	0,13	0,15	0,15	0,16	0,14	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,15	0,17	0,18	0,17	0,13	0,10	2,65
Agosto	114	3,68	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,19	0,21	0,21	0,23	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,24	0,25	0,24	0,19	0,13	3,68
Septiembre	111	3,70	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,19	0,21	0,21	0,23	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,24	0,26	0,24	0,19	0,13	3,70
Octubre	112	3,61	0,08	0,05	0,03	0,01	0,01	0,02	0,07	0,13	0,18	0,21	0,21	0,22	0,20	0,21	0,18	0,18	0,18	0,18	0,21	0,24	0,25	0,24	0,18	0,13	3,61
Noviembre	194	6,47	0,14	0,09	0,05	0,02	0,02	0,03	0,12	0,23	0,33	0,38	0,38	0,40	0,35	0,38	0,33	0,33	0,33	0,33	0,38	0,42	0,45	0,42	0,33	0,23	6,47
Diciembre	187	6,03	0,13	0,09	0,04	0,02	0,02	0,03	0,11	0,22	0,31	0,35	0,35	0,37	0,33	0,35	0,31	0,31	0,31	0,31	0,35	0,39	0,42	0,39	0,31	0,22	6,03

Figura 4.1 Consumo horario

Teniendo el consumo para cada uno de los meses, se calcula la media diaria de consumo que tendría esta vivienda según el número de días del mes, a partir de esto se aplica un coeficiente:

Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Coefficiente	0,30	0,20	0,10	0,05	0,05	0,07	0,25	0,50	0,70	0,80	0,80	0,85	0,75	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,80	0,90	0,95	0,90	0,70	0,50

Figura 4.2 Coeficiente para el perfil de carga horario

Con este coeficiente se calcula entonces el consumo horario durante cada mes, y de esta forma poder calcular el precio de la energía consumida horariamente y generar un perfil de carga horario, como se presenta mediante la siguiente gráfica:



Figura 4.3 Perfil de consumo

Mediante la página oficial de la compañía encargada de la distribución de la energía eléctrica se obtiene el precio de venta de la electricidad durante cada mes.

CIUDAD	MES												EMPRESA
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
ARAUCA	\$ 402,07	\$ 400,30	\$ 407,21	\$ 418,67	\$ 409,51	\$ 420,83	\$ 409,87	\$ 416,18	\$ 430,40	\$ 445,55	\$ 511,12	\$ 511,04	ENELAR

Figura 4.4 Precio energía eléctrica de compañía ENELAR

A continuación se presenta en la tabla el perfil de consumo con el cual se realizara el análisis pertinente y además el precio de la electricidad.

	PERFIL 4	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	152	\$ 402,07	\$61.114,94
Febrero	153	\$ 400,30	\$61.245,84
Marzo	176	\$ 407,21	\$71.668,12
Abril	165	\$ 418,67	\$69.080,55
Mayo	173	\$ 409,51	\$70.845,33
Junio	137	\$ 420,83	\$57.653,13
Julio	82	\$ 409,87	\$33.608,93
Agosto	114	\$ 416,18	\$47.444,65
Septiembre	111	\$ 430,40	\$47.774,26
Octubre	112	\$ 445,55	\$49.901,24
Noviembre	194	\$ 511,12	\$99.156,78
Diciembre	187	\$ 511,04	\$95.565,32
Promedio	146	\$ 431,89	\$63.754,92

Figura 4.5 Precio de la energía consumida de la red

Según el perfil de carga y el precio de la energía eléctrica durante el año 2015, distribuida por parte de la compañía ENELAR, se tiene el dato del coste mensual que se debe de pagar por el consumo generado.

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 7 Lon -70.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.24	5.35	5.19	4.70	4.40	4.25	4.45	4.70	5.05	4.99	4.79	4.87

Meteorology (Temperature):

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)

Lat 7 Lon -70.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	20.5	22.1	22.8	22.3	21.5	20.8	20.1	20.3	20.7	21.0	21.0	20.2	
Maximum	34.0	37.1	37.4	33.2	30.4	29.8	30.4	32.3	33.1	32.1	30.8	30.5	
Amplitude	6.75	7.48	7.28	5.46	4.46	4.47	5.15	5.99	6.21	5.53	4.88	5.13	8.61

Figura 4.6 Irradiación y temperatura (NASA)

Se obtienen los datos de irradiación incidente según la base de datos de la NASA para esta zona de país, así como las temperaturas máximas y mínimas.

TONC	47				
Ganma	0,45%				
PgenSTC en kWp	1				
Energía DC (kWh) GFV				1493	
Perdidas DC	Mismatch	2,0%			
	Ohmicas DC	1,0%			
	Polvo y suciedad	2,0%	Incluidas en el modelo		
	Angulares y espectrales	1,0%	Incluidas en el modelo		
	Potencia Nominal	1,0%			
Total pérdidas parte DC		4,0%		1433	Energía DC (kWh)
Perdidas imputables al inversor	Rendimiento del seguimiento del PMP	98,0%			
	Rendimiento conversión DC/AC	96,0%			
				94%	1349
					Energía AC (kWh)
Otras pérdidas	ohmicas en AC	1,5%			
	sombreado	0,0%			
	otros (paradas, bajas irrad	4,0%			
	Total otras pérdidas		5,5%		1274
					Energía inyectada a la red (kWh)

Figura 4.7 Producción de energía y pérdidas.

Después de disponer de los datos de irradiación y temperatura, se puede obtener la cantidad de energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico de 1 kWp, a lo cual se le aplican las diferentes pérdidas que puede tener el sistema tanto en el AC como en DC, además en las pérdidas por captura. Obteniendo así el total de electricidad generada en AC que sale del inversor y puede ser aprovechada.

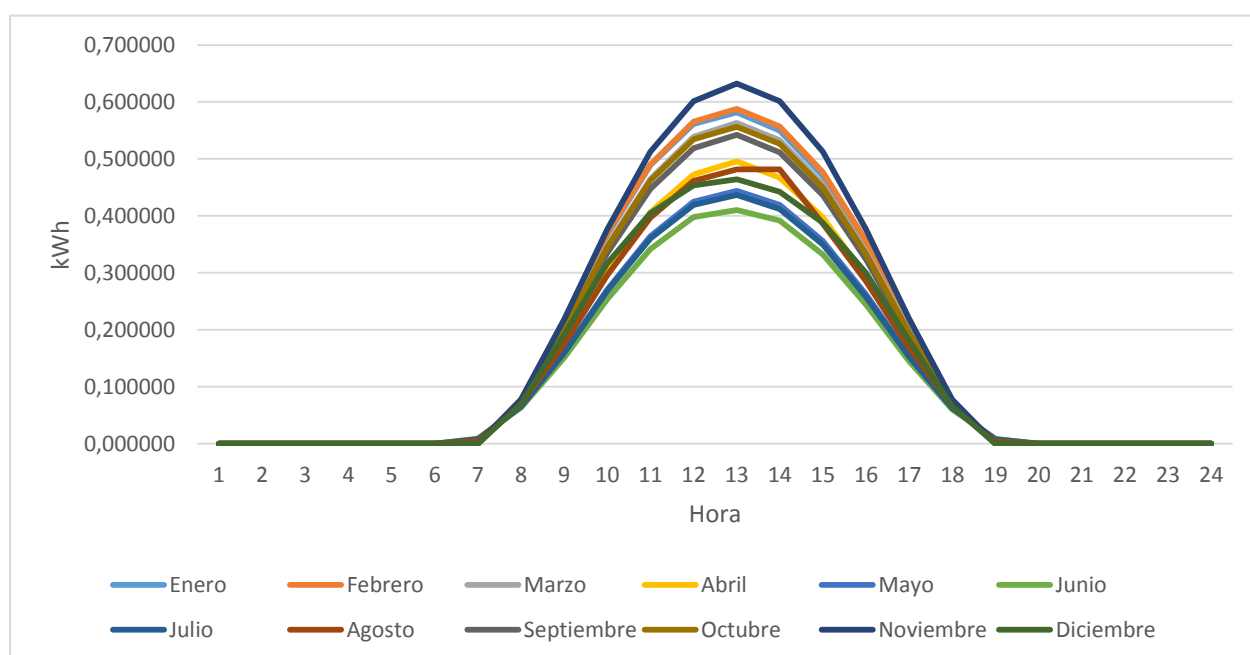


Figura 4.8 Generación de energía horaria

De la anterior grafica se puede observar como en el mes de noviembre se obtienen los valores más altos de generación. Mientras que junio cuenta con los valores más bajos de generación.

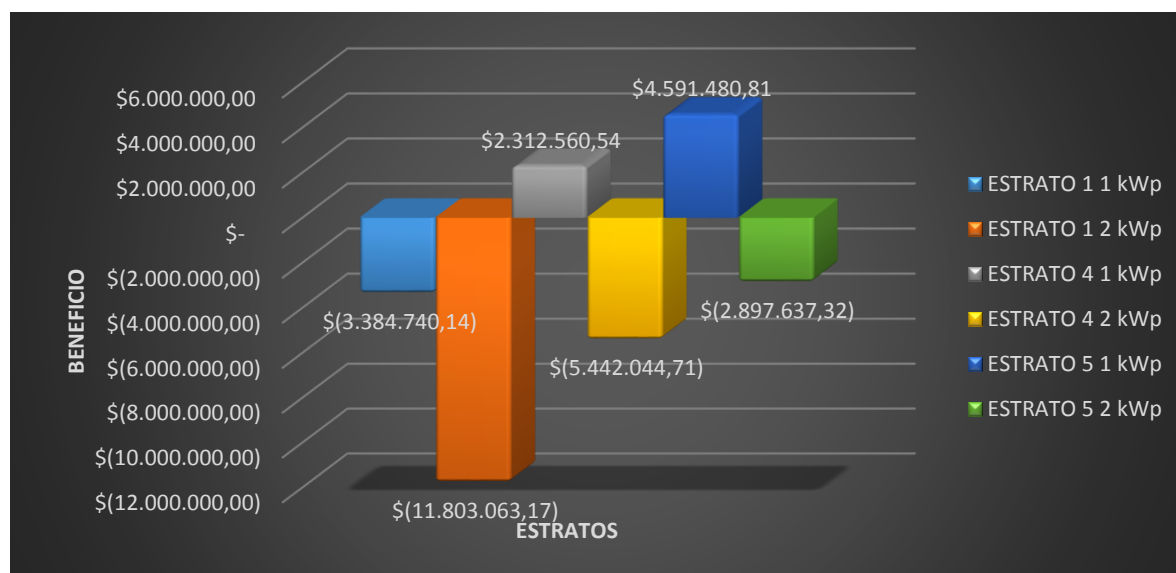


Figura 4.9 Beneficio autoconsumo

Los resultados de beneficio obtenidos por el sistema, teniendo en cuenta potencia de 1 y 2 kWp, para tres estratos socio-económicos, (1, 4 y 5), uno con subsidio, otro con tarifa plana y otro con contribución respectivamente.

Se pueden observar beneficios negativos para el estrato 1 para ambas potencias, esto en razón de que el estrato 1 cuenta con un subsidio del 50% por parte del estado, por lo cual el sistema fotovoltaico conectado a la red no es una opción económicamente viable, por otra parte se puede apreciar cómo tanto para el estrato 4 que tiene la tarifa plana, como para el estrato 5 que tiene una contribución del 20% el sistema de 1 kWp es viable, ya que al final de la vida útil del proyecto se obtienen unos beneficios significativos, teniendo en cuenta que además se estará contribuyendo en el cuidado del medio ambiente, teniendo en cuenta que no se encuentra regulada la venta de la energía eléctrica inyectada a la red para este tipo de energías limpias y renovables, el sistema de 2 kWp está sobredimensionado y el

costo de generación de esa energía será mayor a el ahorro que se está teniendo por la electricidad que se está dejando de consumir de la red.

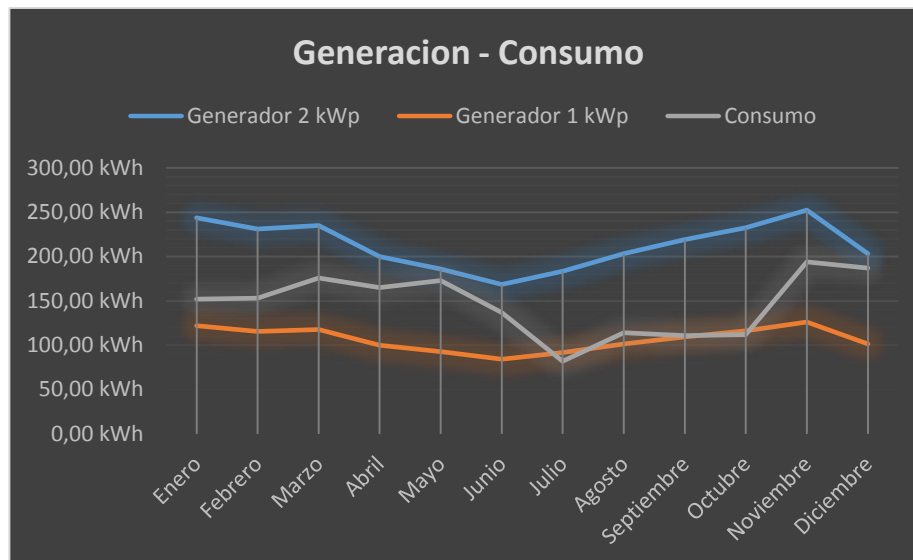


Figura 4.10 Generación - consumo

En esta grafica se puede apreciar la curva de consumo y las curvas de generación tanto para 1 kWp como para 2 kWp, y se puede apreciar como la curva de generación de 2 kWp siempre está por encima de la curva de consumo, lo cual indica que la gran parte de la energía generada se está inyectando a la red, en razón de esto no se tiene beneficio en el autoconsumo, mientras que para la potencias de 1 kWp se puede ver que la mayor parte de la energía generada se está autoconsumiendo, solo en los meses de julio y octubre la generación sobre pasa el consumo y a esto se le consideran excedentes pero que no son tan representativos económicamente a comparación del beneficio que se tiene durante los otros meses.

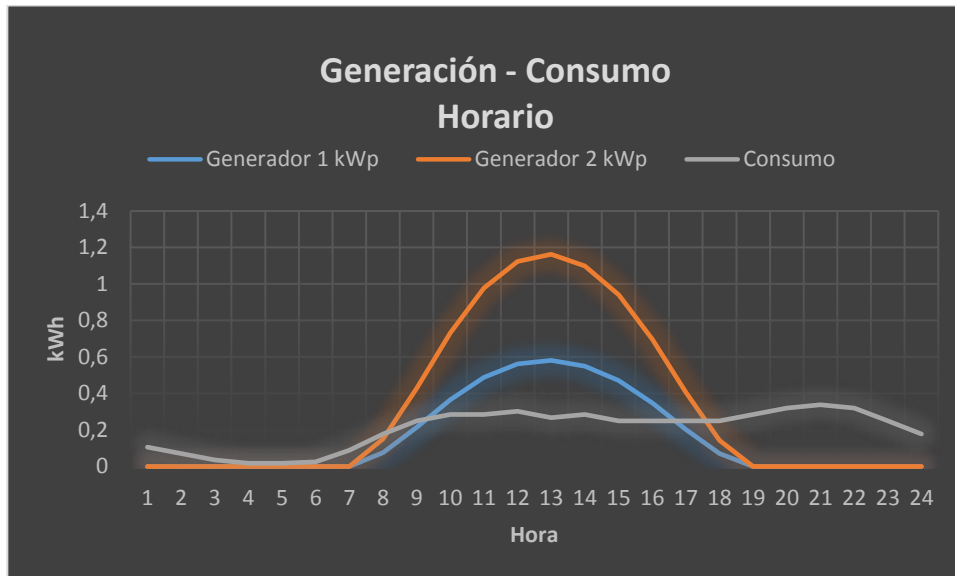
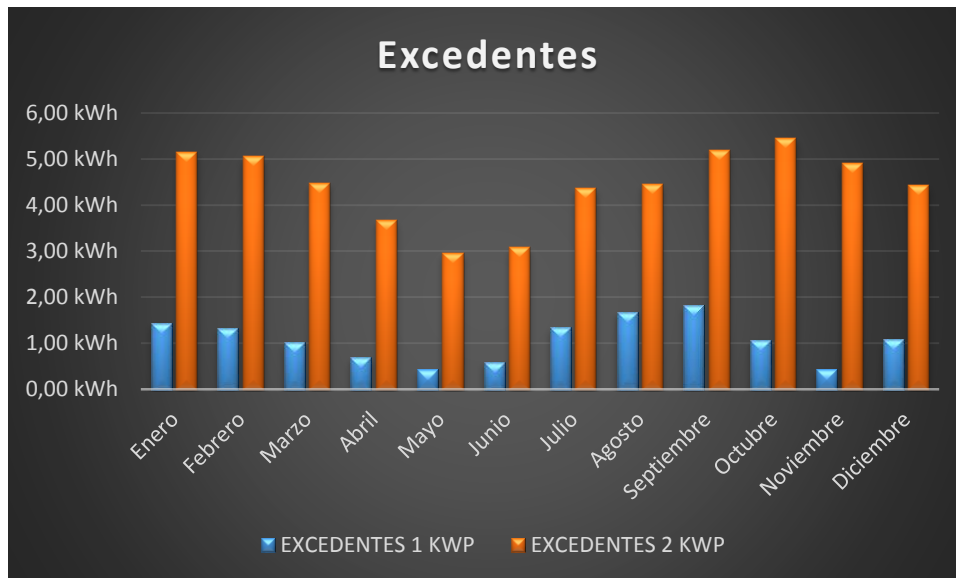


Figura 4.11 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero

Teniendo en cuenta que la gráfica de generación – consumo (Figura 4.9) en la cual se expresan las curvas de generación de ambas potencias analizadas y la curva del perfil de consumo aplicado, expresan los datos globales de cada mes de funcionamiento del sistema; es necesario realizar el análisis horario para determinar tener un dato verídico de los excedentes que se pueden estar generando en el sistema y apreciar las horas del día en las cuales se están presentando estos sucesos.

*Figura 4.12 Excedentes*

Los excedentes del sistema con la potencia pico de 2 kW tiene muchos excedentes y de este forma se puede verificar porque no es viable este tipo de instalación para una vivienda familiar con consumos tan inferiores a la producción de esta instalación, por lo tanto es de mayor viabilidad económica y técnica la instalación de un sistema fotovoltaico de 1 kWp.

- PEREIRA (RISARALDA):

En ciudades como Pereira, Ibagué y Armenia, se tienen unas medidas de irradiación y temperatura similares, por lo cual se realizara el análisis de una sola de ellas. Para este caso aplicaremos el análisis de autoconsumo en la ciudad de Pereira debido a que tiene la tarifa eléctrica más constante durante todo el año.

	PERFIL 1	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	109	\$ 368,73	\$40.191,57
Febrero	97	\$ 388,60	\$37.694,20
Marzo	116	\$ 389,81	\$45.217,96
Abril	98	\$ 404,78	\$39.668,44
Mayo	106	\$ 385,81	\$40.895,86
Junio	142	\$ 420,61	\$59.726,62
Julio	115	\$ 397,72	\$45.737,80
Agosto	131	\$ 394,73	\$51.709,63
Septiembre	127	\$ 403,79	\$51.281,33
Octubre	97	\$ 461,58	\$44.773,26
Noviembre	124	\$ 456,91	\$56.656,84
Diciembre	112	\$ 454,59	\$50.914,08
Promedio	115	\$ 410,64	\$47.038,97

Figura 4.13 Perfil de consumo y precio de la electricidad.

A continuación se representa el ahorro obtenido en razón de la energía eléctrica que se deja de consumir de la red, menos el precio de la energía eléctrica producida por el generador FV. A los cual se le denominará como beneficios del proyecto.

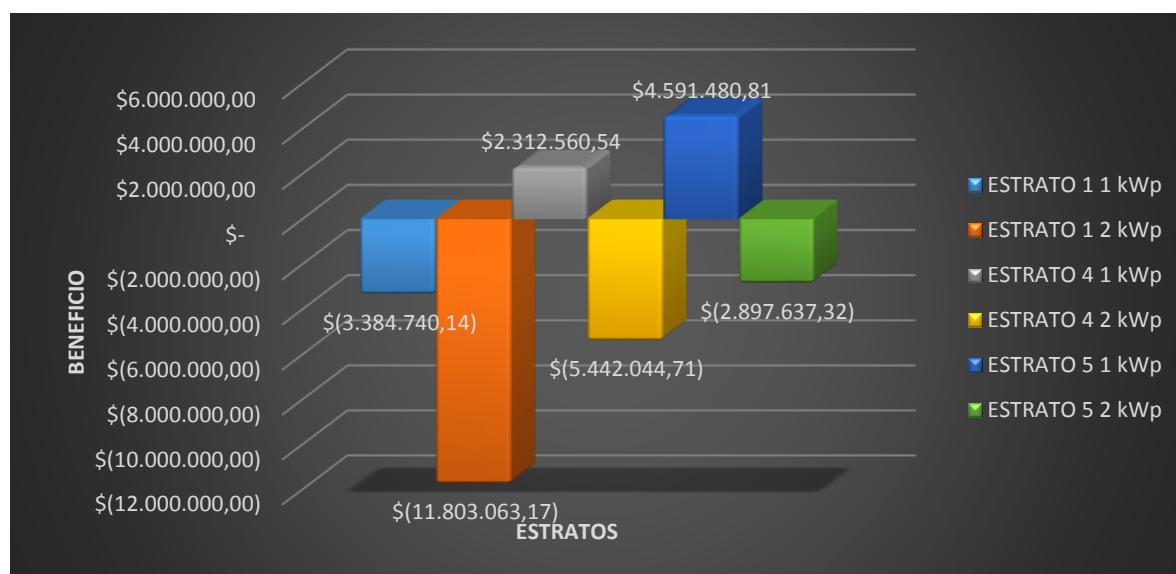


Figura 4.14 Beneficio autoconsumo

Los resultados de beneficio obtenidos por el sistema, teniendo en cuenta potencia de 1 y 2 kWp, para tres estratos socio-económicos, (1 4 y 5), uno con subsidio, otro con tarifa plana y otro con contribución respectivamente.

Se pueden observar beneficios negativos para el estrato 1 para ambas potencias, esto en razón de que el estrato 1 cuenta con un subsidio del 50% por parte del estado, por lo cual el sistema fotovoltaico conectado a la red no es una opción económicamente viable, por otra parte se puede apreciar cómo tanto para el estrato 4 que tiene la tarifa plana, como para el estrato 5 que tiene una contribución del 20% el sistema de 1 kWp es viable, ya que al final de la vida útil del proyecto se obtienen unos beneficios significativos, teniendo en cuenta que además se estará contribuyendo en el cuidado del medio ambiente, teniendo en cuenta que no se encuentra regulada la venta de la energía eléctrica inyectada a la red para este tipo de energías limpias y renovables, el sistema de 2 kWp está sobredimensionado y el costo de generación de esa energía será mayor a el ahorro que se está teniendo por la electricidad que se está dejando de consumir de la red.

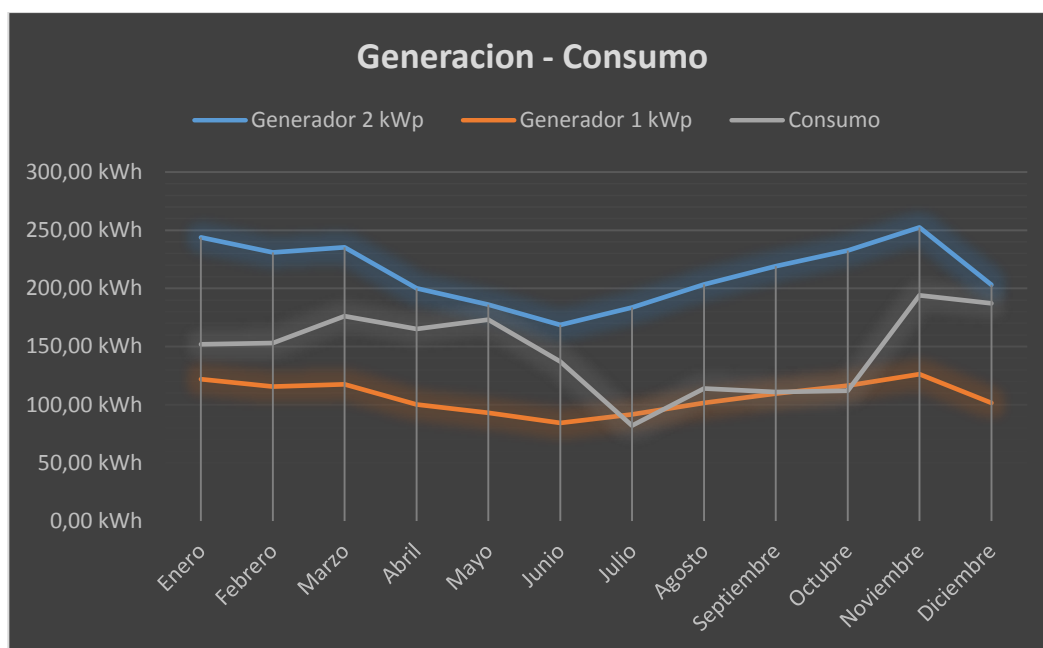


Figura 4.15 Generación - consumo

En esta grafica se puede apreciar la curva de consumo y las curvas de generación tanto para 1 kWp como para 2 kWp, y se puede apreciar como la curva de generación de 2 kWp siempre está por encima de la curva de consumo, lo cual indica que la gran parte de la energía generada se está inyectando a la red, en razón

de esto no se tiene beneficio en el autoconsumo, mientras que para la potencias de 1 kWp se puede ver que la mayor parte de la energía generada se está autoconsumiendo, solo en los meses de julio y octubre la generación sobre pasa el consumo y a esto se le consideran excedentes pero que no son tan representativos económicamente a comparación del beneficio que se tiene durante los otros meses.

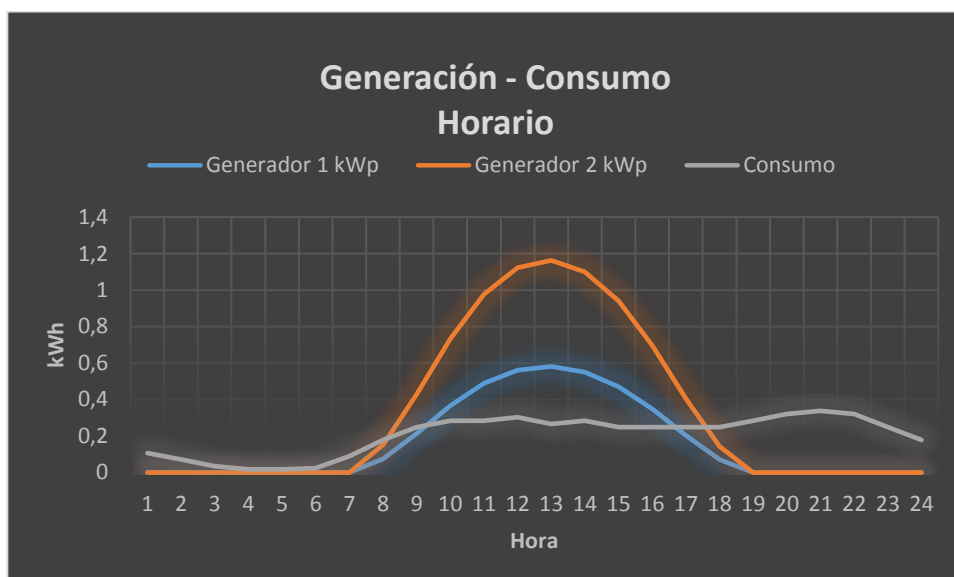


Figura 4.16 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero

Teniendo en cuenta que la gráfica de generación – consumo (Figura 4.9) en la cual se expresan las curvas de generación de ambas potencias analizadas y la curva del perfil de consumo aplicado, expresan los datos globales de cada mes de funcionamiento del sistema; es necesario realizar el análisis horario para determinar tener un dato verídico de los excedentes que se pueden estar generando en el sistema y apreciar las horas del día en las cuales se están presentando estos sucesos.

Como se puede apreciar en la Figura 4.10, entre las 10:00 y las 17:00 horas del día, la generación se encuentra en sus valores más altos, mientras que el perfil de consumo se mantiene por debajo de está generando unas pérdidas importantes, ya que los excedentes serán inyectados a la red y estos no serán remunerados por parte de la compañía encargada.

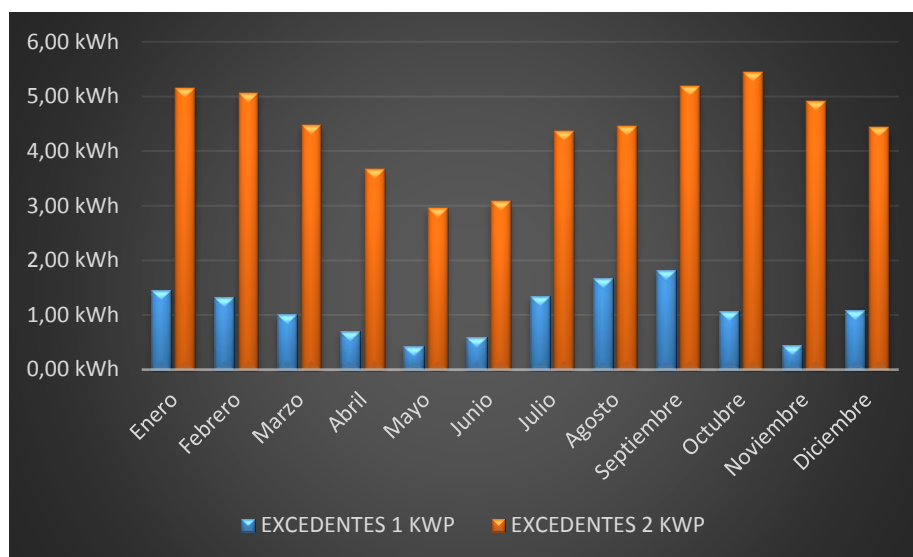


Figura 4.17 Excedentes

Al igual que en la anterior ciudad la instalación de 2 kWp es demasiado grande para las necesidades y consumo de la vivienda, por lo cual tiene excedentes muy elevados que se convierten en pérdidas con motivo de que la energía eléctrica sobrante inyectada a la red, no es remunerada.

Con los resultados obtenidos, se puede apreciar como la potencia de 2 kWp no es viable para la implementación en viviendas familiares en Colombia, ya que los consumos de estas no requieren de una potencia tan grande, y además que las políticas no están diseñadas para impulsar la instalación de este tipo de tecnologías, por lo cual se seguirá haciendo el análisis con instalación de 1 kWp y 700 Wp con el fin de ver como se comportaría el sistema para una potencia donde la totalidad o la mayor parte de la energía sea autoconsumida por el usuario.

- BARRANQUILLA (ATLATICO):

SANTA MARTA													
CARTAGENA													
MONTERIA													
RIOHACHA													
SINCELEJO													
VALLIDUPAR													
BARRANQUILLA													
	\$ 342,66	\$ 342,77	\$ 343,86	\$ 389,30	\$ 377,79	\$ 383,42	\$ 382,09	\$ 384,34	\$ 389,69	\$ 419,02	\$ 430,44	\$ 430,87	ELECTRICARIBE > 173 KWH

Figura 4.18 Ciudades de la región pacífica y caribe con distribución eléctrica de Electricaribe.

La compañía Electricaribe es la encargada de distribuir la electricidad en gran parte de las ciudades de la región pacífica y la región del caribe Colombiano, por lo cual se realizara el análisis en la ciudad de Barranquilla.

	PERFIL 2	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	75	\$ 342,66	\$25.699,50
Febrero	81	\$ 342,77	\$27.764,37
Marzo	97	\$ 343,86	\$33.354,42
Abril	85	\$ 389,30	\$33.090,50
Mayo	95	\$ 377,79	\$35.890,05
Junio	117	\$ 383,42	\$44.860,14
Julio	82	\$ 382,09	\$31.331,38
Agosto	114	\$ 384,34	\$43.814,76
Septiembre	111	\$ 389,69	\$43.255,59
Octubre	112	\$ 419,02	\$46.930,24
Noviembre	108	\$ 430,44	\$46.487,52
Diciembre	125	\$ 430,87	\$53.858,75
Promedio	100	\$ 384,69	\$38.861,44

Figura 4.19 Perfil de consumo y precio de la electricidad.

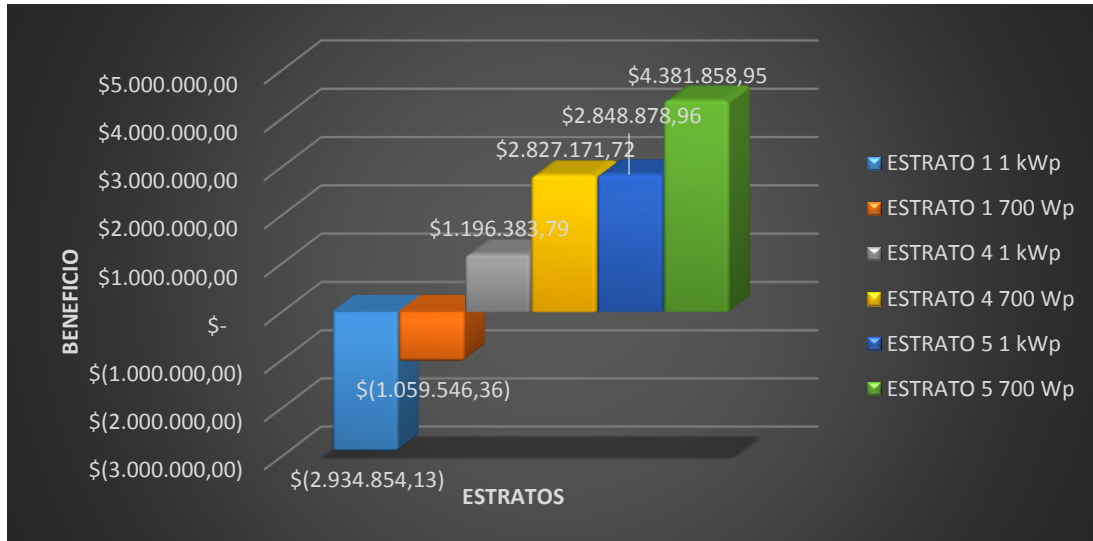


Figura 4.20 Beneficio autoconsumo

Para el caso de las regiones pacífica y atlántica donde se tiene una mayor irradiación se puede ver como los beneficios para el caso de los estratos 4 y 5 son

positivos para ambas potencias, aunque las pérdidas por temperatura en esta parte del país son mayores debido a las altas temperaturas. Y el patrón del estrato 1 sigue siendo el mismo debido al subsidio que el gobierno le da a este estrato socio – económico.

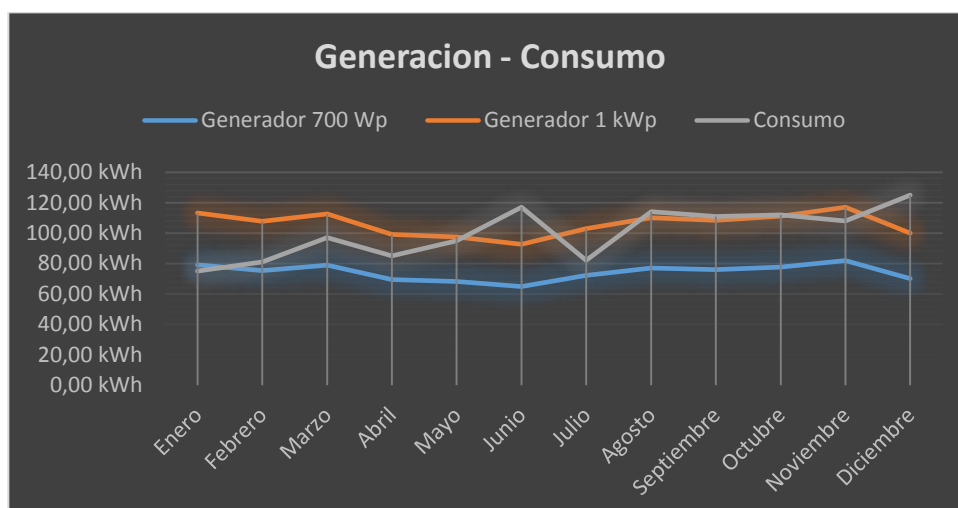


Figura 4.21 Generación – Consumo.

La mayor parte de la energía eléctrica producida por el generador de 700 Wp es consumida por la vivienda, por lo cual la inyección a la red es mínima y los resultados se pueden ver reflejados económicamente al finalizar la vida útil del proyecto.

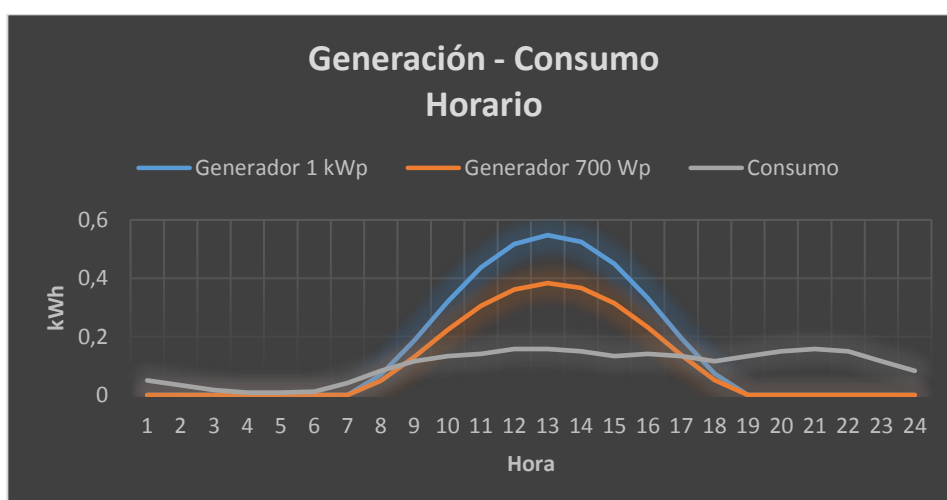


Figura 4.22 Generación - Consumo horario de un día del mes de enero

Mediante la anterior grafica se puede constatar que entre las 10:00 y las 17:00 horas la producción de ambas potencias es mayor al consumo con el cual se realiza el análisis. Sin embargo, en la Figura 4.18 se puede constatar que el ahorro que se está teniendo en los estratos 4 y 5 en razón de la energía que se está dejando de consumir de la red es mayor que el coste de generación para ambas potencias, por lo tanto la energía que se está consumiendo de la red es suficiente para mitigar el efecto negativo que se está generando en razón de los excedentes que se están vertiendo a la red.

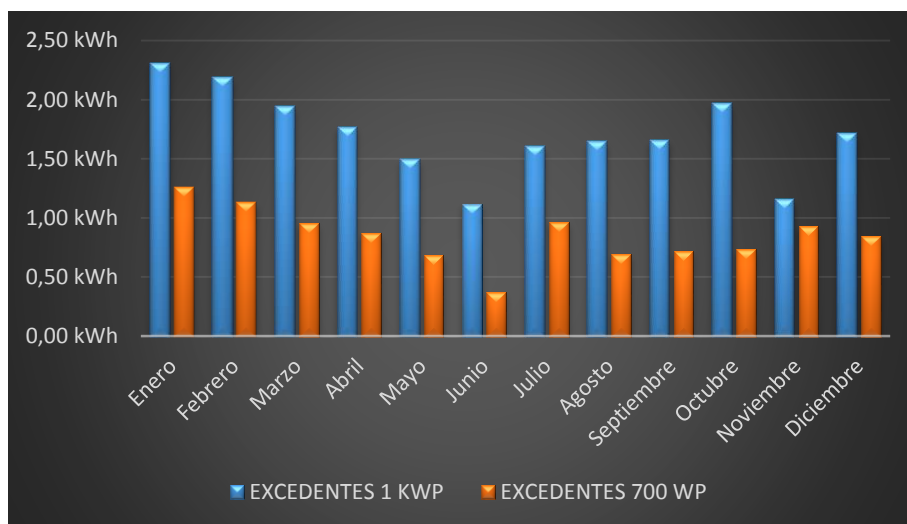


Figura 4.23 Excedentes.

De esta forma teniendo menos excedentes y autoconsumiendo la mayor parte de la energía producida, se nota el incremento de los beneficios para las dos potencias planteadas. Por lo cual se puede establecer que el sistema es viable para la instalación en esta ciudad con las condiciones que se tienen.

- **BOGOTÁ (CUNDINAMARCA):**

Es una ciudad con una media anual de irradiación de 4,3 kwh/m²/día, y con temperaturas que no superan los 30 °C, obteniendo una producción eléctrica anual de 1189 kWh. Una media de generación bajo unos parámetros de funcionamiento

que permitirían un funcionamiento ideal que logre abastecer las necesidades de la una vivienda familiar.

	PERFIL 3	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	109	\$ 379,57	\$41.372,68
Febrero	97	\$ 379,77	\$36.837,65
Marzo	116	\$ 387,46	\$44.945,58
Abril	98	\$ 400,10	\$39.209,92
Mayo	106	\$ 387,14	\$41.037,18
Junio	142	\$ 393,82	\$55.922,97
Julio	115	\$ 387,01	\$44.505,94
Agosto	131	\$ 393,97	\$51.609,47
Septiembre	127	\$ 402,82	\$51.158,28
Octubre	97	\$ 409,80	\$39.751,03
Noviembre	124	\$ 423,53	\$52.517,94
Diciembre	112	\$ 426,80	\$47.802,03
Promedio	115	\$ 397,65	\$45.555,89

Figura 4.24 Perfil de consumo y precio de la electricidad

A continuación obtenemos la gráfica de beneficios, a partir del ahorro generado a raíz de la energía que se deja de consumir de la red y los costes de generación de la energía del sistema.



Figura 4.25 Beneficio autoconsumo.

Para los estratos 4 y 5, las instalaciones de ambas potencias son rentables, aunque teniendo en cuenta que la inversión inicial para 1 kWp es mayor que la de 700 Wp y que los beneficios de la potencia de 700 Wp al finalizar la vida útil del proyecto

son mayores, se puede concluir que es más indicado llevar a cabo esta potencia para el autoconsumo.

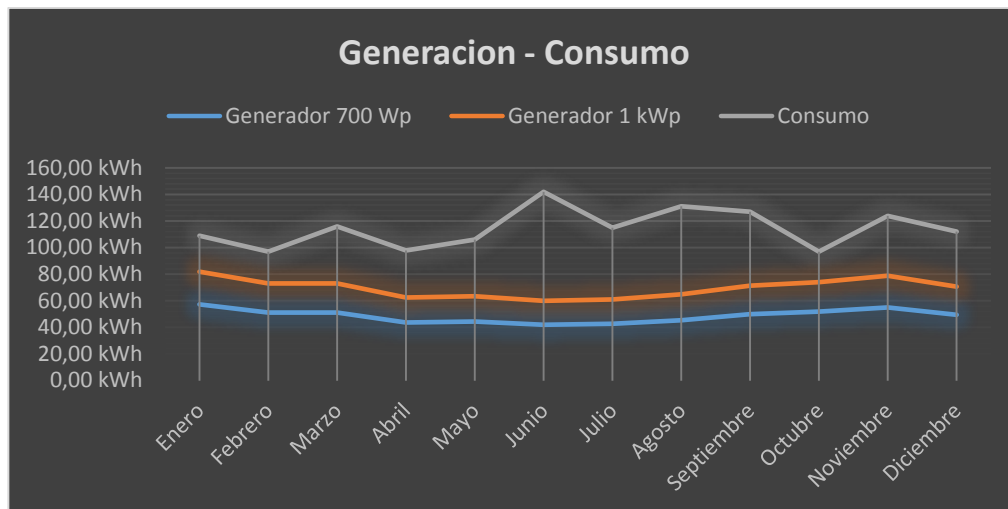


Figura 4.26 Generación – Consumo.

El consumo de la vivienda para ambos casos es mayor, por lo que se puede suponer que la totalidad de la producción es autoconsumida. Pero para verificar ello se debe de revisar la generación y el consumo horario con la finalidad de determinar si en algunas horas del día la producción puede ser mayor al consumo y por tanto puede generarse excedentes que serán inyectados a la red.

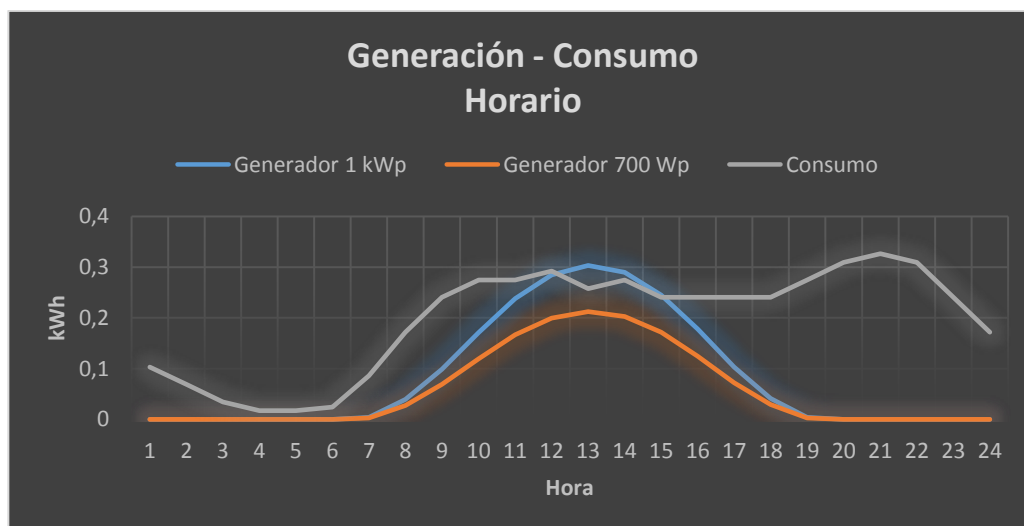


Figura 4.27 Generación - Consumo horario de un día del mes de junio

Es posible apreciar como para un día del mes de junio la producción eléctrica del generación de 700 Wp de potencia instalada es autoconsumida totalmente por la vivienda, mientras que para la instalación de 1 kWp parte de la producción es inyectada a la red, sin embargo, teniendo en cuenta que el consumo de este mes es el más elevado del perfil que se utiliza para el análisis, los excedentes en otros meses puede ser mayor en raíz de que el consumo será menor y por ende la rentabilidad del proyecto disminuiría, esto se puede apreciar en la siguiente grafica donde se muestran los excedentes mensuales.

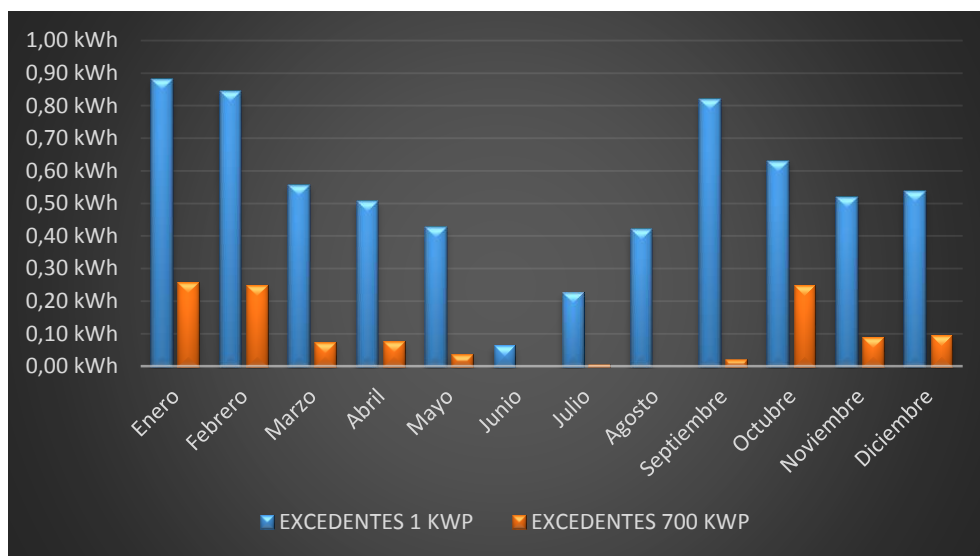


Figura 4.28 Excedentes.

Realizando una verificación de los excedentes que se pueden generar horariamente, se identifica que existen excedentes en algunos meses, pero que son relativamente pequeños.

- CÚCUTA (NORTE DE SANTADER):

Es una ciudad característica por tener unos niveles de irradiación importantes para la generación de energía solar, aunque sus temperaturas son altas y las perdidas por esto pueden llegar a ser bastante representativas en el funcionamiento ideal del sistema.

	PERFIL 4	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	152	\$ 398,41	\$60.558,32
Febrero	153	\$ 404,05	\$61.819,65
Marzo	176	\$ 408,26	\$71.853,76
Abril	165	\$ 420,88	\$69.445,20
Mayo	173	\$ 407,07	\$70.423,11
Junio	137	\$ 413,64	\$56.668,68
Julio	82	\$ 411,68	\$33.757,76
Agosto	114	\$ 412,78	\$47.056,92
Septiembre	111	\$ 421,51	\$46.787,61
Octubre	112	\$ 437,00	\$48.944,00
Noviembre	194	\$ 443,55	\$86.048,70
Diciembre	187	\$ 445,19	\$83.250,53
Promedio	146	\$ 418,67	\$61.384,52

Figura 4.29 Perfil de consumo y precios de electricidad



Figura 4.30 Beneficios de autoconsumo.

El estrato 1 sigue siendo no aceptable para la implementación de este tipo de sistemas, mientras que se puede observar como los beneficios por parte de los estratos 4 y 5 para ambos sistemas es aceptable, por lo cual la implementación de este sistema sería óptimo y viable para viviendas familiares en esta ciudad.

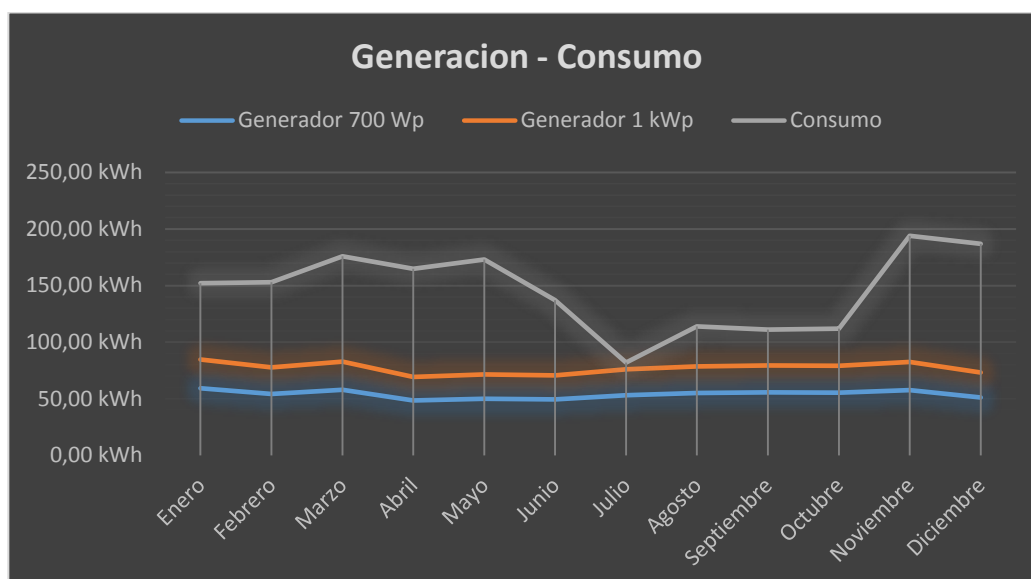


Figura 4.31 Generación – Consumo.

Ambas potencias están por debajo de la curva de consumo, pero se realiza la verificación de excedentes según los cálculos de generación y consumo horarios.

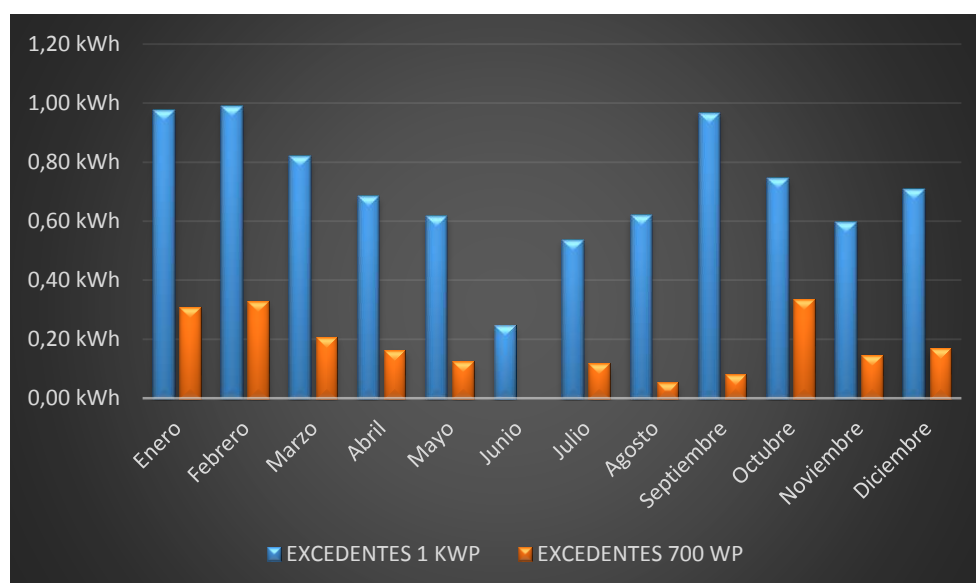


Figura 4.32 Excedentes.

Se aprecia como para la potencia con más excedentes y por consiguiente con más energía eléctrica inyectada a la red que se puede considerar como perdidas es la potencia de 1 kWp, sin embargo en la gráfica de beneficios se observa que esta es la que tiene mayor beneficio económico, por lo estos excedentes son minimizados

por el ahorro que se está generando en razón de la electricidad que se está dejando de consumir de la red.

Para este tipo de perfiles de carga o consumo, en los cuales el consumo mensual generalmente es mayor a 100 kWh, podrían implementarse sistema de 1,5 kWh los cuales a pesar de que podrían tener más excedentes en algunas horas del día, estas podrían ser mitigadas por otras horas en las cuales el consumo puede ser mayor, y el sistema podría abastecer estas necesidades disminuyendo el consumo de la red e incrementando los beneficios que se podrían tener.

- BUCARAMANGA (SANTANDER):

La irradiación incidente en esta ciudad alcanza valores de hasta 5,3 kWh/m²/day, aunque la temperatura máxima que puede llegar a alcanzar es bastante grande, por lo cual las pérdidas por el incremento de temperatura de las celdas solares y demás elementos pueda disminuir la producción de la instalación.

	PERFIL 1	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	109	\$ 392,67	\$42.800,74
Febrero	97	\$ 401,80	\$38.975,08
Marzo	116	\$ 400,76	\$46.487,75
Abril	98	\$ 419,30	\$41.091,19
Mayo	106	\$ 399,23	\$42.318,59
Junio	142	\$ 416,63	\$59.161,20
Julio	115	\$ 409,24	\$47.062,99
Agosto	131	\$ 413,96	\$54.229,11
Septiembre	127	\$ 417,50	\$53.022,80
Octubre	97	\$ 436,65	\$42.354,78
Noviembre	124	\$ 443,20	\$54.956,42
Diciembre	112	\$ 449,84	\$50.382,62
Promedio	115	\$ 416,73	\$47.736,94

Figura 4.33 Perfil de consumo y precio de la electricidad.

Se establece un perfil de consumo y se aplica el precio de la electricidad. Es una de las ciudades con los precios más elevados de la energía eléctrica.



Figura 4.34 Beneficio autoconsumo.

Teniendo en cuenta que los niveles de irradiación incidente sobre los módulos puede llevar a la instalación a tener una generación anual de 1300 kWh y que el precio de la electricidad es elevada, el coste de la electricidad es menor al precio actual de la energía, por lo cual se tienen unos buenos beneficios.

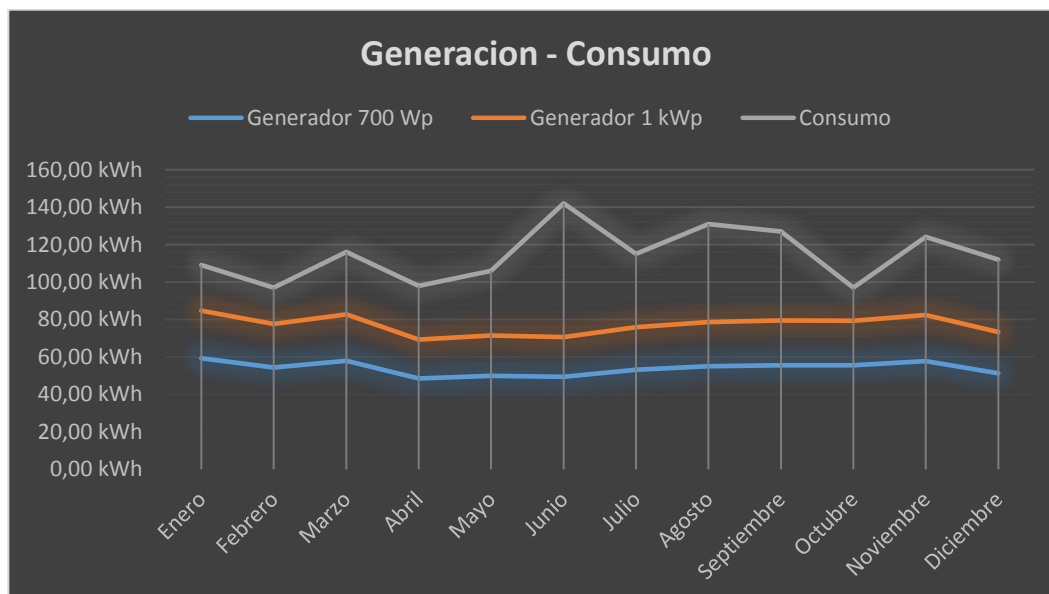


Figura 4.35 Generación – Consumo

En la gráfica se puede apreciar que la curva del perfil de consumo está por encima de la generación de ambas potencias, por lo cual el consumo mensual neto es

mayor que la generación en todos los meses, pero no es representativo de los excedentes reales que pueda tener el sistema; a continuación se representa gráficamente el total de los excedentes o energía inyectada a la red por parte de ambas potencias.

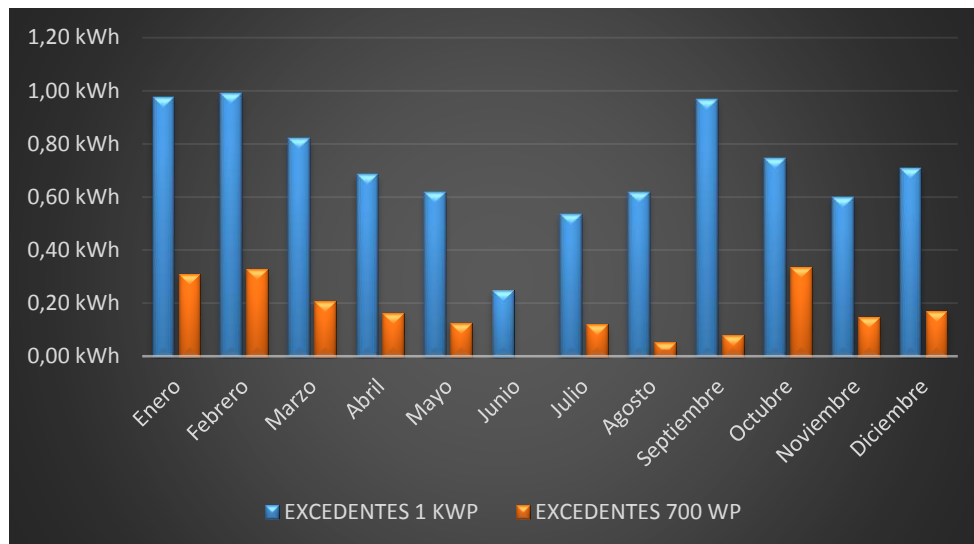


Figura 4.36 Excedentes

Para este caso se puede observar como la instalación de 700 Wp tiene un mayor beneficio tanto en el estrato 4 como en el 5. Además en los resultados de los excedentes se puede establecer que las pérdidas del sistemas de 1 kWp no logran ser minimizadas por la energía aprovechada, por lo tanto, se puede concluir que la instalación más óptima en este caso es la de menor potencia, que incluso implica una menor inversión inicial y una disposición menor de espacio para la instalación.

- CALI (VALLE DEL CAUCA):

Aunque los niveles de irradiación de esta ciudad no son tan buenos como los de otras, las temperaturas contribuyen de gran manera a que las pérdidas por temperatura no sean muy elevadas. Es una de las ciudades con precio de la electricidad más elevada del país y esto puede ser un parámetro importante para la viabilidad del proyecto.

	PERFIL 2	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	75	\$ 459,17	\$34.437,75
Febrero	81	\$ 420,08	\$34.026,48
Marzo	97	\$ 400,94	\$38.891,18
Abril	85	\$ 426,70	\$36.269,50
Mayo	95	\$ 396,74	\$37.690,30
Junio	117	\$ 442,38	\$51.758,46
Julio	82	\$ 414,19	\$33.963,58
Agosto	114	\$ 427,36	\$48.719,04
Septiembre	111	\$ 426,91	\$47.387,01
Octubre	112	\$ 468,06	\$52.422,72
Noviembre	108	\$ 480,28	\$51.870,24
Diciembre	125	\$ 450,54	\$56.317,50
Promedio	100	\$ 434,45	\$43.646,15

Figura 4.37 Perfil de consumo y precio de la electricidad



Figura 4.38 Beneficio autoconsumo.

Según los resultados obtenidos la instalación de 700 Wp es la de mayor beneficio para los estratos 4 y 5, mientras que el estrato 1 sigue teniendo un comportamiento negativo frente a la instalación al igual que en las otras ciudades.

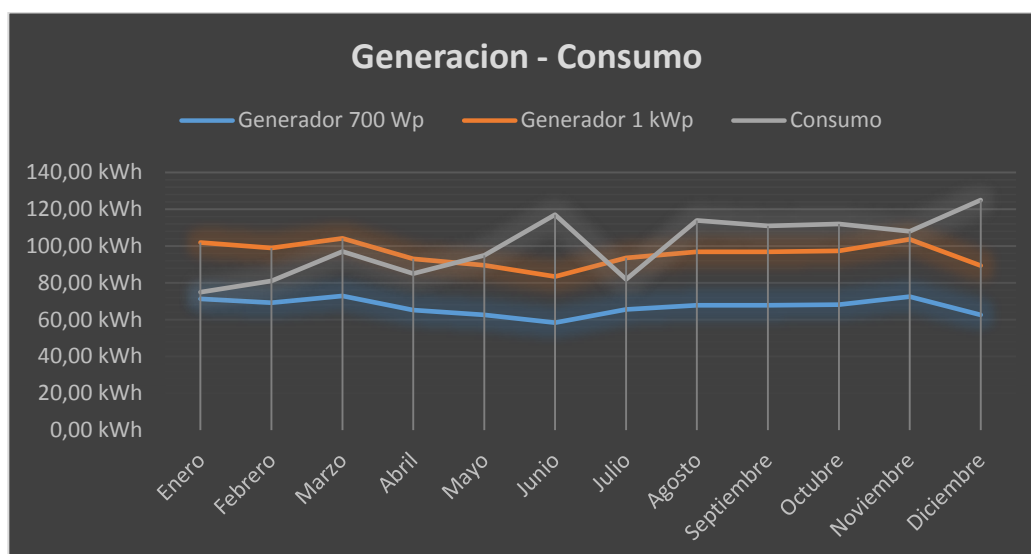


Figura 4.39 Generación – Consumo

Se puede apreciar que para la instalación de 1 kWp se tienen excedentes en los 4 primeros meses del año al igual que en julio, esto puede llevar a que la instalación de 1 kWp no sea tan viable en términos económicos como la instalación de 700 Wp.

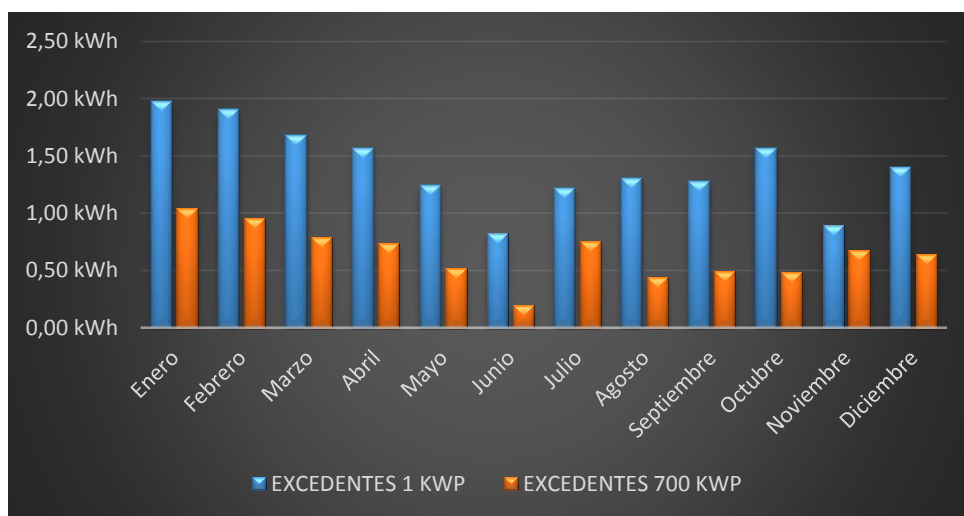


Figura 4.40 Excedentes

Para el caso de esta ciudad se puede evidenciar un fenómeno particular en las demás ciudades, donde a causa de los excedentes en la producción y la inyección de estos a la red, los beneficios de este disminuyen, por lo cual el generador de 700 Wp se vuelve más óptimo para este tipo de viviendas con autoconsumo.

En la gráfica de consumos mensual no es posible evidenciar la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red, por lo cual es necesario realizar el cálculo horario de generación vs consumo, donde si es posible evidenciar los excedentes en algunas horas del día.

- MANIZALES (CALDAS):

Esta ciudad cuenta con una irradiación media anual de 4500 kwh/m²/día y temperaturas no mayores a los 31 °C y una producción eléctrica media anual de 1244 kwh. A continuación se presenta un perfil de consumo con el respectivo precio de la energía mensual suministrado por la compañía distribuidora CHEC.

	PERFIL 3	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	98	\$ 403,95	\$39.586,68
Febrero	94	\$ 413,65	\$38.883,00
Marzo	109	\$ 417,90	\$45.551,55
Abril	85	\$ 430,03	\$36.552,36
Mayo	98	\$ 416,11	\$40.778,95
Junio	96	\$ 424,96	\$40.796,34
Julio	81	\$ 422,49	\$34.221,96
Agosto	88	\$ 427,72	\$37.639,40
Septiembre	77	\$ 432,18	\$33.278,02
Octubre	83	\$ 442,58	\$36.734,46
Noviembre	97	\$ 449,22	\$43.574,59
Diciembre	113	\$ 455,96	\$51.523,58
Promedio	93	\$ 428,06	\$39.926,74

Figura 4.41 Perfil de carga y precio de la electricidad



Figura 4.42 Beneficio autoconsumo

Para el tipo de perfil aplicado, teniendo en cuenta que el consumo es bajo, la potencia de 1 kWp no sería indicada para este tipo de vivienda, sin embargo la instalación de 700 Wp de potencia cumple con el autoconsumo que requiere la vivienda en los estrato 4 y 5, además económicamente presenta beneficios para el usuario. Nuevamente se verifica que debido a los subsidios por parte del estado, no es viable este tipo de instalaciones para los estratos que cuentan con este tipo de beneficios.

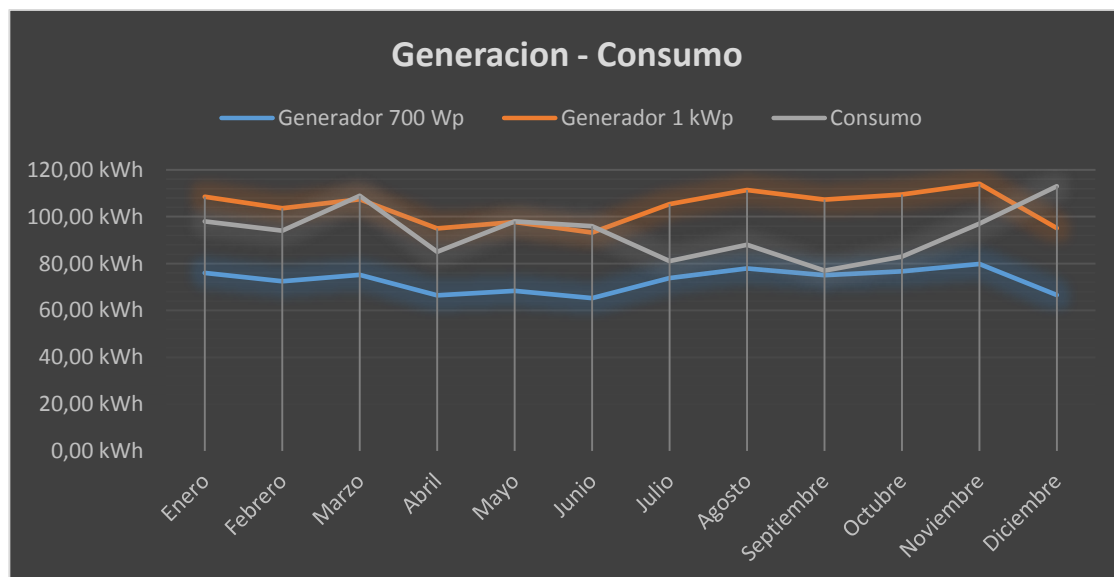


Figura 4.43 Generación – Consumo

Se observa como el perfil de producción eléctrica para el generador de 700 Wp no sobre pasa la curva de consumo del perfil utilizado, por lo cual se podría deducir de forma global que el sistema aparentemente no tiene excedentes, sin embargo se verifica mediante la siguiente gráfica donde se expresan los datos horarios de un día del mes de marzo:

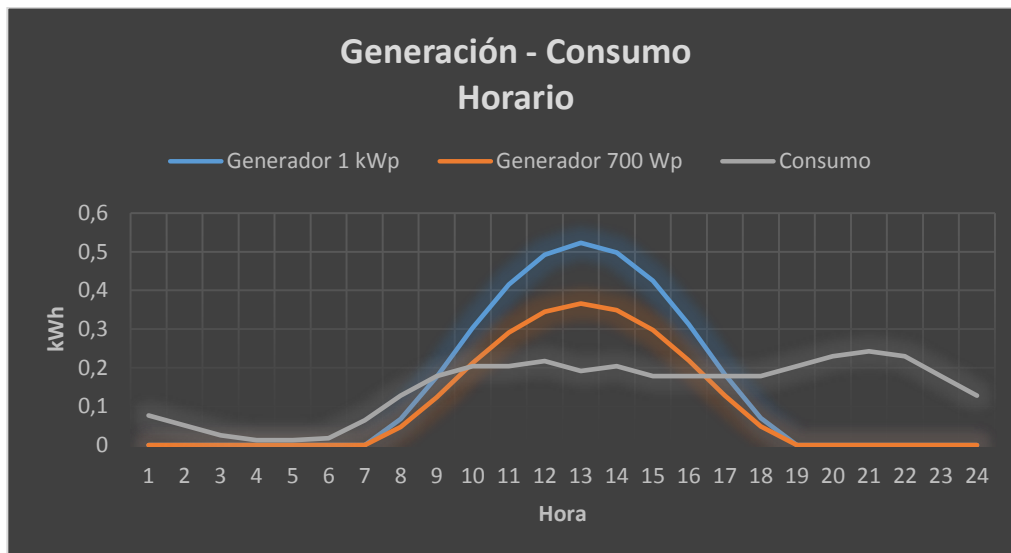


Figura 4.44 Generación - Consumo horario de un día del mes de marzo

Después de tener la gráfica de un día se puede observar como en algunas horas se presentan excedentes, por lo cual a continuación se hace una representación de los excedentes obtenidos según el comportamiento horario de generación – consumo durante todos los meses del año:

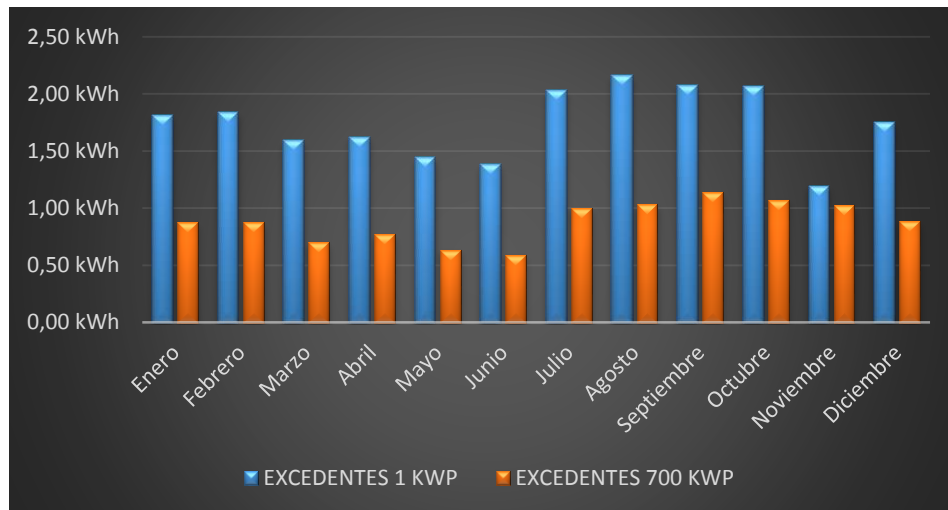


Figura 4.45 Excedentes

Verificando la existencia de excedentes en el sistema, realizando el análisis horario se puede estimar las pérdidas que puede tener el sistema cada día y así obtener entonces la energía que estará siendo inyectada a la red mensualmente, considerada como pérdidas del sistema.

- MEDELLIN (ANTIOQUIA):

Esta ciudad cuenta con una irradiación media anual de 4533 kwh/m²/día y temperaturas no mayores a los 29 °C y una producción eléctrica media anual de 1245 kwh.

Por lo cual es una de las ciudades con los mejores parámetros para la implementación de este tipo de tecnologías. A continuación se presenta la tabla con el perfil de consumo mensual con los respectivos precios de la electricidad:

	PERFIL 4	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	152	\$ 395,17	\$60.065,84
Febrero	153	\$ 399,24	\$61.083,72
Marzo	176	\$ 407,38	\$71.698,88
Abril	165	\$ 417,19	\$68.836,35
Mayo	173	\$ 405,03	\$70.070,19
Junio	137	\$ 409,02	\$56.035,74
Julio	82	\$ 409,50	\$33.579,00
Agosto	114	\$ 412,73	\$47.051,22
Septiembre	111	\$ 417,29	\$46.319,19
Octubre	112	\$ 430,41	\$48.205,92
Noviembre	194	\$ 436,86	\$84.750,84
Diciembre	187	\$ 435,94	\$81.520,78
Promedio	146	\$ 414,65	\$60.768,14

Figura 4.46 Perfil de consumo y precio de la electricidad

Luego se presenta gráficamente los beneficios que se obtendrían del sistema para los diferentes estratos económicos con las dos potencias que se está realizando el análisis:



Figura 4.47 Beneficio autoconsumo

En la siguiente gráfica se hace un análisis global de los valores de generación y consumo mensuales, y observar el comportamiento del sistema para determinar si hay excedentes:

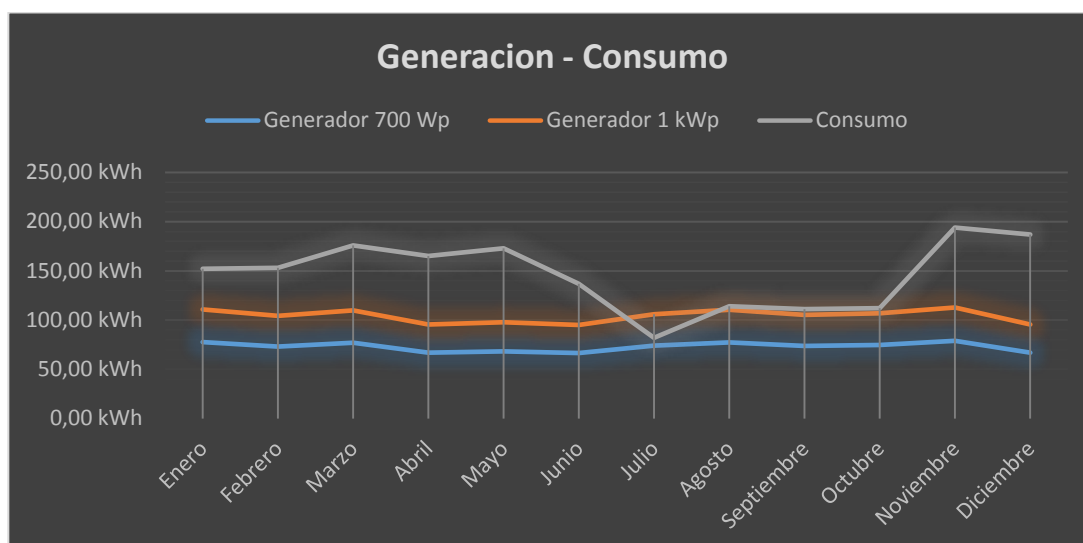


Figura 4.48 Generación – Consumo

Según la gráfica obtenida la producción de la instalación de 700 Wp es autoconsumida totalmente, sin embargo se hace la comprobación realizando el análisis de generación y consumo de un día del mes de mayo, obteniendo los datos horarios.

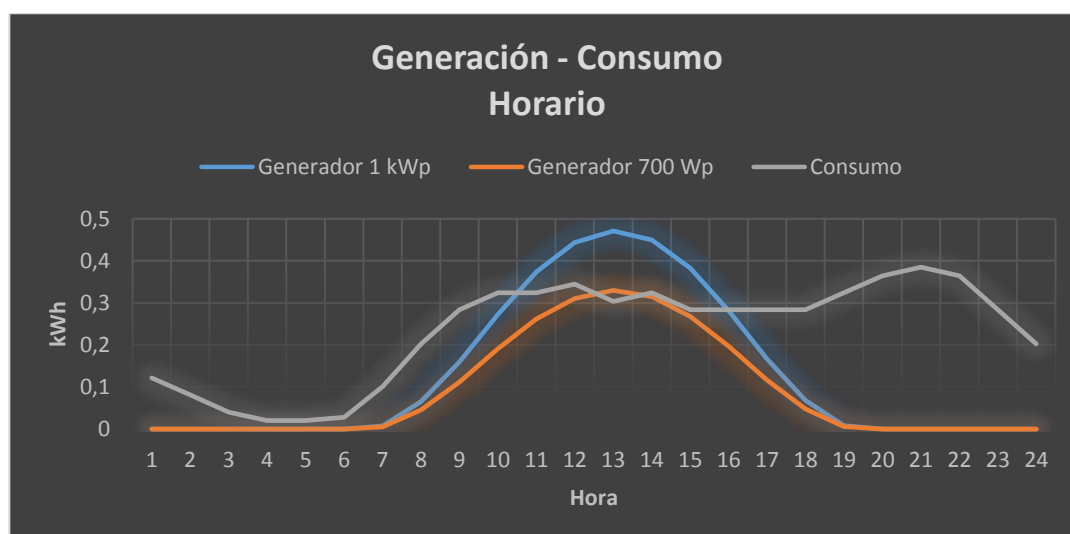


Figura 4.49 Generación - Consumo horario de un día del mes de mayo

Los excedentes de este día se ven reflejados en la gráfica, para la instalación de 700 Wp se observan pocos excedentes a las 13:00, mientras que para potencia instalada de 1 kWp se observar excedentes desde las 10:00 horas hasta las 16:00,

por lo cual la inyección a la red será mayor, para ello se realiza un análisis de los excedentes que se están produciendo mensualmente:

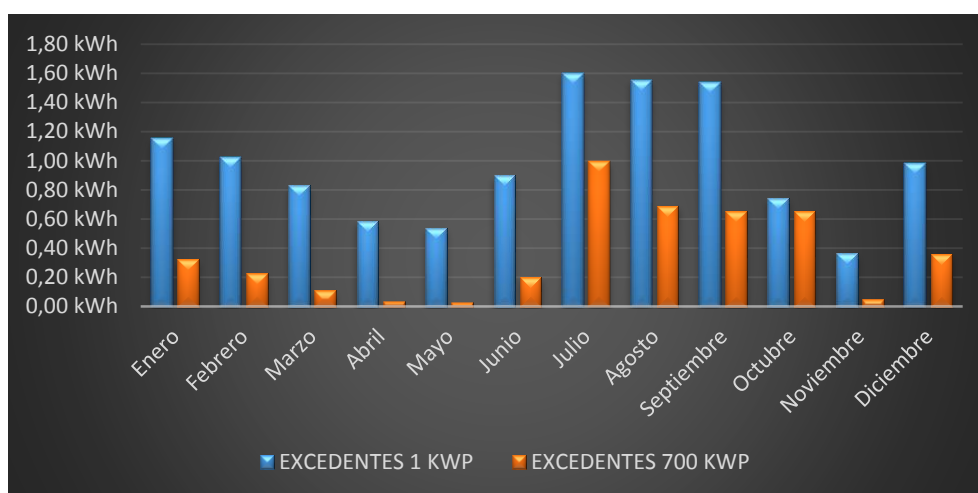


Figura 4.50 Excedentes

De esta forma se obtiene un dato veraz de las pérdidas que se están teniendo mensualmente.

- NEIVA (HUILA):

Esta ciudad cuenta con una irradiación media anual de 4178 kwh/m²/día y temperaturas no mayores a los 35 °C y una producción eléctrica media anual de 1157 kwh.

	PERFIL 1	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	109	\$ 409,99	\$44.689,14
Febrero	97	\$ 413,58	\$40.117,37
Marzo	116	\$ 415,59	\$48.208,44
Abril	98	\$ 427,06	\$41.851,85
Mayo	106	\$ 417,01	\$44.202,64
Junio	142	\$ 422,21	\$59.953,82
Julio	115	\$ 413,51	\$47.553,85
Agosto	131	\$ 425,14	\$55.693,48
Septiembre	127	\$ 432,51	\$54.929,09
Octubre	97	\$ 443,99	\$43.067,20
Noviembre	124	\$ 465,16	\$57.679,34
Diciembre	112	\$ 466,24	\$52.219,25
Promedio	115	\$ 429,33	\$49.180,46

Figura 4.51 Perfil de consumo y precio de la electricidad

A continuación se presentan los resultados obtenidos de beneficio del sistema:



Figura 4.52 Beneficio autoconsumo

De la gráfica se puede concluir que el sistema más optimo para la instalación en viviendas para autoconsumo en esta ciudad es con la potencia de 700 Wp, ya que los beneficios que se obtienen son mayores.

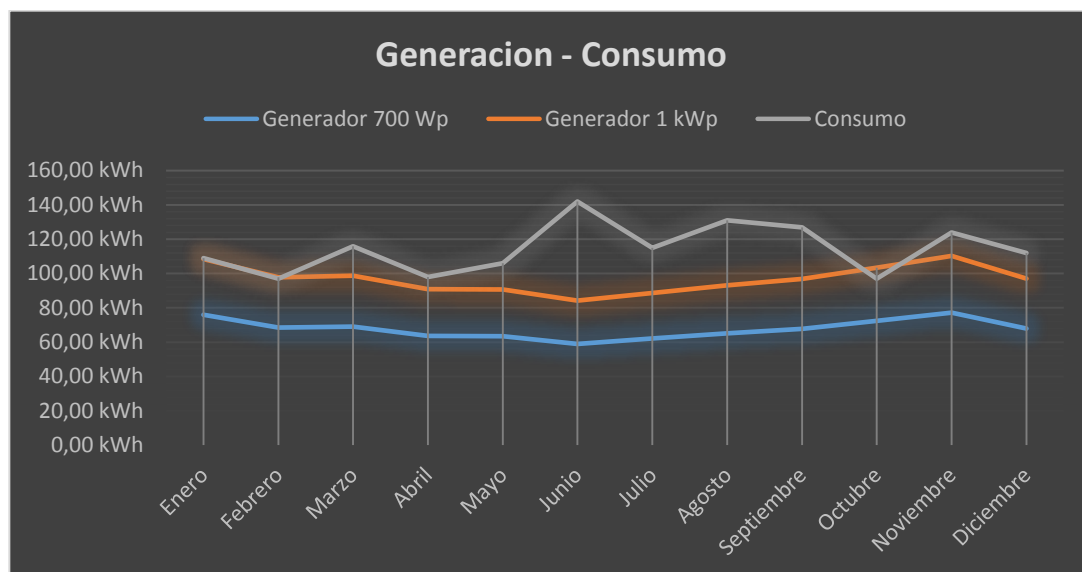


Figura 4.53 Generación – Consumo

Según se observa de la gráfica la generación para ambas potencias está por debajo de la curva de consumo, por lo cual se determina que los excedentes del sistema

son pequeños, sin embargo se realiza el análisis de generación y consumo horario con el fin de encontrar los excedentes en determinadas horas del día.

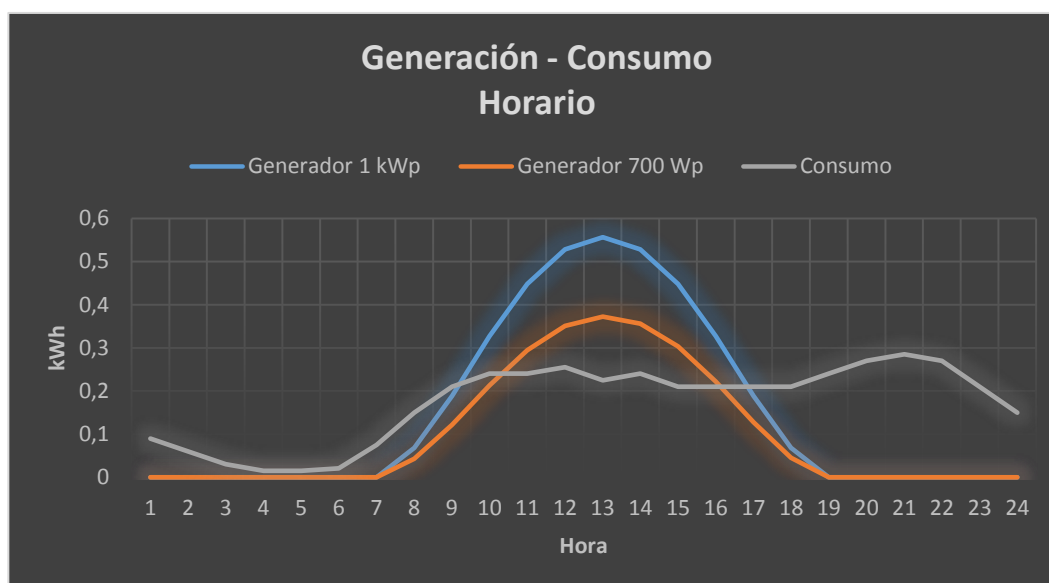


Figura 4.54 Generación - Consumo horario de un día del mes de noviembre

Al igual que se ha presentado en las demás ciudades, entre las 10:00 y las 17:00 horas se presentan los excedentes en razón de que es la hora pico de producción por parte de los generadores fotovoltaicos y el consumo de la vivienda no logra autoconsumo la totalidad de la generación, por lo cual esta se inyecta a la red.

Mediante la siguiente gráfica se presentan los excedentes mensuales:

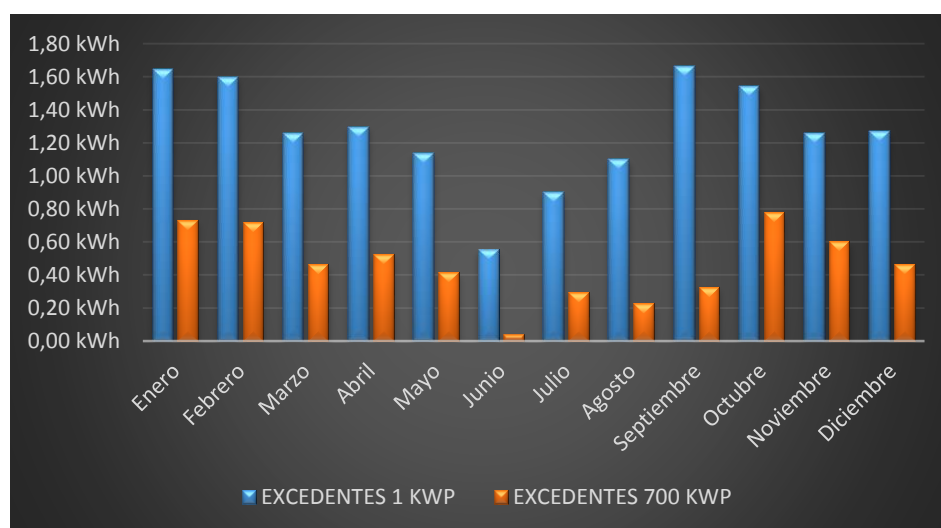


Figura 4.55 Excedentes

- PASTO (NARIÑO):

Esta ciudad cuenta con una irradiación media anual de 4123 kwh/m²/día y temperaturas no mayores a los 37 °C y una producción eléctrica media anual de 1140 kwh.

	PERFIL 2	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	75	\$ 448,79	\$33.659,25
Febrero	81	\$ 448,79	\$36.351,99
Marzo	97	\$ 451,03	\$43.749,91
Abril	85	\$ 453,29	\$38.529,65
Mayo	95	\$ 455,55	\$43.277,25
Junio	117	\$ 455,55	\$53.299,35
Julio	82	\$ 457,83	\$37.542,06
Agosto	114	\$ 462,41	\$52.714,74
Septiembre	111	\$ 467,03	\$51.840,33
Octubre	112	\$ 471,70	\$52.830,40
Noviembre	108	\$ 481,14	\$51.963,12
Diciembre	125	\$ 490,76	\$61.345,00
Promedio	100	\$ 461,99	\$46.425,25

Figura 4.56 Perfil de consumo y precio de la electricidad

Se representan los beneficios obtenidos para cada una de las potencia en los diferentes estratos:



Figura 4.57 Beneficio autoconsumo

Se obtienen beneficios para los estratos 4 y 5, principalmente para la instalación de 700 Wp.

A continuación se realiza el análisis para determinar los excedentes que puede tener el sistema:

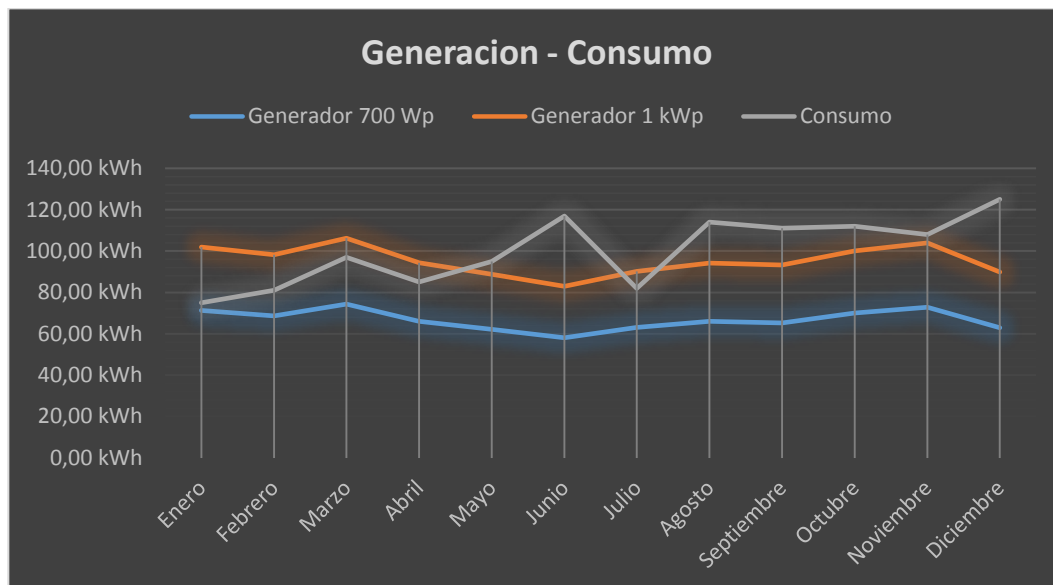


Figura 4.58 Generación – Consumo

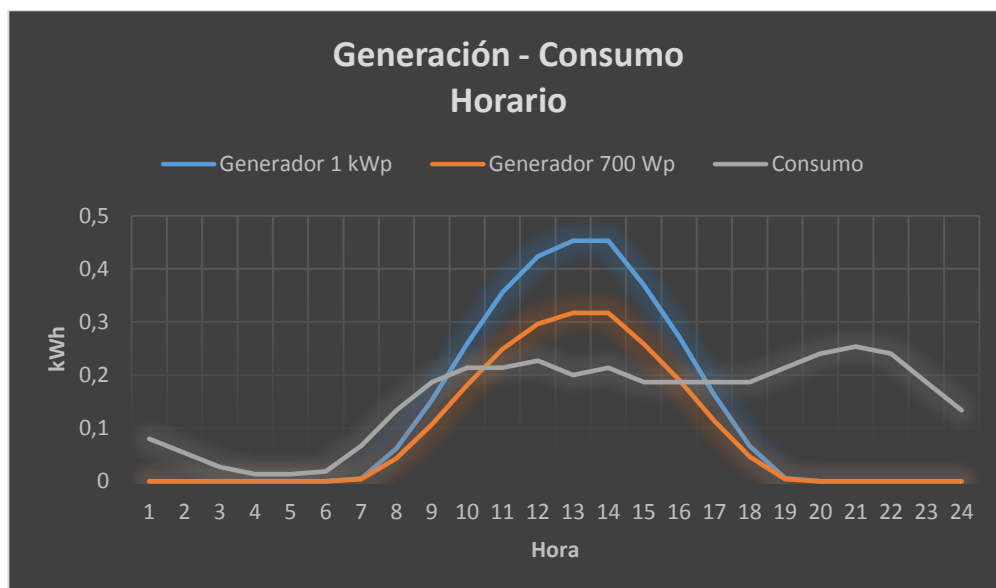


Figura 4.59 Generación - Consumo horario de un día del mes de agosto

Se observan excedentes para ambos generadores, sin embargo se puede ver que la mayor parte de la energía generada es autoconsumida por la vivienda.

Y ahora se calculan los excedentes mensuales del sistema:

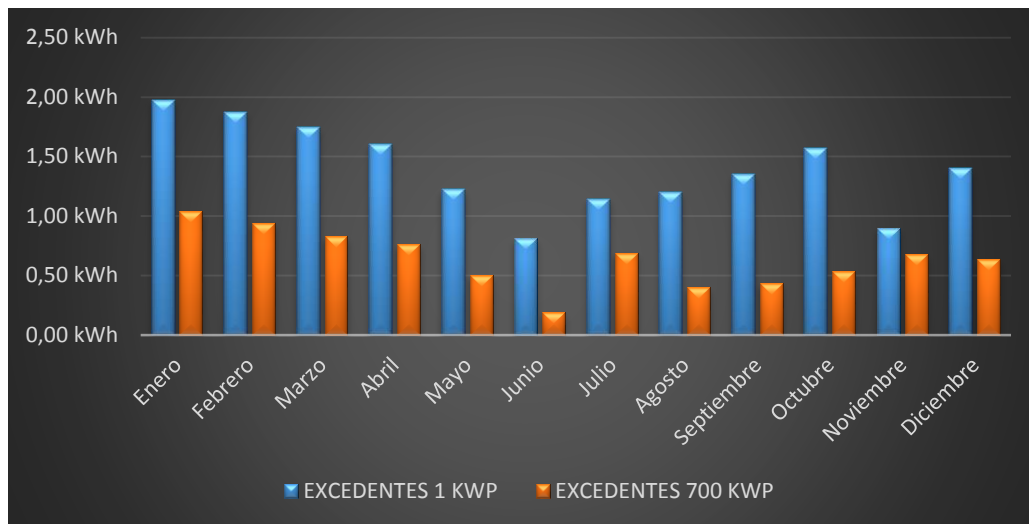


Figura 4.60 Excedentes

- ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA:

Este es un caso especial, ya que por la ubicación de estas islas la mayor parte de la energía generada es por medio de combustibles fósiles y los costos para hacer llegar estos hasta allí incrementan el precio de la electricidad obteniendo entonces las tarifas más altas de todo el país.

Además los parámetros de irradiación superan los de otras ciudades por lo tanto la producción eléctrica de los generadores será mayor; también cuenta con que las temperaturas máximas en la zona son de 29 °C por lo tanto no genera muchas pérdidas por este tema.

Los valores de producción eléctrica anuales son de 1512 kwh/m²/día.

	PERFIL 3	PRECIO	Total
Mes	Kwh	\$/kwh	\$
Enero	98	\$ 848,29	\$83.132,42
Febrero	94	\$ 819,36	\$77.019,84
Marzo	109	\$ 798,94	\$87.084,46
Abril	85	\$ 803,37	\$68.286,45
Mayo	98	\$ 809,62	\$79.342,76
Junio	96	\$ 821,16	\$78.831,36
Julio	81	\$ 822,14	\$66.593,34
Agosto	88	\$ 815,87	\$71.796,56
Septiembre	77	\$ 818,54	\$63.027,58
Octubre	83	\$ 837,15	\$69.483,45
Noviembre	97	\$ 837,92	\$81.278,24
Diciembre	113	\$ 824,67	\$93.187,71
Promedio	93	\$ 821,42	\$76.588,68

Figura 4.61 Perfil de consumo y precio de la electricidad

Se puede apreciar como en esta isla es donde se encuentra el precio más alto de la energía eléctrica, ya que en su mayoría es generada mediante combustible fósil e incrementa por el transporte de este hasta allí, por ello es una de las más óptimas para la implementación de este tipo de sistemas.

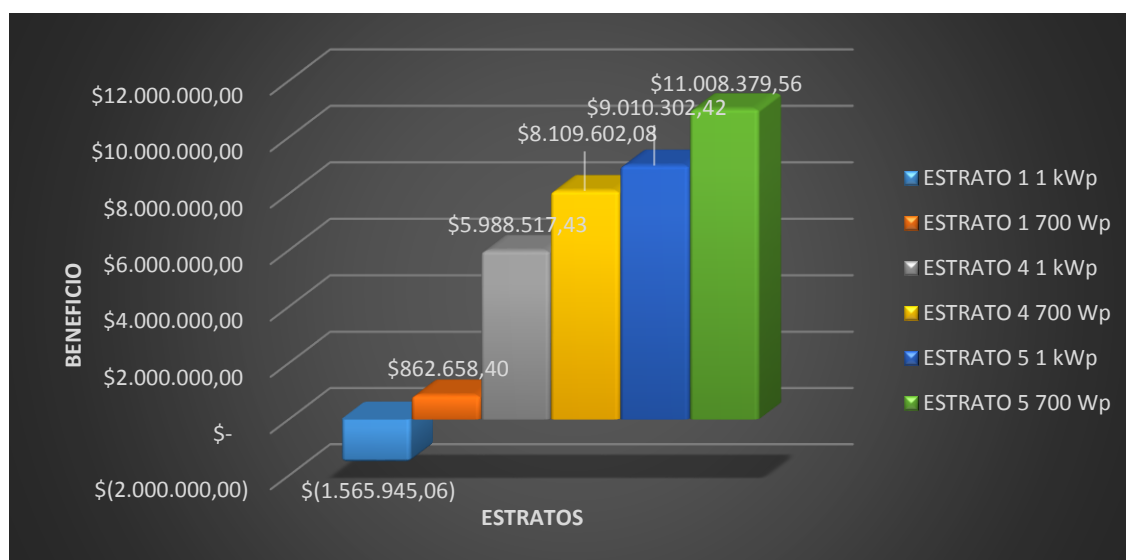


Figura 4.62 Beneficio autoconsumo

Se puede apreciar que a diferencia de los demás análisis, en este el estrato 1 a pesar de tener un subsidio por parte del gobierno, los precios de producción de

estos son tan altos que la instalación de este tipo de tecnologías llegaría a ser viables para ellos.

Como sería de esperarse teniendo en cuenta las condiciones de la región, para los estratos 4 y 5, los beneficios son muy grandes, para ambas potencias.

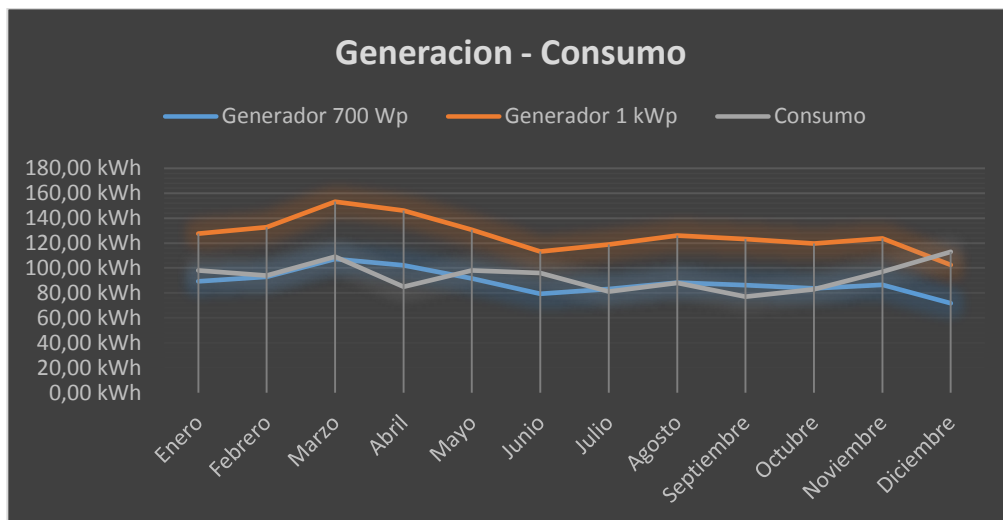


Figura 4.63 Generación – Consumo

Se construye una gráfica de consumo y generación de cada una de las potencias, con el fin de ver el comportamiento de estas.

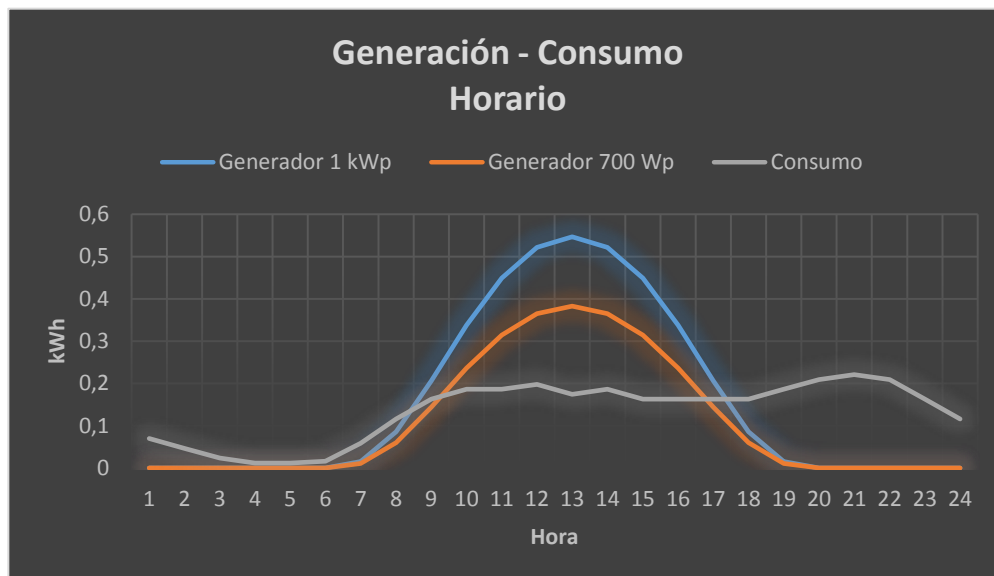


Figura 4.64 Generación - Consumo horario de un día del mes de junio

Aunque la gráfica de la Figura 4.60 de beneficios representa que el sistema es sustentable para esta región, se puede observar que en el análisis de un día mostrado en la figura 4.62, los excedentes son relativamente altos, por lo cual una vivienda con un consumo mayor, que logre aprovechar la mayor parte de la energía generada podría obtener un beneficio mayor.

Otra alternativa para esta zona podría ser la implementación de dispositivos de almacenamiento.

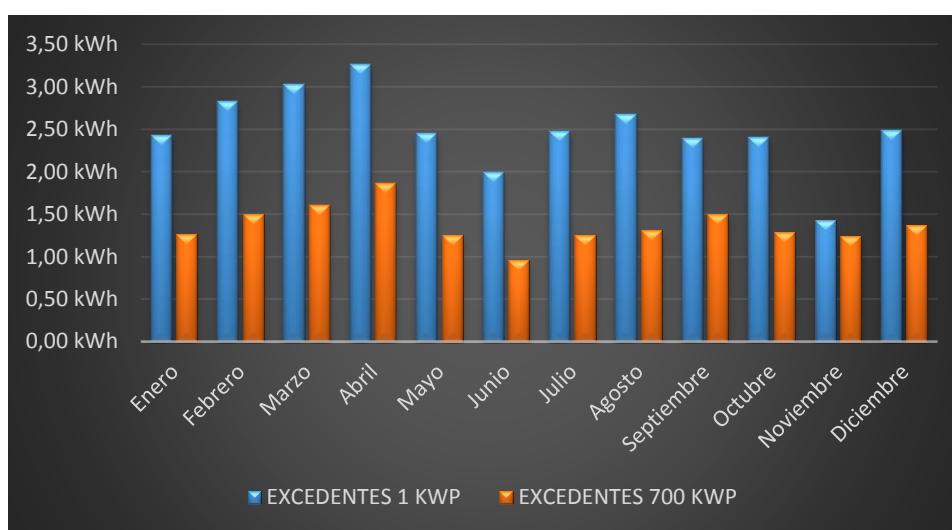


Figura 4.65 Excedentes

Se comprueba que los excedentes mensuales en su mayoría están por encima de 1 kWh.

5. CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

- ARAUCA (ARAUCA):

Se utiliza la ecuación para el cálculo del coste normalizado de la electricidad.

$$LCOE = \frac{A + OM \frac{K_{OM}(1 - K_{OM}^N)}{1 - K_{OM}}}{E \frac{K_E(1 - K_E^N)}{1 - K_E}}$$

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	1,00
Coste instalación (€/kWp)	1.000,00 €
Coste total de la inversión (€)	1.000,00 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	30,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	70,00%
Recursos procedentes de subvenciones para la financiación del proyecto(% de la inversión)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp-año)	1.280,0
Impuestos	25%
Vida útil del proyecto en años	25
Coste de la financiación (coste de capital o pasivo)	0,00%
Valor Residual (€)	0,00%

Figura 5.1 Datos generales para cálculo del LCOE

Se establece una potencia de 1 kWp, actualmente el costo de instalación de esta kWp está alrededor de 1000 € (\$ 3'300.000), la financiación de proyectos de esta índole generalmente se determinan en un 30% de recursos propios o sociedades, y un 70% de recursos ajenos (Prestamos), la producción eléctrica anual que se obtiene de los cálculos de la energía producida (1280 kWh/kWp*año), impuestos de sociedades por concepto de importación de equipos, iva, y otros, aproximadamente del 25% y una vida útil del proyecto de 25 años, el tiempo que actualmente están garantizando los fabricantes de las celdas fotovoltaicas, aunque garantizan la eficiencia entre unos 10 a 15 años, después de ello el modulo puede tener una reducción de hasta el 20% en la producción.

Datos de explotación	
Tarifa de venta a la red eléctrica (€/kWh)	0,12 €
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,50%
Tasa de variación interanual de degradación o perdida de potencia de la instalación (%)	0,50%
Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión inicial)	2,00%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenim., gastos generales	2,00%

Figura 5.2 Datos de explotación

Teniendo en cuenta la venta actual de la energía eléctrica en Santa Rosa de Cabal es de \$ 410 equivalentes a 0,12 €, se aplican una tasa de variación interanual del precio de 1,5%, una tasa de degradación del sistemas o perdida de potencia de la instalación de 0,5%, los gastos de operación y mantenimiento equivalen al 2% del

coste total de la inversión inicial y una variación interanual de estos gastos de Operación y Mantenimiento (OyM) de un 2%.

Se aplica el concepto de TIR a la dimensión financiera de la financiación (pasivos) para obtener el coste del capital pasivo.

Préstamo										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Saldo Inicial (1/1)	700,0	665,0	630,0	595,0	560,0	525,0	490,0	455,0	420,0	385,0
Intereses	57,8	54,9	52,0	49,1	46,2	43,3	40,4	37,5	34,7	31,8
Amortización Financiera	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Saldo Final (31/12)	665,0	630,0	595,0	560,0	525,0	490,0	455,0	420,0	385,0	350,0
Capital Propio										
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Importe deuda	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Dividendos	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
Amortización deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo deuda	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Dimensión financiera de la financiación (pasivo)										
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-1.000,0	138,95	136,06	133,18	130,29	127,40	124,51	121,63	118,74	115,85	112,96
Coste del capital (pasivo)	11,08%									

Figura 5.3 Coste del capital pasivo o coste medio ponderado del capital (CMPC) (1)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
350,0	315,0	280,0	245,0	210,0	175,0	140,0	105,0	70,0	35,0	-	-	-	-	-
28,9	26,0	23,1	20,2	17,3	14,4	11,6	8,7	5,8	-	-	-	-	-	-
35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	-	-	-	-	-
315,0	280,0	245,0	210,0	175,0	140,0	105,0	70,0	35,0	-	-	-	-	-	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300,0
300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	-

Figura 5.4 Coste del capital pasivo o coste medio ponderado del capital (CMPC) (2)

Ahora mediante el VAN aplicando el Coste del capital pasivo a la electricidad generada, se tiene la electricidad generada actualizada.

Actualización Energía generada	10294,75 kWh
---------------------------------------	---------------------

Figura 5.5 Energía generada (actualizada) por el sistema fotovoltaico

Ahora se calcula entonces el coste del ciclo de vida (LCC), teniendo en cuenta la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y la tasa de incremento interanual de los gastos de operación y mantenimiento, se obtiene entonces LCC.

Figura 5.6 Coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico conectado a la red (1)

Figura 5.7 Coste del ciclo de vida del sistema fotovoltaico conectado a la red (2)

LCC	969,60 €
Actual. Energía gener.	10294,755
LEC (€/kWh)	0,0942

Se sigue el mismo procedimiento para cada una de las potencias de la instalación en cada ciudad y de esta forma calcular el coste de la electricidad generada.

Potencia de la instalación: 2 kWp

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	2,00
Coste instalación (€/kWp)	1.000,00 €
Coste total de la inversión (€)	2.000,00 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	30,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	70,00%
Recursos procedentes de subvenciones para la financiación del proyecto(% de la inversión)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp-año)	1.280,0
Impuestos	25%
Vida útil del proyecto en años	25
Coste de la financiación (coste de capital o pasivo)	0,00%
Valor Residual (€)	0,00%

Figura 5.9 Datos generales (2 kWp)

Para este caso se establece una potencia de 2 kWp, y el costo de instalación de esta variaría 2000 € (\$ 6'800.000), la financiación de proyectos se determinan igual en un 30% de recursos propios o sociedades, y un 70% de recursos ajenos (Prestamos), la producción eléctrica anual que se obtiene de los cálculos de la energía producida (1280 kWh/kWp*año), impuestos de sociedades por concepto de importación de equipos, iva, y otros, aproximadamente del 25% y una vida útil del proyecto de 25 años, el tiempo que actualmente están garantizando los fabricantes de las celdas fotovoltaicas, aunque garantizan la eficiencia entre unos 10 a 15 años, después de ello el modulo puede tener una reducción de hasta el 80% en la producción.

Se realizan los mismo cálculos para obtener el coste del ciclo de vida y la energía producida actualizada y posteriormente obtener del coste normalizad de la electricidad.

LEC												
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Electricidad generada (kWh)	2.547,2	2.534,5	2.521,8	2.509,2	2.496,6	2.484,2	2.471,7	2.459,4	2.447,1	2.434,8		
Depreciación	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0	- 25,0		
Costes de explotación	15,3	15,6	15,9	16,2	16,6	16,9	17,2	17,6	17,9	18,3		
Costes totales	- 9,7	- 9,4	- 9,1	- 8,8	- 8,4	- 8,1	- 7,8	- 7,4	- 7,1	- 6,7		
Actualización Energía generada	20589,51 kWh											
Coste ciclo de vida útil (LCC)	1.939,21 €											
	LCC	1.939,21 €										
	Actual. Energía gener.	20589,510										
	LFC (€ /kWh)	0,0942										

Figura 5.10.1 Coste normalizado de la electricidad

A continuación se presenta una tabla con los resultados obtenidos para las demás ciudades, para una potencia instalada de 1 kWp en una vivienda conectada a la red para el estrato 4, en razón de que este cuenta con la tarifa plena sin contribuciones ni subsidios:

Instalación de 1 kWp			
Ciudades	Coste ciclo de vida (LCC)	Energía generada actualizada	Coste normalizado de la electricidad (LCOE)
Arauca	969,60 €	10294,75 kWh	0,09418 €/kWh
Barranquilla	969,60 €	13160,83 kWh	0,07367 €/kWh
Bogota	969,60 €	9733,36 kWh	0,09962 €/kWh
Bucaramanga	969,60 €	10594,76 kWh	0,09152 €/kWh
Cali	969,60 €	9213,14 kWh	0,10524 €/kWh
Cucuta	969,60 €	10594,76 kWh	0,09152 €/kWh
Manizales	969,60 €	10004,44 kWh	0,09692 €/kWh
Medellin	969,60 €	10020,22 kWh	0,09676 €/kWh
Neiva	969,60 €	9301,94 kWh	0,10424 €/kWh
Pasto	969,60 €	9169,21 kWh	0,10575 €/kWh
Pereira	969,60 €	10294,75 kWh	0,09418 €/kWh
San Andres y Providencia	969,60 €	12163,67 kWh	0,07971 €/kWh

Figura 5.11 Análisis de coste de generación para una instalación de 1 kWp en una vivienda conectada a la red

A continuación se presenta el análisis realizado para las instalaciones de potencia de 2 kWp y 700 Wp, teniendo en cuenta que el análisis inicialmente se hizo para 2 kWp en las ciudades de Arauca y Pereira, pero en vista de los resultados obtenidos se opta por continuar haciendo el análisis con 700 Wp:

Instalación de 2 kWp y 700 Wp			
Ciudades	Coste ciclo de vida (LCC)	Energía generada actualizada	Coste normalizado de la electricidad (LCOE)
Arauca (2 kWp)	1.939,21 €	20589,51 kWh	0,09418 €/kWh
Barranquilla	678,72 €	9212,84 kWh	0,07367 €/kWh
Bogota	678,72 €	6813,36 kWh	0,09962 €/kWh
Bucaramanga	678,72 €	7416,33 kWh	0,09152 €/kWh
Cali	678,72 €	6449,10 kWh	0,10524 €/kWh
Cucuta	678,72 €	7416,33 kWh	0,09152 €/kWh
Manizales	678,72 €	7003,11 kWh	0,09692 €/kWh
Medellin	678,72 €	7014,16 kWh	0,09676 €/kWh
Neiva	678,72 €	6511,36 kWh	0,10424 €/kWh
Pasto	678,72 €	6418,44 kWh	0,10575 €/kWh
Pereira (2 kWp)	1.939,21 €	20589,51 kWh	0,09418 €/kWh
San Andres y Providencia	678,72 €	8514,57 kWh	0,07971 €/kWh

Figura 5.12 Análisis de coste de generación para una vivienda conectada a la red

Se puede observar que los resultados del coste de generación son muy similares para la mayor parte de las ciudades, se presentan diferencias importantes en ciudades como Barranquilla y las islas de San Andrés y Providencia donde la energía generada es mayor, ya que los niveles de irradiación incidente son mayores que en las demás ciudades; aunque en el LCOE se encuentra una variación importante del coste según cambia la potencia que desee instalar.

También se aprecia como en ciudades como Cali, Neiva, Pasto e incluso la capital del país Bogotá, tienen un coste de generación más elevado en razón de que a diferencia del caso anterior los niveles de irradiación incidente en estas es más pequeño y por lo tanto la energía generada es menor.

El coste del ciclo de vida se mantiene constante ya que se conservaron los valores de tasas de variación anual por incremento del precio de la electricidad, gastos de operación y mantenimiento, degradación o pérdida de potencia de la instalación, además los gastos de operación y mantenimiento se mantienen constantes en vista de que el coste de la inversión inicial es el mismo para todas las ciudades.

6. CÁLCULO ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el cálculo del análisis económico se deberá tener en cuenta la potencia instalada, el precio de la energía eléctrica y la producción anual, al igual que la tasa

de variación interanual del precio de la electricidad y la tasa de variación interanual de degradación o pérdida de potencia de la instalación, con el fin de calcular los ingresos de explotación.

Luego se deberán calcular los gastos de explotación anuales, que corresponden a los gastos de explotación, y también se aplicara una tasa de variación interanual de gastos de operación y mantenimiento.

Se obtiene el coste del capital pasivo mediante la implementación de la TIR a la dimensión financiera de la financiación que corresponde a todos los pagos que se deben de hacer año a año en razón de la financiación del proyecto (Capital propio y capital ajeno).

Se debe de establecer los años de amortización financiera para el capital ajeno, la amortización del capital propio al final del proyecto y el periodo de amortización de los activos.

Implementando el concepto de TIR en la dimensión financiera de la inversión, para los flujos de caja y la inversión inicial se tiene entonces la Tasa Interna de Retorno (TIR) a la cual posteriormente se le restara el coste del capital pasivo y se obtendrá entonces la Tasa Interna de Retorno neta (TIRneta).

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	1,00
Coste instalación (€/kWp)	1.000,00 €
Coste total de la inversión (€)	1.000,00 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	30,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	70,00%
Recursos procedentes de subvenciones para la financiación del proyecto(% de la inversión)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp-año)	1.280,0
Impuestos	25%
Vida útil del proyecto en años	25

Figura 6.1 Datos generales análisis económico

Datos de explotación	
Tarifa de venta a la red eléctrica (€/kWh)	0,13 €
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	1,50%
Tasa de variación interanual de degradación o pérdida de potencia de la instalación (%)	0,50%
Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión inicial)	1,00%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenim., gastos generales	2,00%

Figura 6.2 Datos de explotación análisis económico

De esta forma se obtendrá entonces los flujos de caja antes y después de impuesto, y se podrá determinar entonces el plazo de recuperación con descuento (DPBT), que correspondería al año cuando los flujos de caja igualen la inversión inicial.

Se obtiene el coste del capital pasivo mediante la implementar de la TIR a la dimensión financiera de la financiación que corresponde a todos los pagos que se deben de hacer año a año en razón de la financiación del proyecto (Capital propio y capital ajeno).

Se debe de establecer los años de amortización financiera para el capital ajeno, la amortización del capital propio al final del proyecto y el periodo de amortización de los activos.

Implementando el concepto de TIR en la dimensión financiera de la inversión, para los flujos de caja y la inversión inicial se tiene entonces la Tasa Interna de Retorno (TIR) a la cual posteriormente se le restara el coste del capital pasivo y se obtendrá entonces la Tasa Interna de Retorno neta (TIRneta).

Cash-Flow de Explotación										
Periodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos explotación		336,1	339,4	342,8	346,2	349,6	353,1	356,6	360,2	363,7
VR de la inversión al final de su vida útil										
-Gastos Explotación		20,4	20,8	21,2	21,6	22,1	22,5	23,0	23,4	23,9
Cash-Flow Explotación(antes de impuestos)		315,7	318,6	321,6	324,6	327,6	330,6	333,6	336,7	339,8
Cash-Flow Explotación(después de impuestos)		261,8	264,0	266,2	268,4	270,7	272,9	275,2	277,5	279,9
Dimensión Financiera de la inversión										
-A (Inversión)		Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9
- 2.000,0		261,8	264,0	266,2	268,4	270,7	272,9	275,2	277,5	279,9
- 2.000,0		- 1.738,2	- 1.474,2	- 1.208,1	- 939,6	- 669,0	- 396,0	- 120,8	156,8	436,6
Tasa Interna de Retorno (TIR)	13,20%									
Valor Actual Neto (VAN)	327,97 €									
Tasa Interna de Retorno neta (TIR _{neta})	2,12%									
Discount Pay Back Time (DPBT)	8,00									

Figura 6.3 Parámetros análisis económico

Los flujos de caja acumulados de mantienen negativos hasta el año 7, a partir de allí empiezan a ser positivos, al igual que la TIR y la VAN son positivos, lo cual indicado que los criterios de validez para este proyecto de inversión cuenta con los requerimientos económicos, según este análisis económico.

Préstamo									
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Saldo Inicial (1/1)	1.400,0	1.330,0	1.260,0	1.190,0	1.120,0	1.050,0	980,0	910,0	840,0
Intereses	115,5	109,7	104,0	98,2	92,4	86,6	80,9	75,1	69,3
Amortización Financiera	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Saldo Final (31/12)	1.330,0	1.260,0	1.190,0	1.120,0	1.050,0	980,0	910,0	840,0	770,0
Capital Propio									
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Importe deuda	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
Dividendos	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4
Amortización deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo deuda	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
Dimensión financiera de la financiación (pasivo)									
- Inversión	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	-2.000,0	277,90	272,13	266,35	260,58	254,80	249,03	243,25	237,48
Coste del capital (pasivo)	11,08%								

Figura 6.4 Coste del capital (pasivo)

Los criterios para determinar si el proyecto de inversión es factible, radican en que el Valor Actual Neto (VAN) sea mayor a 0 y que el coste del capital propio sea menor que la Tasa Interna de Retorno (TIR), por ende que la TIRneta sea positiva. Además, que el DPBT sea menor que los años de vida útil del proyecto.

Instalación de 1 kWp					
Ciudades	TIR	VAN	TIRneta	DPBT	Coste del capital (pasivo)
Arauca	13,20%	163,98 €	2,12%	8 Años	11,08%
Barranquilla	15,76%	370,54 €	4,67%	7 Años	11,08%
Bogota	11,80%	55,02 €	0,72%	9 Años	11,08%
Bucaramanga	13,71%	204,50 €	2,63%	8 Años	11,08%
Cali	11,76%	51,39 €	0,67%	9 Años	11,08%
Cucuta	13,71%	204,50 €	2,63%	8 Años	11,08%
Manizales	12,89%	139,08 €	1,80%	8 Años	11,08%
Medellin	12,91%	140,83 €	1,83%	8 Años	11,08%
Neiva	11,89%	61,23 €	0,80%	9 Años	11,08%
Pasto	11,69%	46,52 €	0,61%	9 Años	11,08%
Pereira	13,20%	144,08 €	2,12%	8 Años	11,08%
San Andres y Providencia	31,15%	1.709,15 €	20,07%	4 Años	11,08%

Figura 6.5 Análisis económico

Teniendo en cuenta los criterios de factibilidad económica, se puede establecer que para todas aquellas ciudades donde la tasa interna de retorno (TIR) sea mayor que el coste del capital pasivo entonces el proyecto será factible económicamente, además si el valor actual neto (VAN) es mayor que cero.

Para este análisis, todas las ciudades cumplen con las condiciones, y se puede determinar que el proyecto es factible económicamente.

Es importante observar que la ciudad de Barranquilla y las islas de San Andrés y Providencia tienen la TIR mas alta por lo cual los años del plazo de recuperación con descuento (DPBT) son menores, teniendo en cuenta que en los resultados del coste de generación en la Figura 5.9, estas mismas ciudades contaban con el coste de generación más bajo en razón de las condiciones de trabajo.

De los resultados obtenidos a partir del análisis económico para una vivienda conectada a la red, con una instalación de 1 kWp en el estrato 4, se puede observar que cumplen con los criterios para determinar que el proyecto es factible económicamente, sin embargo se realiza el mismo análisis para las demás potencias, y se presenta a continuación:

Instalación de 2 kWp y 700 Wp					
Ciudades	TIR	VAN	TIRneta	DPBT	Coste del capital (pasivo)
Arauca (2 kWp)	13,20%	327,97 €	2,12%	8 Años	11,08%
Barranquilla	16,32%	292,32 €	5,24%	7 Años	11,08%
Bogota	11,82%	39,41 €	0,74%	9 Años	11,08%
Bucaramanga	13,71%	143,15 €	2,63%	8 Años	11,08%
Cali	11,76%	35,96 €	0,68%	9 Años	11,08%
Cucuta	13,71%	143,15 €	2,63%	8 Años	11,08%
Manizales	12,89%	97,36 €	1,81%	8 Años	11,08%
Medellin	12,91%	98,58 €	1,83%	8 Años	11,08%
Neiva	11,89%	42,86 €	0,80%	9 Años	11,08%
Pasto	11,69%	32,57 €	0,61%	9 Años	11,08%
Pereira (2 kWp)	12,58%	230,94 €	1,50%	8 Años	11,08%
San Andres y Providencia	31,15%	1.196,41 €	20,07%	4 Años	11,08%

Figura 6.6 Análisis económico para las instalaciones de 2 y 0,7 kWp

Para el caso de otras potencias instaladas se puede notar como para la instalación de 2 kWp tanto en la ciudad de Arauca como en Pereira, se obtiene resultados positivos según los criterios, dado que tanto el VAN como la TIR y el DPBT cumplen con los requerimientos por parte del análisis para ser factible, teniendo en cuenta que el VAN es mayor que 0 (cero) y la TIR neta es positiva; al igual que para la

potencia instalada de 0,7 kWp en las demás ciudades, se nota como los criterios de factibilidad económica se cumplen, en especial la ciudades de Barranquilla y las islas de San Andrés y Providencia, donde la irradiación incidente sobre los paneles solares es mayor y por tanto se tiene una mayor producción eléctrica.

Se puede apreciar como a partir del año 11 los flujos de caja comienzan a ser positivos, con lo cual se verifica los datos de la figura 8.6.

Esta misma situación acontece para las demás ciudades en la cuales se presentan este tipo de resultados.

7. CONCLUSIONES Y RESULTADOS

- Se vio la necesidad de utilizar herramientas como Excel mediante las cuales se facilitaron los cálculos y se hizo un proceso de automatización de las formulas, con el fin de obtener unos resultados bajo algunos parámetros estándar para todas las ciudades.
- En el proceso del análisis se ve la necesidad de replantear las potencias con las cuales se realizara el trabajo, ya que con la potencia de 2 kWp que se estaba implementando los resultados estaban mostrando un sistema fotovoltaico sobredimensionado para el tipo de vivienda conectada a la red que se estaba trabajando.
- La instalación de sistemas fotovoltaicos no es viable para el estrato 1, en razón de que este cuenta con un subsidio por parte del gobierno del 50% y por lo tanto el coste de generación eléctrica de los sistemas fotovoltaicos no logra ser inferiores a los de estas viviendas.
- Las políticas que actualmente están implementadas en el país no contribuyen a la implementación de este tipo de tecnologías.
- Una posible solución a los problemas de excedentes que se presentó durante todo el análisis, sería la implementación de un sistema de

almacenamiento que permita tener una mejor gestión de la energía generada.

- Según los resultados obtenidos a lo largo de todo el análisis, se encuentra con que el lugar más óptimo para la implementación de este tipo de tecnologías son las Islas de San Andrés y Providencia en razón de sus altos niveles de irradiación solar y los altos costes de la energía eléctrica.

REFERENCIAS

[1] Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA). (1996). *Censo y evaluación de sistemas solares fotovoltaicos instalados en Colombia*. [En línea] disponible en http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias/_alternativas/potencialidades/Censo_Solar_Fotovoltaico.pdf.

[2] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2005). Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana. [En línea] disponible en http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf.

[3] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). (2012). *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*. [En línea] disponible en <http://files.epia.org/files/Global-Market-Outlook-2016.pdf>.

[4] T. Díaz y G. Carmona (2010). *Unidad 1. Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. McGraw Hill. [En línea] disponible en <http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>.

[5] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181294 – Reglamentos Técnicos de Instalaciones Eléctricas (RETIE). [En línea] disponible en. <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/3337.pdf>.

[6] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y CORPOEMA, C. E. (2010, diciembre). Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia. Vol.2. [En línea] disponible en. http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf.

[7] NASA Surface meteorology and Solar Energy – Location [en línea] disponible en <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

[8] Central Hidroeléctrica de Caldas. Tarifas reguladas. [En línea] disponible en <http://www.chec.com.co/clientes-y-usuarios/tu-factura/tarifas-reguladasPublicas>.

[9] Comisión de Regulación de Energía y Gas – Resolución 079 de 1997
http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/resolucion_creg_0079_1997.htm

[10] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181294 – Reglamentos Técnicos de Instalaciones Eléctricas (RETIE). [En línea] disponible en. <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/3337.pdf>.

[11] A worldwide assessment of levelised cost of electricity of HCPV systems. Energy conversion and Management. 2016. (Under review). D.L. Talavera*, J.P. Ferrer-Rodríguez, P. Pérez-Higueras, J. Terrados, E.F. Fernández.

8. ANEXOS

ANEXO 1

ESTUDIO POTENCIAL ENERGETICO EN COLOMBIA

ARAUCA (ARAUCA):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 7 Lon -70.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.24	5.35	5.19	4.70	4.40	4.25	4.45	4.70	5.05	4.99	4.79	4.87

Meteorology (Temperature):

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)

Lat 7 Lon -70.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	20.5	22.1	22.8	22.3	21.5	20.8	20.1	20.3	20.7	21.0	21.0	20.2	
Maximum	34.0	37.1	37.4	33.2	30.4	29.8	30.4	32.3	33.1	32.1	30.8	30.5	
Amplitude	6.75	7.48	7.28	5.46	4.46	4.47	5.15	5.99	6.21	5.53	4.88	5.13	8.61

ARMENIA (QUINDIO):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 4.35 Lon -75.45	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.55	4.72	4.76	4.51	4.51	4.59	4.92	4.97	4.80	4.56	4.44	4.37

Meteorology (Temperature):

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)

Lat 4.35 Lon -75.45	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.7	17.1	17.4	17.5	17.1	16.7	16.4	16.8	17.3	17.3	17.0	16.8	

Maximum	28.0	29.6	28.9	28.3	28.1	28.4	30.3	32.5	32.2	29.1	26.7	26.7	
Amplitude	5.63	6.24	5.73	5.42	5.51	5.87	6.93	7.82	7.44	5.93	4.86	4.95	8.02

BARRANQUILLA (ATLANTICO):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 11 Lon -74.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	6.17	6.63	6.99	6.84	6.23	6.29	6.62	6.56	6.04	5.59	5.44	5.59

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 11 Lon -74.5	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	23.6	23.8	24.3	24.6	25.0	25.1	24.6	25.0	25.4	25.4	25.0	24.0	
Maximum	30.4	32.0	33.4	31.0	29.8	29.8	29.7	30.2	30.5	30.2	29.7	29.0	
Amplitude	3.38	4.08	4.56	3.23	2.44	2.36	2.50	2.62	2.53	2.40	2.36	2.48	4.90

BOGOTA (CUNDINAMARCA):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 4.34 Lon -74	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.72	4.56	4.40	4.05	4.16	4.16	4.09	4.15	4.50	4.33	4.26	4.43

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 4.34 Lon -74	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.4	16.9	17.5	17.4	16.9	16.2	15.3	15.3	16.2	16.9	17.1	16.8	
Maximum	28.2	29.1	28.9	27.6	26.7	25.6	26.0	28.4	30.1	29.0	27.4	26.9	
Amplitude	5.86	6.12	5.70	5.11	4.89	4.68	5.38	6.53	6.98	6.07	5.13	5.07	7.42

BUCARAMANGA (SANTANDER):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 7 Lon -73	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.87	4.86	4.99	4.47	4.65	4.92	5.09	5.01	5.01	4.62	4.45	4.62

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 7 Lon -73	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.0	16.8	17.6	17.9	17.7	17.0	16.4	16.5	17.0	17.5	17.3	16.4	
Maximum	27.7	30.2	30.8	28.8	27.5	26.7	27.9	29.3	29.2	27.6	26.6	26.0	
Amplitude	5.81	6.71	6.59	5.42	4.90	4.86	5.76	6.41	6.09	5.04	4.65	4.81	7.36

CALI (VALLE DEL CAUCA):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 3.25 Lon -76.35	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.05	4.28	4.37	4.21	4.09	4.05	4.34	4.30	4.26	3.99	3.89	3.82

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 3.25 Lon -76.35	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.8	17.0	17.3	17.3	17.1	16.7	16.8	17.3	17.6	17.5	17.1	17.0	

Maximum	26.9	28.1	28.3	28.0	28.0	28.1	30.6	33.2	32.6	29.5	26.8	26.3	
Amplitude	5.03	5.51	5.53	5.31	5.46	5.67	6.90	7.92	7.51	5.98	4.84	4.62	8.21

CARTAGENA DE INDIAS (BOLIVAR):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 10.25 Lon -75.33	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	6.04	6.28	6.46	6.19	5.67	5.68	5.85	5.89	5.34	4.95	5.04	5.35

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 10.25 Lon -75.33	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	24.4	25.0	25.5	25.3	25.4	25.5	25.1	25.3	25.4	25.3	24.9	24.2	6.71
Maximum	33.8	36.3	37.6	33.4	31.4	31.4	31.4	31.7	31.5	31.1	30.9	30.7	
Amplitude	4.68	5.64	6.04	4.06	2.98	2.94	3.12	3.21	3.02	2.87	2.98	3.26	

CUCUTA (NORTE DE SANTADER):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 7.54 Lon -72.31	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.87	4.86	4.99	4.47	4.65	4.92	5.09	5.01	5.01	4.62	4.45	4.62

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 7.54 Lon -72.31	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	---------------------

Minimum	16.0	16.8	17.6	17.9	17.7	17.0	16.4	16.5	17.0	17.5	17.3	16.4	
Maximum	27.7	30.2	30.8	28.8	27.5	26.7	27.9	29.3	29.2	27.6	26.6	26.0	
Amplitude	5.81	6.71	6.59	5.42	4.90	4.86	5.76	6.41	6.09	5.04	4.65	4.81	7.36

FLORENCIA (CAQUETA):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 1.36 Lon -75.36	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.24	4.01	3.78	3.78	3.79	3.57	3.55	3.73	4.18	4.30	4.21	4.18

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 1.36 Lon -75.36	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	18.4	18.6	19.1	19.0	18.7	17.9	17.5	17.7	18.7	19.4	19.1	18.8	
Maximum	30.4	30.5	31.4	31.1	31.0	30.3	32.1	34.4	35.9	35.6	32.5	30.4	
Amplitude	6.00	5.93	6.15	6.02	6.16	6.21	7.29	8.34	8.60	8.12	6.68	5.84	9.21

IBAGUE (TOLIMA):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 4.2 Lon -75.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.55	4.72	4.76	4.51	4.51	4.59	4.92	4.97	4.80	4.56	4.44	4.37

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 4.2 Lon -75.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.7	17.1	17.4	17.5	17.1	16.7	16.4	16.8	17.3	17.3	17.0	16.8	
Maximum	28.0	29.6	28.9	28.3	28.1	28.4	30.3	32.5	32.2	29.1	26.7	26.7	
Amplitude	5.63	6.24	5.73	5.42	5.51	5.87	6.93	7.82	7.44	5.93	4.86	4.95	8.02

MANIZALES (CALDAS):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 5.05 Lon -75.32	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.34	4.51	4.49	4.30	4.44	4.51	4.93	4.95	4.70	4.47	4.30	4.12

Meteorology (Temperature):

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)

Lat 5.05 Lon -75.32	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	17.0	17.4	18.0	18.1	17.6	17.0	16.5	16.7	17.1	17.3	17.3	17.2	
Maximum	27.6	29.6	28.8	27.9	27.3	27.6	29.0	30.4	29.6	27.0	25.7	26.3	
Amplitude	5.27	6.07	5.42	4.89	4.87	5.29	6.27	6.88	6.24	4.84	4.22	4.57	6.95

MEDELLIN (ANTIOQUIA):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 6.15 Lon -75.35	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.45	4.57	4.63	4.34	4.46	4.63	4.97	4.93	4.63	4.37	4.25	4.16

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)**

Lat 6.15 Lon -75.35	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	17.8	18.1	18.7	19.2	18.9	18.4	17.9	18.0	18.2	18.4	18.4	18.2	
Maximum	28.0	29.8	29.1	28.2	27.7	27.9	28.9	29.8	28.5	26.8	26.0	26.8	
Amplitude	5.05	5.84	5.19	4.48	4.42	4.73	5.49	5.90	5.16	4.17	3.83	4.33	5.99

MONTERIA (CORDOBA):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)**

Lat 8.46 Lon -75.53	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.88	4.95	4.97	4.70	4.61	4.75	5.03	4.98	4.76	4.63	4.50	4.54

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)**

Lat 8.46 Lon -75.53	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	21.6	23.1	23.6	23.3	22.9	22.8	22.3	22.3 *	22.2	22.1	22.1	21.5	
Maximum	34.1	37.5	37.2	33.1	31.4	31.3	31.9	31.9 *	30.9	30.4	30.4	31.2	
Amplitude	6.22	7.21	6.81	4.88	4.23	4.26	4.78	4.80 *	4.33	4.12	4.17	4.86	8.00

NEIVA (HUILA):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)**

Lat 2.56 Lon -75.18	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.33	4.23	4.15	4.09	4.13	4.08	4.13	4.15	4.28	4.21	4.15	4.20

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)**

Lat 2.56 Lon -75.18	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.7	16.9	17.3	17.2	16.9	16.2	16.1	16.7	17.5	17.8	17.4	17.1	
Maximum	28.3	28.5	29.2	28.7	28.5	27.5	29.9	33.0	34.3	32.9	29.5	27.9	
Amplitude	5.79	5.82	5.94	5.72	5.78	5.69	6.88	8.14	8.35	7.57	6.06	5.43	9.07

PASTO (NARIÑO):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)**

Lat 1.13 Lon -77.17	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.05	4.25	4.44	4.28	4.05	4.03	4.22	4.21	4.11	4.09	3.90	3.84

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)**

Lat 1.13 Lon -77.17	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.4	16.7	17.0	17.1	17.0	16.4	16.1	16.7	17.7	17.9	17.0	16.8	
Maximum	27.8	28.7	29.8	30.2	30.6	30.5	32.8	36.3	36.7	33.8	29.1	27.3	
Amplitude	5.71	6.01	6.40	6.54	6.81	7.03	8.34	9.82	9.52	7.98	6.05	5.25	10.3

PEREIRA (RISARALDA):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:**

**Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 4.49 Lon -75.43	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.55	4.72	4.76	4.51	4.51	4.59	4.92	4.97	4.80	4.56	4.44	4.37

Meteorology (Temperature):

**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 4.49 Lon -75.43	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.7	17.1	17.4	17.5	17.1	16.7	16.4	16.8	17.3	17.3	17.0	16.8	
Maximum	28.0	29.6	28.9	28.3	28.1	28.4	30.3	32.5	32.2	29.1	26.7	26.7	
Amplitude	5.63	6.24	5.73	5.42	5.51	5.87	6.93	7.82	7.44	5.93	4.86	4.95	8.02

POPAYAN (CAUCA):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

**Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 2.27 Lon -76.36	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.42	4.54	4.63	4.44	4.37	4.46	4.66	4.70	4.59	4.41	4.30	4.26

Meteorology (Temperature):

**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 2.27 Lon -76.36	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	15.8	15.9	16.3	16.3	15.9	15.2	15.1	15.7	16.5	16.7	16.3	16.1	
Maximum	26.5	27.0	27.7	27.2	26.9	26.3	28.6	31.9	32.5	30.3	27.0	26.0	
Amplitude	5.34	5.52	5.69	5.44	5.46	5.54	6.77	8.07	7.98	6.76	5.37	4.91	8.72

PUERTO CARREÑO (VICHADA):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

**Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 6.12 Lon -67.22	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.96	6.11	5.95	5.24	4.66	4.34	4.51	4.79	5.05	5.20	5.24	5.52

Meteorology (Temperature):

**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 6.12 Lon -67.22	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	22.4	23.9	24.6	23.7	22.7	22.0	21.2	21.4	21.9	22.3	22.3	21.7	9.64
Maximum	36.7	39.7	40.5	34.8	31.2	30.5	30.6	32.9	33.8	32.7	31.7	32.5	
Amplitude	7.14	7.91	7.95	5.55	4.24	4.25	4.67	5.79	5.94	5.20	4.71	5.38	

QUIBDO (CHOCO):

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

**Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 5.42 Lon -76.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	3.72	3.98	4.23	3.80	3.93	3.91	4.34	4.29	4.05	3.86	3.73	3.48

Meteorology (Temperature):

**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 5.42 Lon -76.4	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	18.6	18.9	19.3	19.5	19.1	18.7	18.3	18.2	18.5	18.7	18.5	18.6	6.08
Maximum	27.8	29.5	29.3	28.5	28.1	28.4	29.6	30.4	29.0	26.9	25.8	26.6	
Amplitude	4.61	5.31	4.98	4.48	4.50	4.85	5.67	6.08	5.25	4.12	3.63	3.98	

RIOHACHA (LA GUAJIRA):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 11.33 Lon -72.55	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.66	5.95	6.22	5.95	5.69	6.22	6.45	6.38	5.99	5.50	5.16	5.12

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 11.33 Lon -72.55	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	21.2	21.9	22.8	23.1	23.1	22.8	22.5	22.7	22.9	22.8	22.3	21.6	9.43
Maximum	32.5	36.1	40.1	35.2	32.1	31.2	31.7	32.7	32.9	32.3	31.0	30.1	
Amplitude	5.63	7.12	8.64	6.07	4.49	4.19	4.61	5.02	4.99	4.73	4.31	4.28	

SANTA MARTA (MAGDALENA):***Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:*****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 11.15 Lon -74.13	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	6.17	6.63	6.99	6.84	6.23	6.29	6.62	6.56	6.04	5.59	5.44	5.59

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 11.15 Lon -74.13	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	23.6	23.8	24.3	24.6	25.0	25.1	24.6	25.0	25.4	25.4	25.0	24.0	
Maximum	30.4	32.0	33.4	31.0	29.8	29.8	29.7	30.2	30.5	30.2	29.7	29.0	

Amplitude	3.38	4.08	4.56	3.23	2.44	2.36	2.50	2.62	2.53	2.40	2.36	2.48	4.90
-----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

TUNJA (BOYACA):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 5.33 Lon -73.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.18	5.15	5.11	4.78	4.84	5.01	5.17	5.22	5.31	4.91	4.82	4.91

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 5.33 Lon -73.25	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	15.1	15.8	16.5	16.6	16.1	15.4	14.5	14.5	15.1	16.0	16.1	15.5	
Maximum	27.4	29.3	29.0	27.7	26.3	25.7	26.3	28.0	28.8	27.2	26.0	25.9	
Amplitude	6.18	6.75	6.28	5.52	5.09	5.13	5.89	6.76	6.84	5.62	4.96	5.19	7.39

VILLAVICENCIO (META):**Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:****Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)**

Lat 4.9 Lon -73.37	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	4.72	4.56	4.40	4.05	4.16	4.16	4.09	4.15	4.50	4.33	4.26	4.43

Meteorology (Temperature):**Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth
Temperature (°C)**

Lat 4.9 Lon -73.37	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	16.4	16.9	17.5	17.4	16.9	16.2	15.3	15.3	16.2	16.9	17.1	16.8	
Maximum	28.2	29.1	28.9	27.6	26.7	25.6	26.0	28.4	30.1	29.0	27.4	26.9	
Amplitude	5.86	6.12	5.70	5.11	4.89	4.68	5.38	6.53	6.98	6.07	5.13	5.07	7.42

ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA:

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat 13.25 Lon -81.26	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.25	6.06	6.87	7.10	6.28	5.70	5.75	5.84	5.68	5.08	4.63	4.68

Meteorology (Temperature):

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)

Lat 13.25 Lon -81.26	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	27.2	26.9	27.0	27.4	27.9	28.2	27.9	28.3	28.8	28.8	28.4	27.7	
Maximum	27.2	26.9	27.0	27.5	27.9	28.2	28.0	28.4	28.8	28.8	28.4	27.8	
Amplitude	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.97

ANEXO 2

TARIFAS

- Arauca

	Empresa de Energía de Arauca - ENELAR E.S.P		CÓDIGO: R-GM12-001
	PUBLICACION DE TARIFAS DE ENERGIA		FECHA: 14/04/2014
			VERSIÓN: 1.0
			HOJA: 1 DE 1

TARIFAS CALCULADAS EN EL MES DE NOVIEMBRE DE 2015 PARA USUARIOS REGULADOS.

SECTOR RESIDENCIAL				
ESTRATO	RANGO DE CONSUMO (kWh)	VALOR \$/kWh		
		NORMAL	COMPARTIDO	PARTICULAR
Bajo-bajo (1)	0 a 173	204,4469	196,2966	188,1462
	Mas de 173	511,1174	490,7414	470,3654
Bajo (2)	0 a 173	255,5587	245,3707	235,1827
	Mas de 173	511,1174	490,7414	470,3654
Medio-bajo (3)	0 a 173	434,4497	417,1302	399,8106
	Mas de 173	511,1174	490,7414	470,3654
Medio (4)	Rango Unico	511,1174	490,7414	470,3654
Medio-alto (5)	Rango Unico	613,3408	588,8897	564,4385
Alto (6)	Rango Unico	613,3408	588,8897	564,4385

SECTOR NO RESIDENCIAL			
NIVEL DE TENSION UNO (1) \$/kWh			
SECTOR	NORMAL	COMPARTIDO	PARTICULAR
COMERCIAL	613,3408	588,8897	564,4385
INDUSTRIAL	511,1174	490,7414	470,3654
PROVISIONAL	613,3408	588,8897	564,4385
OFICIAL	511,1174	490,7414	470,3654

NIVEL DE TENSION DOS (2) \$/kWh			
SECTOR	VALOR	SECTOR	VALOR
COMERCIAL	497,4185	OFICIAL	414,5154
INDUSTRIAL	414,5154	ALUMB. PUB.	414,5154

En cumplimiento a la Resolución de la UPME No. 0355 de julio de 2004, por la cual se modifica el consumo de subsistencia del servicio de energía eléctrica; los rangos de subsistencia se han establecido en 173 kWh, para los estratos 1, 2, y 3

- Ciudades del caribe y región pacífica.

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A ESP

Departamentos de : Atlantico, Bolivar, Cesar, Cordoba, Guajira, Magdalena y sucre

TARIFAS - RES 031-119/07, 097/08, 110/09, 173/11, 083/12, 108/12 y 010/13

Costo unitario del mes febrero de 2015

Remplaza la publicación efectuada el 14 de febrero

TARIFAS PARA CLIENTES RESIDENCIALES					SECTOR SUBNORMAL		
Nivel de tensión al que se conecta el transformador		2 ó 3	2 ó 3	2 ó 3	Medida N1*	Medida N1*	Medida N2*
Propiedad de los activos		Operador de Red	Compartida	Cliente	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 2
		Consumo (kWh)					
Cu NIVEL 1							
Estrato 1	0-173	154,69	148,53	142,43	139,57	131,74	129,60
Estrato 2	0-173	193,33	185,70	178,00			
Estrato 3	0-173	291,35	278,84	266,33			
Estrato 1-2 -3 y 4*	>173	342,77	328,05	313,33	308,63	290,22	283,65
Estrato 5 y 6	> 0	411,32	393,66	376,00			
Sector Subnormal no residenciales							
Oficiales					308,63	290,22	283,65
Comercial e Industrial					370,36	348,27	340,38

Consumo de subsistencia subnormales 184 kWh, para subnormales ubicados en Pueblo nuevo el CS= 138

* Para el estrato 4 todo el consumo

- Caldas:

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. TARIFAS CALCULADAS SEGUN RESOLUCIONES CREG: 054/1997 (Costo Base de Comercialización), 079/1997 (Opciones Tarifarias), 103/2000 (Cargos por Uso STN), 036/2003 (Garantías Financieras), 186/2010 (Subsidios Estratos 1 y 2), 119/2007 (Fórmula Tarifaria), 003/2008 (Traslados Contribución PRONE STN), 097/2008 (Metodología de Cálculo Cargos por Uso STR SDL), 109/2009 (Cargos por Uso STR SDL), 170/2009 Recurso Reposición Res. 109/2009, Res. 172/2011 (Metodología para la Implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas no Técnicas en el SDL), Res. 173 de 2011 (modificación art 14 res 119/2007), Cambio de % de AOM reconocido a partir de Mayo 01 de 2014 2.06% (Res 024/2012) ENERO-2015 MERCADO DE COMERCIALIZACION CHEC							
NIVELES DE TENSION							
COMPONENTES MONOMIOS DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO	Nivel 1 Activos Propiedad CHEC	Nivel 1 Activos Propiedad del Cliente con AOM	Nivel 1 Activos Propiedad del Cliente sin AOM	Nivel 1 Activos Compartidos	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Gm,IJ COSTOS DE COMPRA DE ENERGIA	147.2651	147.2651	147.2651	147.2651	147.2651	147.2651	147.2651
Tm CARGOS POR USO DEL STN	22.5092	22.5092	22.5092	22.5092	22.5092	22.5092	22.5092
Dn,m CARGOS DE DISTRIBUCION	147.5076	104.9745	89.7320	126.2411	95.9493	43.7849	17.7066
Cvm,IJ COSTOS DE COMERCIALIZACION	54.9781	54.9781	54.9781	54.9781	54.9781	54.9781	54.9781
PRn,m,IJ COSTO DE PERDIDAS DE ENERGIA	28.2238	28.2238	28.2238	28.2238	9.9461	6.6405	4.1999
Rm,IJ COSTO DE RESTRICCIONES	3.4616	3.4616	3.4616	3.4616	3.4616	3.4616	3.4616
CUVn,m,IJ Res CREG 119/2007	403.9457	361.4125	346.1700	382.6791	334.1097	278.6396	250.1207
CUFm,IJ	0	0	0	0	0	0	0
TARIFAS SUBSIDIADAS (Consumo de Subsistencia) - RANGO DE CONSUMO 0-173 kWh/MES PARA ALTURAS INFERIORES A 1000m Y 0-130 kWh/MES PARA ALTURAS SUPERIORES O IGUALES A 1000m							
CLASE DE SERVICIO	Nivel 1 Activos Propiedad CHEC	Nivel 1 Activos Propiedad del Cliente con AOM	Nivel 1 Activos Propiedad del Cliente sin AOM	Nivel 1 Activos Compartidos	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Residencial Estrato 1	193.2433	175.5301	168.1340	184.3867	N.A.	N.A.	N.A.
Residencial Estrato 2	235.6938	210.7770	201.7606	223.2354	N.A.	N.A.	N.A.
Residencial Estrato 3	343.3538	307.2006	294.2445	325.2772	N.A.	N.A.	N.A.
TARIFA PLENA PARA CONSUMO SUPERIOR A 173 kWh/MES PARA ALTURAS INFERIORES A 1000m Y CONSUMO SUPERIOR A 130 kWh/MES PARA ALTURAS IGUALES O SUPERIORES A 1000m							

- Pereira:

TARIFAS ENERGIAS RESIDENCIALES MONOMIAS - PEREIRA								
Resolución CREG No. 097/2008								
Res No. 058/08- 151/2012 - Cargo por Uso y Opciones Tarifarias								
ESTRATO	RANGOS DE CONSUMO							
	Nivel I EEP (0%)		Nivel I Compartida (50%)		Nivel I Particular (100%)			
	0-130 kwh	> a 130 kwh	0-130 kwh	> a 130 kwh	0-130 kwh	> a 130 kwh		
1 (Bajo-Bajo)	157.54	368.73	150.89	353.16	144.23	337.59		
2 (Bajo)	196.92	368.73	188.61	353.16	180.29	337.59		
3 (Medio - Bajo)	313.42	368.73	300.19	353.16	286.95	337.59		
4 (Medio)	Todo Consumo	368.73	Todo Consumo	353.16	Todo Consumo	337.59		
5 (Medio Alto)	Todo Consumo	442.48	Todo Consumo	423.80	Todo Consumo	405.11		
6 (Alto)	Todo Consumo	442.48	Todo Consumo	423.80	Todo Consumo	405.11		
Componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio - Pereira								
Nivel de Tensión	Gm	Tm	Dnm	Cv	PRnm	Rm	CUv	CUf
	Costo Compra de Energía [\$/kWh]	Costo por Uso del STN [\$/kWh]	Costo de Distribución [\$/kWh]	Costo de Comercialización [\$/kWh]	Costo de pérdidas [\$/kWh]	Costo de Restricciones [\$/kWh]	Costo Unitario de Prestación del Servicio - Variable [\$/kWh]	Costo Unitario de Prestación del Servicio - Fijo [\$/Factura]
I Particular (100%) Nivel III	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 116.37	\$ 19.41	\$ 28.22	\$ 3.43	\$ 337.59	\$ 0.0
I Particular (100%)	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 116.37	\$ 19.41	\$ 28.22	\$ 3.43	\$ 337.59	\$ 0.0
I Compartida (50%)	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 131.94	\$ 19.41	\$ 28.22	\$ 3.43	\$ 353.16	\$ 0.0
I EEP (0%)	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 147.51	\$ 19.41	\$ 28.22	\$ 3.43	\$ 368.73	\$ 0.0
Nivel II	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 95.95	\$ 19.41	\$ 8.18	\$ 3.43	\$ 297.13	\$ 0.00
Nivel III	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 43.79	\$ 19.41	\$ 6.79	\$ 3.43	\$ 243.58	\$ 0.00
Nivel IV	\$ 147.66	\$ 22.51	\$ 17.71	\$ 19.41	\$ 4.16	\$ 3.43	\$ 214.87	\$ 0.00

- Medellín:

En cumplimiento de la Ley 142 de 1994, las resoluciones CREG 058/2000, 119/2007, 105 /2009, 026/2010, 173/2011 y 186/2014 y Ministerio de Minas y Energía 180574 de 2012

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. informa:

Tarifas y Costo de Energía Eléctrica - Mercado Regulado - enero de 2015

Se actualiza publicación del 11 de enero de 2015, según publicación en Diario Oficial de resolución CREG 186/2014

Información Monomía				
Activos B.T. / Conectados a nivel II		Propiedad EPM	Compartido	Propiedad Cliente
Tarifa Residencial		Nivel I - \$/kWh		
Estrato 1.	Rango 0 - CS	167.31	160.67	154.65
	Rango > CS	395.17	379.59	364.01
Estrato 2.	Rango 0 - CS	209.13	200.84	193.31
	Rango > CS	395.17	379.59	364.01
Estrato 3.	Rango 0 - CS	335.89	322.65	309.41
	Rango > CS	395.17	379.59	364.01
Estrato 4.	Todo el consumo	395.17	379.59	364.01
Estrato 5 y 6.	Todo el consumo	474.20	455.51	436.82
Tarifa No Residencial		Nivel I - \$/kWh		
Industrial y Comercial		474.20	455.51	436.82
ESPD*		434.68	417.55	400.41
Oficial y Exentos de Contribución		395.17	379.59	364.01
Tarifa Áreas Comunes		Nivel I - \$/kWh		
Con contribución		474.20	455.51	436.82
Sin contribución		395.17	379.59	364.01
Costo unitario: $CU_v = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + C_{v,m,i} + PR_{n,m,i} + R_{m,i}$		$CU_f = C_{f,m}$		
CU total		395.17	379.59	364.01
Costo Compra: $G_{m,i}$		147.74	147.74	147.74
Cargo transporte STN: T_m		22.51	22.51	22.51
Cargo transporte SDL: $D_{n,m}$		147.51	131.93	116.36
Margen Comercialización: $C_{v,m,i}$		46.27	46.27	46.27
Costo G, T, pérdidas: $PR_{n,m,i}$		28.00	28.00	28.00
Restricciones: $R_{m,i}$		3.13	3.13	3.13

B.T.: Baja Tensión (Nivel 1, < 1 kV)

- Cali:

TARIFAS DE ENERGÍA

Somos tu empresa.



TARIFAS DE ENERGÍA DE EMCALI EICE E.S.P. PARA EL MERCADO REGULADO APLICABLES A CONSUMOS DEL MES :								
SECTORES RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL-Sin Contribución (CU en \$/ kWh) - RESOLUCIONES CREG 119-2007, 097-2008, 116 y 167-2009, 186-2010, 186-2013, 186-2014 y LEY 1739-2014.								
El AOM de 4,12% acorde con las Resoluciones CREG 051-2010 y CREG 024-2012. la Opción Tarifaria acorde con la metodología establecida en la Resolución CREG 166-2008.								
CALI, YUMBO Y PUERTO TEJADA								
TARIFAS PARA SECTOR RESIDENCIAL (\$/kWh) - NIVEL DE TENSIÓN 1 (Estratos 5 y 6 con Contribución) ; $CU_v = G_m + T_m + D_{n,m} + C_{v,m} + PR_{n,m} + R_m$								
Estratos	1		2		3		4	5 y 6
(kWh/Mes)	1-CS	> CS	1-CS	> CS	1-CS	> CS	Todo consumo	
Sencilla I (A)	183,67	459,17	229,59	459,17	390,30	459,17	459,17	551,01
Sencilla I (C)	172,26	430,65	215,33	430,65	366,05	430,65	430,65	516,78
MONOMÍAS HORARIAS								
	Nivel 1 (A)	Nivel 1 (C)	Nivel 2	Nivel 3	CONSUMOS DE SUBSISTENCIA PARA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS:			
SENCILLA	Todas Horas: 0-24	450,17	422,21	355,61	310,45	Municipio	CALI	YUMBO
DOBLE HORARIA	Pico: 09-12, 18-21	454,01	426,05	359,09	313,92	A.S.N.M.	991	1000
	Fuera de Pico	448,32	420,36	353,94	308,79	C.S. E.1-2-3	173	130
HORARIA Y TRIPLE HORARIA	Máx: 09-12, 18-21	454,01	426,05	359,09	313,92	C.S. Z Subnor	184	138
	Med: 4-9,12-18,21-23	450,16	422,20	355,60	310,45	(A) Medición a Nivel 1, Transformador y Red baja tensión propiedad OR		
	Min: 23-04	443,54	415,57	349,61	304,47	(C) Medición a Nivel 1, Transformador y Red baja tensión propiedad Cliente		

- Bogotá:

TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (\$/kWh) REGULADAS POR LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG) ENERO DE 2015

SECTOR RESIDENCIAL NIVEL DE TENSIÓN 1					ÁREAS COMUNES NIVEL DE TENSIÓN 1		
ESTRATO (E)	RANGO DE CONSUMO (kWh-mes)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)	PROPIEDAD COMPARTIDA (*) (\$/kWh)	MODALIDAD (todo consumo)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE (*) (\$/kWh)
E1	0-CS(+) Más de CS	165,3108 379,5659	153,0596 348,5823	162,0829 364,0741	E1	379,5659	348,5823
E2	0-CS(+) Más de CS	206,6385 379,5659	191,3247 348,5823	202,6037 364,0741	E2	379,5659	348,5823
E3	0-CS(+) Más de CS	322,6310 379,5659	296,2950 348,5823	309,4630 364,0741	E3	379,5659	348,5823
E4	Todo consumo	379,5659	348,5823	364,0741	E4	379,5659	348,5823
E5	Todo consumo	455,4791	418,2988	436,8889	E5 y E6, Industrial y Comercial	455,4791	418,2988
E6	Todo consumo	455,4791	418,2988	436,8889	Exenta de contribución	379,5659	348,5823

(+) CS: Consumo de Subsistencia

- Cúcuta:

18 de Enero de 2015						
TARIFAS DE ENERGÍA MERCADO REGULADO: \$/kWh						
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO- CU en \$/kWh						
Componentes Cuv	1-2,CENS	1-2 Compartido	1-2,Particular	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
G	\$ 149.13	\$ 149.13	\$ 149.13	\$ 149.13	\$ 149.13	\$ 149.13
T	\$ 22.51	\$ 22.51	\$ 22.51	\$ 22.51	\$ 22.51	\$ 22.51
DtUN	\$ 147.51	\$ 132.03	\$ 116.55	\$ 95.95	\$ 43.78	\$ 18.14
Δ Dt *	-\$ 7.47	-\$ 7.47	-\$ 7.47	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Cv	\$ 47.35	\$ 47.35	\$ 47.35	\$ 47.35	\$ 47.35	\$ 47.35
PR	\$ 28.54	\$ 28.54	\$ 28.54	\$ 8.14	\$ 8.74	\$ 4.25
R	\$ 3.37	\$ 3.37	\$ 3.37	\$ 3.37	\$ 3.37	\$ 3.37
CUv	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45	\$ 326.45	\$ 274.89	\$ 244.75
TARIFA SERVICIO: RESIDENCIAL						
ESTRATO	CENS	Compartido	Usuario	CENS	Compartido	Usuario
	Menor CS			Mayor CS		
1	\$ 171.73	\$ 172.52	\$ 161.24	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45
2	\$ 214.66	\$ 215.65	\$ 201.55	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45
3	\$ 338.65	\$ 325.49	\$ 312.33	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45
4	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45	\$ 398.41	\$ 382.93	\$ 367.45
5	\$ 478.09	\$ 459.51	\$ 440.94	\$ 478.09	\$ 459.51	\$ 440.94
6	\$ 478.09	\$ 459.51	\$ 440.94	\$ 478.09	\$ 459.51	\$ 440.94
CS= Consumo de subsistencia Estratos 1, 2 y 3						
a) Altura inferior a 1.000 metros: 173 kWh-mes b) Altura superior a 1.000 metros: 130 kWh-mes						

- Neiva:

SERVICIO RESIDENCIAL ⁽¹⁾					
FACTURACION MENSUAL ⁽²⁾					
	PROPIEDAD REDES NIVEL 1 RANGO DE CONSUMO	NIVEL 1 ⁽³⁾ (Inferior a 1 kV)			NIVEL 2 (≥ 1 kV y < 30 kV)
		ELECTROHUILA	COMPARTIDA	USUARIO	
ESTRATO					
BAJO- BAJO (Estrato 1)	0-CS	188,7415	174,9693	170,2072	156,8774
	>CS	409,9921	391,4339	372,8757	329,1594
BAJO (Estrato 2)	0-CS	235,9268	218,7117	212,7590	196,0967
	>CS	409,9921	391,4339	372,8757	329,1594
MEDIO - BAJO (Estrato 3)	0-CS	348,4933	332,7188	316,9443	279,7855
	>CS	409,9921	391,4339	372,8757	329,1594
MEDIO (Estrato 4)	TODO	409,9921	391,4339	372,8757	329,1594
MEDIO - ALTO (Estrato 5) Y ALTO (Estrato 6)	TODO	491,9905	469,7207	447,4508	394,9913
AREAS COMUNES- ESTRATOS 5-6	TODO	491,9905	469,7207	447,4508	394,9913
AREAS COMUNES- ESTRATOS 1-2-3-4	TODO	409,9921	391,4339	372,8757	329,1594

- San Andrés y providencia:

 sopesa SOCIEDAD PRODUCTORA DE ENERGÍA DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA S.A. S.R.L.	GESTION COMERCIAL		CODIGO: FT- GFA-10
			VERSIÓN: 002
	TARIFA		FECHA: 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014
			PÁGINA 1 DE 1

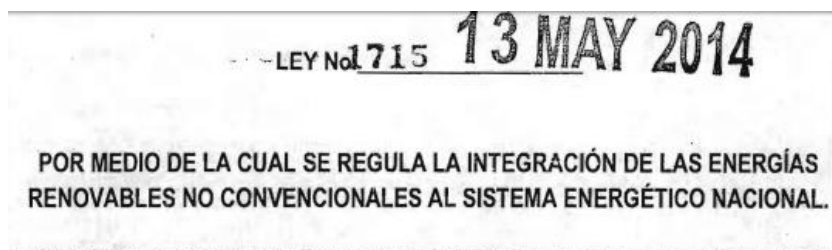
La tarifa aplicada es el resultado del cálculo de la fórmula tarifaria asignada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG en su Resolución No. 160 /2008 Modificada por la Resolución 073/2009
A continuación publicamos la tarifa correspondiente al mes de Enero de 2015

NIVEL I	CÚm	INDUSTRIAL Y COMERCIAL		OFICIAL Y ESPECIAL		PROVISIONAL		ALUMBRADO PÚBLICO	
		ENERGÍA	SUBSIDIO	ENERGÍA	SUBSIDIO	ENERGÍA	SUBSIDIO	ENERGÍA	SUBSIDIO
	848,29	426,69	421,60	355,57	492,72	426,69	421,60	355,57	492,72

ANEXO 3

NORMATIVA

Ley 1715 de 2014



EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1°. Objeto. La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Artículo 2°. Finalidad de la ley. La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013.