

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA EN
EL SECTOR RESIDENCIAL DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO**

LARRY F. HERNÁNDEZ RAMÍREZ.



UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

Departamento De Postgrado

Maestría En Ingeniería

Barranquilla, Colombia

2017

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA EN
EL SECTOR RESIDENCIAL DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO**

LARRY F. HERNÁNDEZ RAMÍREZ.

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA

Tutor:

Ph.D. JHON ZAPATA

Cotutor:

Mg. JORGE SILVA

UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC

Departamento De Postgrado

Maestría En Ingeniería

Barranquilla, Colombia

2017

Notas de aceptación:

Firma del Jurado:

Firma del Jurado:

Barranquilla Junio de 2017

Agradecimientos

En razón de mi fe y devoción agradezco primero al Eterno Salvador por la familia que me ha dado y por las metas que he podido conseguir, en segunda instancia agradezco a mi señor padre por su buen ejemplo, por su apoyo y afecto incondicional. Dedicó especialmente este trabajo a mis hijas Saray, Linda y Catalina porque creo que esta es una buena manera de influenciar positivamente sus vidas, este título es para ustedes.

Gracias a la Asociación de Municipios del Departamento del Atlántico por permitirme conocer la realidad de nuestro departamento, y gracias a los ingenieros Mg Jorge Silva y PhD Jhon Zapata por su colaboración y asesorías, por último infinitas gracias a la Universidad de la Costa por apostarle a una educación de calidad, asequible y pensando en el desarrollo de nuestra región.

¡Gracias a todos!

Resumen

En este trabajo se presenta un análisis de factibilidad de sistemas de generación distribuida con fuentes no convencionales de energía para el departamento del Atlántico. El análisis se ha desarrollado en dos temas principales. El primer tema evalúa el potencial energético no convencional de origen eólico y solar considerando las siguientes variables climatológicas, temperatura radiación solar y velocidad de viento, los datos utilizados tuvieron origen en fuentes de información (Nasa, Ideam, Weather Underground), se compararon valores para distintas zonas y finalmente se validó un mapa climatológico.

En el segundo tema se identificaron los promedios de consumo energético residencial de los estratos socioeconómicos 1, 2, y 3. En este análisis se logró identificar los hábitos y tendencias de consumo por zonas y nivel socioeconómico.

Una vez identificados el potencial energético no convencional y los consumos energéticos, se hace una revisión del alcance jurídico, técnico y financiero de la generación distribuida en Colombia, Luego de ello, se hace una descripción de los dispositivos tecnológicos y técnicas de instalación para aprovechamiento del potencial energético, finalmente se presenta el análisis de factibilidad de generación distribuida para cada municipio.

Palabras clave: Potencial Energético, Generación Distribuida, Factibilidad, Retorno De Inversión.

Abstract

This work presents a feasibility analysis of distributed generation systems with unconventional sources of energy for the Departamento Del Atlantico, The analysis has been developed in two main topics. The first one evaluates the unconventional energy potential of wind and solar origin considering the following climatological variables, solar radiation temperature and wind speed, Data used came from several sources of information (Nasa, Ideam, Weather Underground) Comparing values for different zones and finally validating a climatological map.

The second topic identified the residential energy consumption averages of the socioeconomic strata 1, 2, and 3. In this analysis, were identified. Habits and consumption trends by zones and social economic level.

Once unconventional energy potential and energy consumption have been identified, a review of the legal, technical and financial scope of distributed generation in Colombia is made. Thereafter, a description of the technological and technical devices for the use of the finally, the feasibility analysis of distributed generation for each municipality is presented.

Keywords: Energy Potential, Distributed Generation, Feasibility, Return on Investment.

Contenido

Introducción.....	7
1. Análisis de potencial eólico y solar fotovoltaico del departamento del atlántico .	17
1.1 Análisis de la información	19
1.1.1 Información IDEAM.	20
1.1.2 Información NASA.....	20
1.1.3 Información Weather Underground.....	21
1.1.4 Presentación de mapa climatológico.	22
2 Tecnologías para autogeneración a pequeña escala.....	24
2.1 Sistema de generación fotovoltaica modo on grid	25
2.2 Módulos fotovoltaicos	27
2.3 Reguladores de carga e inversores.....	29
2.4 Conversión de luz solar en electricidad	30
2.5 Diseño estándar.....	34
3 Identificación de consumos energéticos	37
3.1 Estimación de consumos.....	40
3.2 Resultados de la encuesta.....	41
4 Marco regulatorio actual.....	45
4.1 Aspectos jurídicos.....	45
4.2 Aspectos técnicos.....	51
4.2.1 Normativa aplicable.....	53

4.3	Aspectos económicos.....	54
4.3.1	Fuentes de financiamiento.....	56
4.3.2	Costos de energía.....	57
4.3.3	Subsidios.....	60
4.3.4	Indicadores de factibilidad.....	62
5	Análisis de factibilidad.....	65
5.1	Balance energético.....	67
5.1.1.	Transacción Energética.....	72
5.2	Resultados finales.....	75
5.2.1	Correlación estadística modelo transacción energética.....	80
6	Conclusiones	82
7.	Recomendaciones	84
	Referencias	85
	Bibliografías	90
	Anexo 1	95

Lista de figuras

Figura 1.1 Uso de Energías renovables proyectado hasta el año 2009 (Solar & Vehicles, 2017).....	9
Figura 1.2 Vientos Alisios del Norte Sobre la Republica de Colombia (Amazonas, 2017).....	19
Figura 1.3 Mapa climatológico del departamento del Atlántico.....	22
Figura 1.4 Organización Territorial Zonas Climatologicas	23
Figura 2.1 Planta de generación fotovoltaica modo On Grid System(Aarthy Vigneshwari et al., 2016).....	26
Figura 2.2 Panel solar comercial (Kant et al., 2016).	29
Figura 2.3 Declinación Solar (Roitman et al., 2015).	31
Figura 2.4 Precio de inversores Vs. Potencia nominal.	36
Figura 3.1 Rangos de consumo en el departamento del Atlántico.....	42
Figura 3.2 Consumo Residencial Estrato 1.....	43
Figura 3.3 Consumo Residencial Estrato 2.....	43
Figura 3.4 Consumo Residencial Estrato 3.....	44
Figura 3.5 Curva de Carga.....	44
Figura 4.1 Participación por empresa (Empresa et al., 2017).....	46
Figura 4.2 Participación por fuente de energía (Empresa et al., 2017).....	46
Figura 4.3 costo nivelado sistema de generación (“fotovoltaica presentado a : por : grupo de manejo eficiente de la energía grupo de microeconomía aplicada,” 2015).	55
Figura 4.4 Crecimiento precio de energía. (Electricaribe, 2016).....	59
Figura 4.5 Capacidad de generación (Empresa et al., 2017).	60
Figura 4.6 Variación del Precio de Energía en Bolsa 2011-2016 [50].	60
Figura 5.1 Curva de consumo generación.....	68
Figura 5.2 Balance energético.....	69
Figura 5.3 Paneles e Inversores.	77
Figura 5.4 Consumo Vs Inversión.	78

Figura 5.5 Rendimiento zonal y tarifa de venta.....	78
Figura 5.6 Tir, Rendimiento Zonal Y Consumo.....	79
Figura 5.7 Tarifa final de venta, rendimiento zonal y consumo.....	80
Figura 10.1 Datasheet Panel Solar.....	108
Figura 10.2 Datasheet Inversor MPPT.....	109

Lista de tablas

Tabla 1.2	Rendimiento Zonal Promedio Multianual.....	31
Tabla 2.1	Precio y eficiencia de inversores según la potencia máxima de salida.....	33
Tabla 2.2	Presupuesto estándar.	35
Tabla 3.1	Número de usuarios del departamento por municipio.....	38
Tabla 3.2	Crecimiento consumo de usuarios residenciales del departamento del Atlántico 2003-2015.	39
Tabla 3.3	Consumos promedio aforados Vs. Publicados.....	41
Tabla 4.1	Costos de Producción Energía FV	55
Tabla 4.2	Tarifas residenciales Electricaribe.	58
Tabla 5.1	Parámetros económicos de entrada.....	66
Tabla 5.2	Dinámica de generación y consumo promedio día..	70
Tabla 5.3	Proyección financiera..	73
Tabla 5.4	Proyección financiera (continuación)..	74
Tabla 5.5	Resultados diseño estándar.	75
Tabla 5.6	Correlaciones estadísticas resultado del análisis.....	81
Tabla 10.1	Promedio Multianual Velocidad de Viento Km/hora.....	96
Tabla 10.2	Promedio Multianual Temperatura Maxima °C.....	97
Tabla 10.3	Promedio Multianual Radiacion Solar kWp/m2	99
Tabla 10.4	Resultados Finales.....	100
Tabla 10.5	Resultados finales (continuación).....	104

Glosario

AIE: Agencia Internacional de Energía.

CIDET: Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

EDBC: Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.

FENOGE: Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía.

FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía.

FV: Fotovoltaica.

GD: Generación Distribuida.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia.

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.

PEN: Plan Energético Nacional.

PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

SPSS: es un programa estadístico informático muy usado en las ciencias exactas, sociales y aplicadas, además de las empresas de investigación de mercado.

UMPE: Unidad de Planeación Minero Energética.

URE: Uso Racional y Eficiente de la Energía.

Introducción

El uso excesivo de combustibles fósiles es uno de los factores causantes del calentamiento global y consecuentemente el deterioro ambiental, por tanto, hoy en día se buscan nuevas alternativas de suministro energético con tecnologías que disminuyan los daños sobre el medio ambiente (Chaturvedi & Sharma, 2015); En el contexto Colombiano se sabe que somos responsables del 0.46% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global, según datos de 2010 del (COP)¹. Además, se calcula que si no se toman medidas las emisiones podrían aumentar cerca de 50% en 2030. A pesar de que las emisiones en Colombia son relativamente bajas en comparación con otros países, sus emisiones acumuladas entre 1990 y 2012 la sitúan entre los 40 países con mayor responsabilidad histórica en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de los compromisos adquiridos por Colombia para aceptar su responsabilidad en el calentamiento global se asumió la participación en el Convención Marco de Cambio Climático mediante la ley 164 de 1995 y el Protocolo de Kioto² mediante la Ley 629 del 27 de diciembre de 2000, así como en el acuerdo de París³ de 2016, ratificando el compromiso con las obligaciones que se derivan de estas leyes tanto a nivel nacional como internacional para el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente.

La política energética Colombiana está dirigida hacia la satisfacción de las necesidades de los agentes económicos y de la población, utilizando los recursos disponibles con criterios de sostenibilidad económica, social y ambiental. Por esta razón, el Plan Energético

¹ COP Conferencia de las partes de la convención marco de las naciones unidas sobre el calentamiento global

Nacional (PEN) considera el componente ambiental como una estrategia transversal a todos sus objetivos: La conservación y el mejoramiento de la calidad ambiental en todas las instancias decisorias, procesos productivos e inversiones futuras del sector energético, son objetivos básicos de la estrategia energética nacional (UPME- Unidad de Planeación Minero Energética, 2015), no obstante que mediante la ley 697 de 2001, se declaró el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

Por otro lado la UPME, durante la formulación de los Planes de Acción Sectorial, identificó más de 100 opciones de mitigación de daños sobre el ambiente que pueden ser implementadas en los sectores más importantes de la economía nacional. Esto se hizo de 2013 a 2015 y en el marco de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (EDBC). Luego, se volvieron a revisar estas medidas para analizar la viabilidad de su implementación y, de ellas, quedaron solo 84. Las medidas identificadas corresponden a "eficiencia energética en los procesos", "sustitución de combustibles" e "incorporación de nuevas tecnologías". En su proceso de formulación, el equipo técnico construyó tres posibles escenarios de mitigación: 13%, 20% y 25% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero frente a las emisiones proyectadas a 2030 (UPME, 2015b).

En este orden de ideas, uno de los casos exitosos fue Dinamarca, pasó de ser importador de energía eléctrica a exportador mediante un proceso en el cual sustituyó petróleo y carbón por gas natural y energías renovables; se concluye que las emisiones de

dióxido de carbono CO₂ en ese país disminuyeron en un 35% respecto a los niveles de 1980 (Luna, 2011).

La organización *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE) analizó los estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y concluyó que se necesita una revolución energética para en el 2050, lograr una reducción del 50% de las emisiones mundiales actuales de CO₂ (WADE, 2014) Este objetivo es considerado uno de los aspectos fundamentales para impedir un incremento máximo de temperatura de 3 °C (Allegrini, Dorer, & Carmeliet, 2012), este mismo análisis concluyo que la penetración de tecnologías de energía renovable en el año 2009 alcanzó su mayor participación con el uso de biocombustibles, entre tanto que la energía eólica ocupa el segundo lugar y la solar fotovoltaica tiene una participación marginal como se observa en la Figura 1.

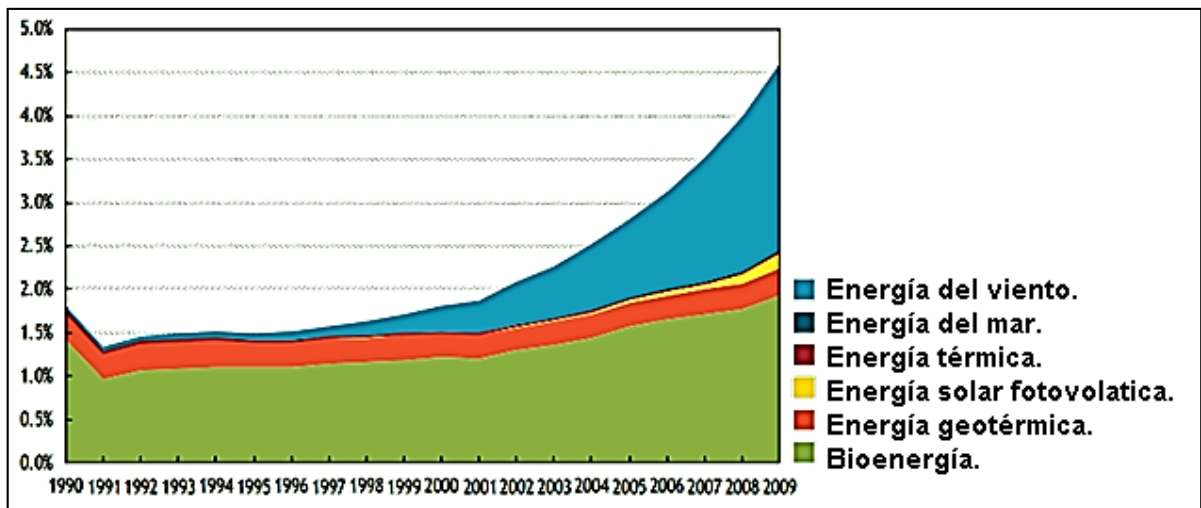


Figura 1. Uso de Energías renovables proyectado hasta el año 2009. Por: (Solar & Vehicles, 2017).

La energía solar hoy en día representa la segunda fuente de energía renovable de mayor penetración en el mundo, después de la eólica, con una producción equivalente de entre 0,85% y 1% de la demanda mundial de electricidad, lograda a través de una capacidad

instalada de 139 GW hasta el 2013 año en el que superó por primera vez en términos de crecimiento a la energía eólica, con un incremento en la capacidad instalada de 39 GW frente a 35 GW de eólica, presentando a la vez un crecimiento promedio del 55% anual para los años 2010-2015 (UPME, 2015). Países como Alemania, China e Italia lideran los mercados de la energía solar contando con capacidades instaladas del orden de 36, 19 y 18 GW, respectivamente y Reino Unido con un desarrollo de GD para el año 2011 contaba con una capacidad instalada de 12000 MW. La generación de electricidad con fuentes renovables en ese país llegará al 20% para el 2020 (Luna, 2011).

Actualmente, las energías solar y eólica en Colombia tienen una participación marginal en la canasta de generación eléctrica. En paneles fotovoltaicos se estima hay actualmente entre unos 9 y 11 MWp instalados en sistemas aislados o aplicaciones profesionales, mientras que en energía eólica se cuenta con 19.5 MW del parque eólico Jepírachi (Pinilla, 2008).

De acuerdo con la Ley 1715² de 2014, el país debe trabajar en la integración de las FNCE al Sistema Energético Nacional que se encuentra compuesto no solo por el Sistema interconectado Nacional, sino igualmente por las Zonas No Interconectadas; Las fuentes, los mecanismos y los medios de transformación que hacen posible el uso de la energía para fines útiles dentro de todas las actividades realizadas a nivel nacional dadas la extensión del territorio, la complejidad del sistema y la diversidad y dispersión de recursos renovables disponibles en las diferentes regiones, hacen que el aprovechamiento de aquellos recursos más abundantes en cada región representen oportunidades para ser potencializadas como

² 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.

medio para fomentar el desarrollo de nuevas actividades económicas y mejorar la calidad y la sostenibilidad de la prestación de servicios básicos energéticos (UPME- Unidad de Planeación Minero Energética, 2015); solo por citar un ejemplo la Radiación promedio nacional es de $4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ (IDEAM, 2006), la cual supera el promedio mundial de $3,9 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ y está muy por encima del promedio recibido en Alemania $3,0 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ Lo que significa mayor potencial de generación solar fotovoltaica que en otros países donde la implementación ha sido exitosa, lo cual indica una gran oportunidad para una industria nueva en Colombia.

La posibilidad de que los usuarios se auto-abastezcan mediante la instalación de equipos de pequeña dimensión y puedan utilizar la red como respaldo, o tengan equipos para uso no continuo como respaldo para fallas en el suministro de red, representa una alternativa para diversificar la canasta energética de generación. Señal que debe enfocarse con especial énfasis en las entidades oficiales, con el objeto de disminuir el impacto financiero que generan en las electrificadoras por el no pago del servicio. La generación distribuida es una oportunidad para la incorporación de energías renovables en la canasta energética, puesto que las últimas tendencias del mercado muestran inclinación a equipamiento pequeño, diseñado para el usuario individual residencial como un medio de garantizar su abastecimiento, manejar sus propios patrones de consumo, y aumentar su control sobre su factura energética. Adicionalmente, no representan el mismo reto constructivo en relación a las plantas de mayor escala, específicamente respecto a licenciamientos, gestión predial y social (UPME, 2015b).

De lo anterior, la Comisión De Regulación De Energía Y Gas CREG considera como opciones técnicas o tecnologías elegibles para la micro-generación los sistemas

fotovoltaicos y turbinas eólicas (Hernández, 2009); Sin embargo la CREG no contempla el desempeño en términos de capacidad de generación habitualmente medidos en kWh, los costos y el retorno de inversión o pay back diferenciado para el mismo tipo de usuario en diferentes regiones. Por lo tanto, se desconoce cuál es el mejor sistema no convencional desde el punto de vista técnico y económico, en el que se aproveche al máximo las capacidades energéticas renovables con las que dispone nuestro departamento, considerando que los sistemas de generación a partir de fuentes renovables pueden presentarse aislados, en parques de generación, en generación individual o autogeneración interconectada. Esta última considerada por muchos autores como generación distribuida (Agustin & German, 2012). La implementación de cada uno de estos sistemas requiere de una mayor revisión (Suarez, 2010) debido a las diversas consideraciones técnicas y contractuales que necesitan para su implementación. En Colombia no existe una normativa específica que viabilice la interconexión y retorno de inversión, lo cual dificulta el proceso de desarrollo y masificación de estas tecnologías, por lo que se debe plantear un modelo normativo que se adapte a las condiciones del SDL y abran camino al uso de las energías renovables como ocurrió en España donde se creó un régimen especial en tarifas relacionando productores y distribuidores con inclusión de las energías renovables, lo cual permitió la participación de la GD en el mercado eléctrico de manera regulada (Luna, 2011).

En este sentido la Ley 1715 introduce la posibilidad de entregar excedentes de energía y manejar un esquema de créditos para sistemas de autogeneración a pequeña escala. Este nuevo escenario propicia el desarrollo de un mayor número de proyectos dado que la entrega de excedentes representará ahorros o ingresos al usuario que harán

económicamente más atractiva su inversión a este tipo de sistemas. A través de la promoción de esquemas de autogeneración a pequeña escala se podrá empezar a dar lo que hoy se conoce como la “*democratización*” del mercado de energía, a medida que los usuarios entren a participar activamente dentro del mismo, con la posibilidad de convertirse en productores y, eventualmente, en vendedores de excedentes a su comercializador o a terceros interesados.

En Colombia se han desarrollado distintas investigaciones relacionadas con la GD, como es el caso de (González, Daza, & Ureña, 2008), que presenta un análisis de la pertinencia de la implementación de sistemas de GD en Colombia. Se exploran diferentes experiencias de adopción de este tipo de esquemas de generación en varios países, haciendo énfasis especial en los resultados económicos, ambientales, y de mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico.

En (Carvajal & Jiménez, 2012), se describen aspectos técnicos, económicos y propuestas regulatorias relacionadas con la inclusión de la GD en sistemas eléctricos de potencia que permita evaluar la pertinencia de varias alternativas y poder escoger la que mejor se adapte a las condiciones técnicas, climáticas, económicas y a la estructura de mercado usada en el sistema interconectado colombiano.

De igual manera, la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad de los Andes, ISAGEN y COLCIENCIAS, presentan un proyecto de investigación llamado “*Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia*” en el cual se indica lo siguiente:

- i) La penetración de las nuevas fuentes y tecnologías más limpias de producción de energía (no sólo de electricidad) en el país, tendrán como

motivadores, en su orden, la diversificación de la canasta energética, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles (como es el caso de los biocombustibles), la minimización de los impactos ambientales y el impulso al desarrollo tecnológico e industrial.

ii) La regulación del mercado de energía eléctrica no limita el desarrollo de estas fuentes y tecnologías para la generación eléctrica; en este sentido, el modelo de mercado está definido para sistemas convencionales, por tanto, deben hacerse ajustes que den cabida a las tecnologías de energías renovables, teniendo en cuenta los costos y beneficios externos de su instalación y operación, así como la participación de GD en las redes.

iii) Se debe contar con esquemas de financiación adecuados para largos periodos de recuperación del capital en estas tecnologías; asimismo, que los inversionistas sean conscientes de las complementariedades y beneficios que se pueden lograr en mercados, como la reducción de emisiones de gases, y que el gobierno dé algún tipo de prioridad al desarrollo tecnológico e instalación de algunas de estas fuentes donde las condiciones sean las más favorables (Botero, Betancur, Consultor, Vesga, & Eléctrico, 2009).

Adicionalmente, EPSA S.A. E.S.P., ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., EMCALI S.A. E.S.P., EPM S.A. E.S.P., CODENSA S.A. E.SP. Y ESSA S.A. E.S.P., entre otras empresas, han realizado despliegues iniciales con diferentes niveles de desarrollo de infraestructura de medición avanzada que han logrado muy buenos resultados en reducción de pérdidas de energía (y consecuentemente de emisiones de dióxido de carbono), además, de la adopción de modelos que aseguran la interoperabilidad de tecnologías y sistemas de

información. Simultáneamente, han trabajado en el desarrollo de soluciones virtuales para los clientes y exploración de alternativas de vehículos eléctricos y de GD a partir de energía solar para clientes finales, siempre con énfasis en el uso eficiente (UPME, 2015b).

La Universidad Pontificia Bolivariana (UPB), la Universidad Nacional y la Universidad de los Andes, en conjunto con empresas como CODENSA S.A. E.S.P., han desarrollado micro redes inteligentes que se han convertido en laboratorios para la evaluación de aplicaciones de GD y almacenamiento de energía, respuesta de la demanda, eficiencia energética, medición avanzada e integración de vehículos eléctricos (UPME- Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

El IPSE desarrolló pilotos para la prueba de diferentes tecnologías en los que denominó centros de innovación de Uribí (Energía Eólica), Necoclí (Biomasa), Frontino (Agro energía), Urrao (Energía Hidráulica), Unguía (Energía Solar) e Isla Fuerte (Combustibles Líquidos y Gaseosos) (UPME, 2010). El CIDET con el auspicio de COLCIENCIAS, ha desarrollado estudios de tecnologías de almacenamiento de energía, la conceptualización de un laboratorio de redes inteligentes, además, del desarrollo de un modelo de caracterización de las mismas, que se espera sea la base de un sistema de información nacional de redes inteligentes.

Luego, el objetivo principal de este trabajo es analizar la factibilidad de implementación de los sistemas de generación distribuida o autogeneración con fuentes no convencionales de energía en el marco de la ley 1715 del 13 de mayo de 2014, que pueden ser ofertadas en el departamento del Atlántico en los sectores que necesiten reducir sus costos por consumo; para ello se traza como primer objetivo, identificar el potencial energético no convencional, para ello se consultan diversas fuentes de información, se

realiza un análisis comparativo y a partir de allí se valida un mapa climatológico. Este mismo análisis permite identificar la fuente de mayor potencial cuya tecnología podrían masificarse en el Atlántico.

Como segundo objetivo, se requiere conocer el consumo de electricidad de los estratos residenciales 1, 2, y 3. Se analiza las publicaciones de la SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD) y se practica una encuesta que corrobore los promedios de consumo departamental lo cual permite dimensionar la capacidad instalada de generación en virtud del potencial energético renovable local identificado previamente.

El tercer objetivo de la investigación es revisar el marco regulatorio actual donde se establece el alcance jurídico, las posibilidades de financiamiento y los requerimientos de interconexión, en este mismo análisis se proponen los indicadores de evaluación de factibilidad para

El último objetivo específico consiste en revisar los desarrollos de los dispositivos tecnológicos y la técnica estándar de diseño para un mejor aprovechamiento; también se calcula el rendimiento promedio de la instalación para cada localidad, para finalmente analizar la factibilidad de implementación utilizando indicadores financieros que demuestren el beneficio por retorno de inversión y ahorro en comparación con los costos tarifarios del sistema de suministro actual.

1. Análisis de potencial eólico y solar fotovoltaico del departamento del atlántico

La disponibilidad de información climática de calidad es importante para el desarrollo de investigación en distintas disciplinas como la hidrología, agronomía, climatología y ecología (Leal-Nares, Mendoza, & Gonzalez, 2010); en este caso, para la explotación de FNCE como solar y eólica en sistemas de GD, se debe conocer de la forma más precisa posible el comportamiento de las variables climatológicas Radiación solar, velocidad del viento y temperatura máxima, toda vez que el potencial eólico aprovechable se da para velocidades de viento mayores a 3 km/hora (Hidrología, 2006) En consecuencia zonas con velocidades promedio menores deben ser descartadas para proyectos de generación distribuida con micro turbinas.

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos cuentan con una respuesta térmica que incide en el desempeño de la instalación como lo describe (Kant, Shukla, Sharma, & Biwole, 2016) quien encuentra que la respuesta térmica de un panel solar Policristalino varía en función de la temperatura ambiente, de la velocidad del viento y la Radiación, esta variación es representada como:

$$T_c = 0.899 * T_a + 0.025 * G_a - 1.3 * W_v + 3.12 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

T_c	Temperatura interna del panel.
T_a	Temperatura ambiente.
G_a	Radiación solar.
W_v	Velocidad del viento.

“3.12” Contante a condiciones ambientales estándar para paneles policristalinos de fabricación convencional.

Luego, pequeñas variaciones de temperatura, de velocidad del viento, y de Radiación solar inciden sobre la eficiencia del panel solar considerando que (Ahmad et al., 2015), hay disminución hasta del 3% en la eficiencia por cada grado adicional a 25°C, sobre la eficiencia real del panel,

Los estudios macro-climáticos realizados por el IDEAM contienen de modo general las características climatológicas de Colombia (de Hidrología, 2006). Algunos estudios muestran que en las regiones localizadas entre los 23° 28' latitud norte y 23° 28' latitud sur, se ubica la zona tropical que presenta un clima cálido con temperatura promedio de 18 °C (Mauricio, Lozano, Páez, José, & Espitia, 2013). Los climas cálidos dependen del comportamiento de los vientos alisios del noreste y del sureste, los cuales se unen en la zona ecuatorial de las calmas³. La zona tropical mantiene las condiciones meteorológicas estables dadas por la altura meridiana del sol que en el año llega al cenit dos veces, una en abril y la otra en octubre, y nunca llega a ponerse a menos de 43°, por consiguiente, el día nunca es menor de diez horas (Leal-Nares et al., 2010). Las pequeñas variaciones de la temperatura y de lluvias en la zona tropical están sujetas a la marcha del sol; a grandes rasgos, las características del comportamiento de las regiones tropicales muestran una distribución regular de lluvias y altas temperaturas constantes. Sin embargo, las condiciones propias de cada región ejercen una influencia directa en el comportamiento de los elementos climáticos, y desde luego se definen climas de particular interés.

³ Se denomina zona de calmas ecuatoriales o calma ecuatorial al fenómeno climático que se sitúa a la par del ecuador terrestre, atribuido a los vientos suaves, que se denominan *calmas*, acompañado de sistemas de lluvias abundantes y calor, y que se localizan sobre los océanos y continentes que atraviesan, cambiando de posición y tamaño con el rumbo de las estaciones. En esta zona se producen períodos de gran calma cuando los vientos virtualmente desaparecen por completo.

Estas fuentes de información muestran coincidencias en sus mediciones en la zona aledaña al aeropuerto Internacional del Municipio de Soledad Ernesto Cortizos que Sirve a Barranquilla, sin embargo, en otras zonas del departamento las coincidencias son menores lo cual es preponderante en la determinación del potencial no convencional eólico y solar aprovechable; Para facilidad de análisis, el departamento se divide en 9 zonas (Noroccidente, Norte, Nororiente, Occidente, Centro, Oriente, Suroccidente, Sur Y Suroriente) y se comparan las fuentes de información disponibles a fin de seleccionar los valores que representen mejor confiabilidad para los cálculos.

1.1.1 Información IDEAM.

Las cartas climatológicas del Ideam para el departamento del atlántico se construyen a partir de mediciones de las estaciones metereologicas, aeropuerto Ernesto Cortizos (Nor Oriente), Municipio de Repelón (Sur Occidente) y Galerazamba (Occidente), Los registros estadísticos mostradas hasta el año 2010 muestra velocidades de viento promedio multianual que varían de sur a norte desde los 2 km/h hasta 10 km/h en el departamento del Atlántico. (IDEAM, 2017); Entre tanto las temperaturas máximas muestran mínimos de 31°C, y máximos superiores a los 34°C para distintos periodos del año y para distintas zonas, por último la Radiacion solar muestra variaciones multianuales y multizonales que van desde los 4.75 kWp/m² hasta los 6.25 kWp/m².

1.1.2 Información NASA.

El modelamiento meteorológico de la NASA (Nasa, 2011) usa información satelital que resulta útil para zonas donde no se tiene información climatológica superficial, los datos son globales y, en general, contiguos en el tiempo. Estas dos características importantes, tienden a generar archivos de

datos muy grandes y aunque pueden ser útiles para usuarios comerciales no tanto para estudios que requieran de mayor precisión. De allí que los resultados muestren velocidades de viento casi uniforme en todo el departamento con promedio multianual de 4.4 km/hora, los valores mínimos son de 3.3 km/hora en el mes de octubre y los máximos de 5.3 km/hora en el mes de enero. En cuanto a la temperatura máxima muestra un promedio multianual Multizonal de 26°C; entre tanto que la Radiación solar es la variable que muestra mejor distribución anual y zonal con mínimos de 4.72 kWp/m² y máximos de 6.46 kWp/m².

1.1.3 Información Weather Underground.

Por último la agencia Weather Underground (Weather, n.d.), recopila información de los aeropuertos Ernesto Cortizos, Rafael Núñez de la Ciudad de Cartagena, y aeropuerto Simón Bolívar, de las mediciones de estos últimos, la agencia caracteriza el clima de los municipios de Repelón, Santa Lucía y una franja del río Magdalena respectivamente, con variaciones de viento que van desde los 7 km/hora hasta los 17 km/hora. En relación a la temperatura máxima, muestra variaciones multianuales y multizonales desde los 31.07°C hasta los 33.17°C, por último esta agencia no entrega datos de Radiación solar.

La Tabla 15 del Anexo 1 muestra los valores de velocidad de viento multianual por zonas de los registros publicados por cada agencia, de lo cual se concluye que el departamento no cuenta con el potencial eólico para la masificación de micro turbinas eólicas para autogeneración en el sector residencial, por otro lado se elige la información de velocidad de viento de Ideam para los cálculos de respuesta térmica de los sistemas fotovoltaicos.

Para la temperatura máxima en la Tabla 16 se ven semejanzas entre Ideam y Weather Underground; Por último, en la Tabla 17 se muestran los valores de Radiación solar con

semejanzas entre Ideam y NASA, para esta variable Weather Underground no tiene publicaciones., en estos dos casos también se elige la información del Ideam para los demás cálculos.

1.1.4 Presentación de mapa climatológico.

La Figura 33 muestra la conformación del mapa climatológico del departamento del Atlántico; El análisis de las fuentes de información evidencia las diferencias climáticas para cada zona, a su vez la Figura 4 muestra la composición zonal por unidades administrativas.

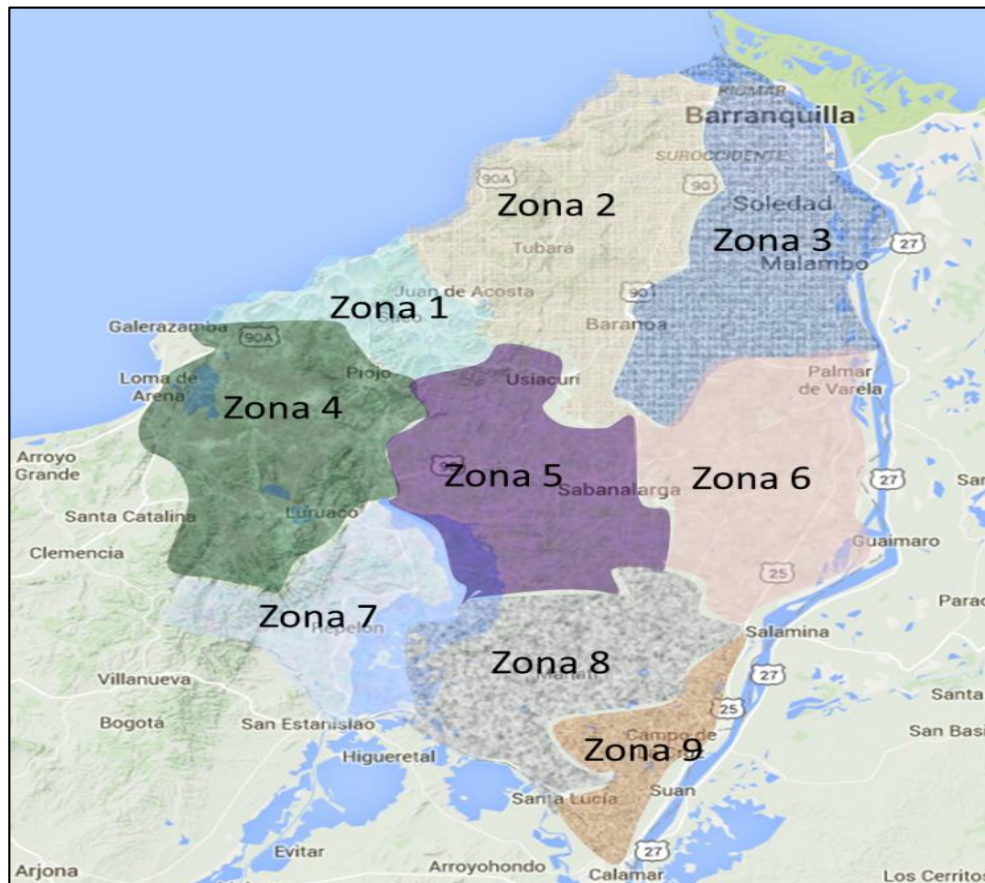


Figura 3. Mapa climatológico del departamento del Atlántico



Figura 4. Organización Territorial Zonas Climatológicas

2 Tecnologías para autogeneración a pequeña escala.

Los recursos energéticos tradicionales cada vez son más escasos, causando el aumento de los costos de energía, por ello las energías renovables toman importancia en matriz energética global (Darla, 2007). Para el caso colombiano, el desabastecimiento de gas natural y a los bajos niveles de los grandes embalses ha tenido al país ad- portas del racionamiento, sin embargo, el estado nunca ha cesado sus esfuerzos por evolucionar el sistema eléctrico nacional (González et al., 2008); hasta lograr incorporar el concepto de GD de energía eléctrica con fuentes alternativas a través de la Ley nacional que promueve y fomenta el uso de estas tecnologías (Botero et al., 2009).

No existe una definición única y común acerca del concepto de GD (González et al., 2008); En Colombia La Ley 1715 define los conceptos de generación distribuida autogeneración y cogeneración, como:

a) Generación Distribuida, es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un SDL.

b) Autogeneración, es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red.

c) Cogeneración, es la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva.

Esta misma ley promueve la autogeneración de electricidad para los usuarios de estratos 1 2 3, mediante energía solar fotovoltaica y regula la conexión de estos sistemas al SDL.

2.1 Sistema de generación fotovoltaica modo on grid

Los sistemas de autogeneración de energía solar FV de pequeña escala se componen de (Agustin & German, 2012):

- Módulos fotovoltaicos (que pueden ser de película delgada o cristalina; transparente, semitransparente u opaca).
- Un controlador de carga, para regular la potencia de entrada y salida del banco de almacenamiento de la batería (en sistemas autónomos).
- Un sistema de almacenamiento de energía, compuesto generalmente de la red de suministro eléctrico en los sistemas de servicios interactivos o, una serie de baterías en sistemas aislados.
- Equipos de conversión de potencia que incluye un inversor para convertir la salida de CC-AC compatible con la red de suministro eléctrico.
- Fuentes de alimentación de reserva tales como generadores diésel (opcional-normalmente empleadas en sistemas aislados).
- Un apoyo adecuado con su respectivo montaje de hardware, cableado, y de seguridad.
- Medidores bidireccionales.

Este tipo de configuración se denomina On Grid System(Aarthy Vigneshwari, Siva Sakthi Velan, Venkateshwaran, Adam Mydeen, & Kirubakaran, 2016), el cálculo de generación y consumo se integra con la red de distribución y el almacenamiento de energía es opcional en la medida que se quiera o no tener respaldo de suministro.

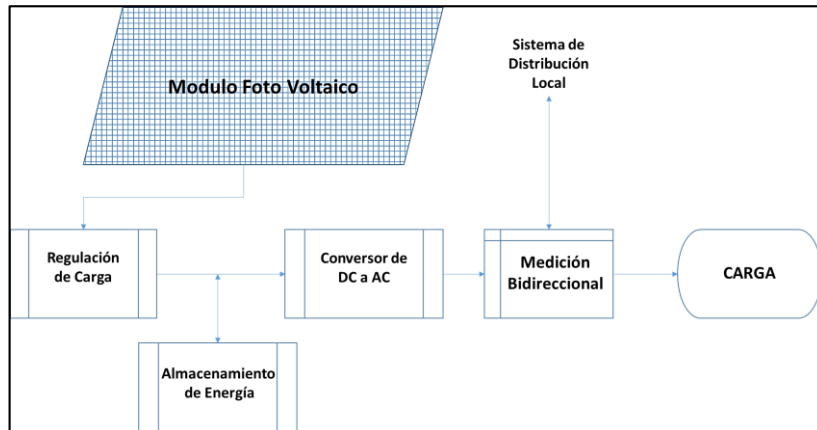


Figura 5. Planta de generación fotovoltaica modo On Grid System Por: (Aarthy Vigneshwari et al., 2016).

El sistema completo debe contar con:

- Interruptor magneto térmico tetra polar: Si la instalación tiene conexión trifásica.
- Interruptor magneto térmico para cada inversor: Si hubiera más de un inversor; Permite realizar tareas de mantenimiento en una zona de la instalación. Ante un fallo de una parte de la instalación solo se desconecta la parte afectada.
- Interruptor diferencial: Con rearme automático; que evitará paradas por disparos intempestivos.
- Interruptor automático de interconexión controlado por software; controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico.
- Protectores de sobretensión: A la entrada de corriente continua de cada inversor.
- Fusibles: en cada polo de cada rama del generador fotovoltaico en la parte de corriente continua; utilizados como elementos de corte para el mantenimiento.

- Puesta a tierra del marco de los módulos, de la estructura soporte y resto de masas metálicas; para tener una red equipotencial y evitar diferencias de potencial peligrosas.
- Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- Configuración flotante del campo generador: Los dos polos aislados de tierra; para garantizar la seguridad de las personas en caso de fallo a tierra en la parte de continua.

2.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son conjuntos de celular solares conectadas entre sí a fin de configurar la tensión de salida y los parámetros eléctricos y constructivos que requiera el usuario, los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células y fundamentalmente son (Agustin & German, 2012): *Silicio Monocristalino*, *Silicio Policristalino* y *Silicio amorfo* (estos presentan un rendimiento menor al 10%).

En cuanto a la comparación de rendimiento de paneles monocristalinos y policristalinos hay muchos estudios que describen tales comportamientos, como es el caso de (Nogueira, Bedin, Niedzialkoski, De Souza, & Das Neves, 2015), en el cual se sometieron a prueba dos sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua, sin embargo, el sistema con panel monocristalino resulto ser más eficiente porque movió una cantidad más considerable de agua, aunque con menos radiación solar, en cuanto al sistema con panel policristalinos resulto ser más económico dado que bombeó la misma cantidad de agua con menos energía debido a que la variación de tensión de este resulto ser menor por consiguiente la

motobomba tuvo un voltaje más estable lo que permitió entrar en régimen durante periodos más extensos. Otras investigaciones atribuyen mejor desempeño a paneles monocristalinos, pero concuerdan en que el costo de los policristalinos compensa el menor desempeño (Chona & Robles, 2013), Según (Agustin & German, 2012), El polvo y la sombra sobre el 10% del área de panel puede generar disminución en la eficiencia hasta en un 25% y del mismo modo encuentra que la potencia de salida es inversamente proporcional a la temperatura de operación del sistema (Chaturvedi & Sharma, 2015).

Otras investigaciones apuntan al aumento de la eficiencia de paneles solares mediante la refrigeración de los módulos fotovoltaicos usando circulación de flujos de agua (Matias, Santos, Alves, & Calixto, 2016), obtenido mejoras hasta del 24% en la eficiencia del panel, sin embargo, estos sistemas de refrigeración incrementan ostensiblemente el costo de la instalación.

Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante un Certificado de Conformidad de Producto (expedido por un organismo de certificación acreditado). La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE (RETIE, 2013).

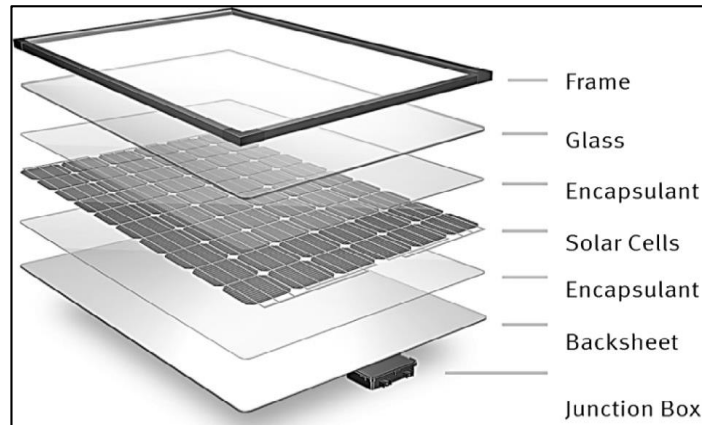


Figura 6. Panel solar comercial Por: (Kant et al., 2016, Pg 148).

Esta normativa debe complementarse con la el grupo de normas internacionales IEC y CENELEC, que operan a nivel europeo; estas establecen que el sistema de generación solar deberá contar con elementos auxiliares de mando y protección(Agustin & German, 2012).

2.3 Reguladores de carga e inversores

La potencia de salida del conjunto FV siempre cambia con las condiciones meteorológicas, es decir, la velocidad del viento, La radiación solar y la temperatura ambiente. La energía absorbida por las células fotovoltaicas no es completamente utilizada debido a estos efectos. Por lo tanto, se emplean técnicas de Seguimiento de Punto Máximo de Potencia (MPPT) en sistemas de regulación, carga e inversión de señal en sistemas FV. Estas técnicas Varían en muchos aspectos como rango de efectividad, hardware, sensor requerido, y costo pero en todo caso aumentan la eficiencia del sistema (Deepti, Srihari, & Achari, 2017).

El efecto de sombra en un sistema FV, reduce la salida de potencia y afecta la seguridad y la fiabilidad de la potencia fotovoltaica en sistemas de generación; Al mismo tiempo, la característica P-V de del módulo solar cambia de curva de pico único a curva de

pico múltiple, lo que hace que el controlador no pueda alcanzar el máximo seguimiento de potencia, por lo que debe reconfigurarse la disposición del módulo a fin de alcanzar la máxima potencia en todo instante (Liu, Wan, & Pei, 2016), de lo anterior, los controladores MPPT basados en rastrear la potencia máxima del sistema de forma efectiva bajo diferentes condiciones meteorológicas, pueden alcanzar muy rápidamente el punto máximo de potencia en comparación a controladores convencionales del tipo PWM (Chouksey, Saket, & Pattanaik, 2014).

2.4 Conversión de luz solar en electricidad

La localización geográfica de Colombia está cerca del rango de declinación solar anual $\delta = (-23^\circ, +23^\circ)$ (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, 15). Esto quiere decir que, el ángulo de Radiación es casi que constante en todo el año, razón por la cual el ángulo de inclinación latitudinal β de los paneles solares debería estar cerca de 10° a fin de garantizar ortogonalidad con los rayos del sol.

Los paneles solares producen energía eléctrica según su tamaño, eficiencia y cuánta radiación solar reciban. Los disponibles para uso doméstico y comercial tienen una eficiencia menor al 20%, lo que significa que menos del 20% de la energía del sol captada por el panel solar es absorbida y convertida en electricidad. La potencia que puede alcanzar un panel solar y la potencia que entrega son dos temas diferentes. Si un determinado panel está calificado como de 180 W, entonces rendirá hasta ese nivel con las condiciones más favorables de acuerdo a las normas técnicas de fabricación de paneles solares IEC 61730 (Roitman, Mestrallet, & Rossi, 2015).

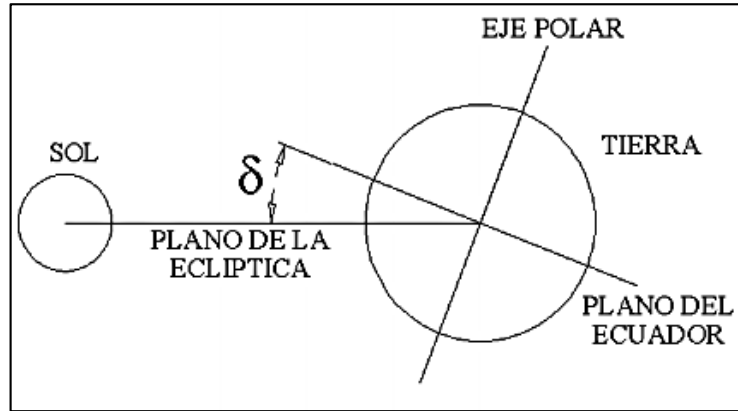


Figura 7. Declinación solar. Por: (Roitman et al., 2015, Pg 37).

Según (Agustin & German, 2012), la capacidad del módulo solar está dado por:

$$PGFV = \frac{E * I_{stc}}{G_{dm}(\delta) * FS * PR} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

PR Factor de Rendimiento Térmico.

FS Pérdidas por sombreado (1, si no hay pérdidas) para este caso se asume 0.85.

E Energía a producir (kWh).

I_{stc} Radiación estándar (1000W/m²).

G_{dm} (δ Radiación recibida ángulo óptimo se asume igual a la Radiación óptimo) estándar.

PGFV Potencia generada durante la hora Pico solar.

El rendimiento térmico depende de la temperatura, Radiación y velocidad del viento, por tanto se considera diferentes para cada zona como se ve en la tabla 1; Por otro lado, se consideran las posibles eficiencia que se producirán en el sistema FV, mediante la siguiente expresión (Roitman et al., 2015).

$$E = \frac{Et}{R} \quad \text{Ecuación 3}$$

R es un parámetro que considera el rendimiento global de la instalación. Este rendimiento viene expresado por la siguiente expresión matemática:

$$R = (1 - Kb - Kc - Kp) * (1 - \frac{Ka}{Pd} * N) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Kb Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador 0.05 para sistemas que no demanden descargas intensas.

Kc Coeficiente de pérdidas en el inversor: 0.05 para inversores con onda sinusoidal pura, en régimen óptimo de trabajo.

Kv Coeficiente de pérdidas varias. Se consideran pérdidas como efecto joule, rendimiento global de la red, etc. 0.15 (valores de referencia).

Ka Coeficiente de auto descarga diaria: 0.004 para baterías de baja auto descarga. (Baterías estacionarias de plomo-ácido).

Pd Profundidad de descarga diaria de la batería la cual no deberá exceder el 80% de la capacidad nominal de la batería ya que ello conllevaría al decrecimiento en la eficiencia de la misma provocada por los ciclos de carga-descarga.

N Número de días de autonomía de la instalación: Se consideran los días en que la instalación deberá operar bajo una mínima Radiación.

Como el sistema no considera almacenamiento de energía, solo se tiene en cuenta Kc y Kv , sin embargo para la eficiencia de los inversores, los fabricantes entregan valores promedio como se ve en la Tabla 7.

Por último el sistema es afectado por un factor de envejecimiento del panel que hasta el año 10 es igual a 1, luego a partir del año 11 se reduce en 8% anual.

Tabla 1
Rendimiento Zonal Promedio Multianual.

Zona	Radiación solar KWp	Velocidad del viento Km/h	Temperatura ambiente máxima °C	Capacidad instalada kW	Capacidad máxima de generación kWp	Factor de seguridad por sombras y polvo	Factor de Rendimiento Térmico	Rendimiento zonal
Zona 1	5,73	5,03	31,83	1,00	5,73	85%	0,99	84%
Zona 2	5,27	4,90	31,83	1,00	5,27	85%	0,98	84%
Zona 3	5,27	4,49	31,83	1,00	5,27	85%	0,97	83%
Zona 4	5,73	3,78	32,79	1,00	5,73	85%	0,92	78%
Zona 5	5,27	3,54	32,79	1,00	5,27	85%	0,91	77%
Zona 6	5,27	3,53	32,79	1,00	5,27	85%	0,90	77%
Zona 7	5,73	2,52	33,50	1,00	5,73	85%	0,85	72%
Zona 8	5,27	2,21	33,63	1,00	5,27	85%	0,83	71%
Zona 9	5,27	2,13	33,63	1,00	5,27	85%	0,83	70%

Nota: la tabla muestra el rendimiento zonal multianuales por respuesta térmica de paneles solares, para el cálculo se utiliza la velocidad del viento, radiación solar y temperatura ambiente publicada por el IDEAM.

Tabla 2
Precio y eficiencia de inversores según la potencia máxima de salida.

Max	Límite Inferior	Límite Superior	Serie	Valor \$Cop	Max Eficiencia	Min Eficiencia	Eficiencia Promedio
1,6	1,7	2,0	1600 TL	\$ 3.009.600	94%	80%	87%
1,6	1,7	2,0	1600 TL	\$ 3.009.600	94%	80%	87%
2,7	2,8	3,3	2,5TL M	\$ 3.587.200	96%	82%	89%
3	3,2	4	3TL M	\$ 3.605.440	94%	75%	84%
3,68	3,9	4,8	3,68TL M	\$ 3.818.240	94%	77%	86%
3,63	3,8	4,3	3,3TL M	\$ 3.778.720	96%	84%	90%
5	5,2	6	4,6TL M	\$ 3.900.320	96%	83%	90%
5,5	5,7	6,5	5 TLM	\$ 4.055.360	96%	85%	91%
6	6,3	7	6 TLM	\$ 4.195.200	95%	86%	90%
7,5	8,7	10,4	7,5 TLM	\$ 5.009.920	86%	72%	79%
8,2	9,5	11,2	8,2 TLM	\$ 5.508.480	86%	73%	80%
8,6	10	11,8	8,6 TLM	\$ 5.928.000	86%	73%	79%
10	11,6	13,7	10 TLM	\$ 7.131.840	86%	73%	80%

Nota: los precios de inversores se consultaron en el comercio formal para cada capacidad nominal, la eficiencia se toma de datasheet anexo en este documento.

2.5 **Diseño estándar**

Para la estimación de los costos de instalación, operación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados a red se puede adoptar la metodología expuesta por (Gómez, 2011); sin embargo el sistema se diseña si respaldo de baterías puesto que los costos de instalación equivalen al 30% de la inversión total, y el mantenimiento de sistemas de almacenamiento aumentan en 90% los costos de operación y mantenimiento lo que no viabiliza desde el punto de vista financiero sistemas de autogeneración con conexión a red y sistema de respaldo, puesto que las baterías debes ser objeto de reposición cada cinco años.

Aunque esta metodología establece los criterios para zonas no interconectadas, es posible adoptar la metodología de estimación de costos eliminado los costos de transporte, carga y desplazamiento y agregando el costo del equipo de conexión y enlace a la red pública.

Preliminarmente se realiza el diseño de un sistema solar fotovoltaico estándar, para satisfacer el consumo promedio departamental diario de 5.27 kWh/día, el rendimiento del sistema promedio departamental es del 57%, por lo que la capacidad instalada estaría cerca a los 12 paneles de 310 Wp. En relación al inversor, la curva promedio de consumo establece un pico de demanda de 2.0 kW, por lo que se propone un inversor del 2.4 kW dejando un margen de seguridad del 20%.

Tabla 3
Presupuesto estándar

DESCRIPCION	UNIDAD	Cantidad	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
PREINVERSION				
Ingeniería y Diseño (Eléctrica, civil y mecánica)	Días/Ho mbre	1,00	192.000,00	192.000,00
INVERSION				
Materiales				
Módulos Canadian solar 310 Wp	Unidad	12,00	633.250,00	7.599.000,00
Inversor Regulador MPPT Sinusoidal y acople de red	Unidad	1,00	4.103.310,2	4.103.310,29
Medidor electrónico 120V	Unidad	2,00	180.000,00	360.000,00
Cuadro de protecciones de BT	Unidad	1,00	249.900,00	249.900,00
Apantallamiento	Unidad	1,00	510.000,00	510.000,00
Sistema de Puesta a Tierra	Unidad	1,00	270.000,00	270.000,00
Elementos de fijación	Unidad	1,00	190.740,00	190.740,00
Transporte	Gl	1,00	36.000,00	36.000,00
Obras Civiles y Montaje				
Ingeniero	Días/Ho mbre	1,00	428.400,00	428.400,00
Ayudante	Días/Ho mbre	1,00	183.600,00	183.600,00
Viáticos				
Permisos y Estudios Ambientales y trabajo social	GL	1,00	334.905,61	334.905,61
TOTAL COSTOS DIRECTOS			14.457.855,90	
Administración 10% Imprevistos 1% Utilidades 5%		16%	2.313.256,94	
Inspectoría 1%		1%	144.578,56	
Interventoría Técnica 4%		4%	578.314,24	
COSTO TOTAL DE LA INVERSION			17.494.005,64	

Nota: presupuesto de un sistema estándar, este presupuesto es un parámetro de sensibilidad que varía en función del número de paneles e inversor requerido.

El precio de inversor MPPT varia con la potencia nominal, la selección del inversor depende del consumo del usuario y de potencia contratada con el operador de red; El comportamiento P Nominal Vs Precio, se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

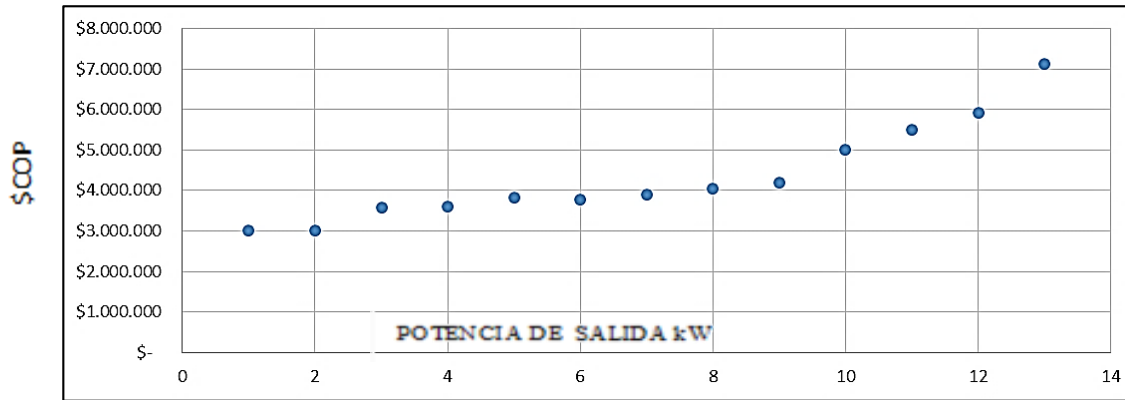


Figura 8. Precio de inversores Vs. Potencia nominal.

El datasheet de los paneles solares propuestos en este proyecto y el datasheet del inversor MPPT se adjuntan en el anexo 1 figuras 27 y 28 respectivamente.

3 Identificación de consumos energéticos

Las publicaciones de la SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICO DOMICILIARIOS muestran que en Colombia, el número de usuarios residenciales corresponde al 89% los cuales consumen el 11% de la energía eléctrica total del país, es decir, es el sector con mayor número de usuarios y menor consumo; Entre tanto, el departamento del Atlántico representa el 5% de los usuarios residenciales y no residenciales del país, pero a diferencia del resto de Colombia, el número de suscriptores residenciales es del 93.5% y su consumo corresponde al 50% de la energía eléctrica comercializada en el departamento(“Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas,” 2017) lo que a simple vista muestra mayores desafíos en la prestación del servicio.

En Brasil, país que tiene condiciones socioeconómicas y ambientales similares a Colombia, el consumo residencial representó para el año 1991 el 20% del consumo total (Ghisi, Gosch, & Lamberts, 2007), luego para el año 2013 representó el 27% del consumo y el 85% de todos los usuarios (Maçaira, Souza, & Cyrino Oliveira, 2015).

Otras publicaciones plantean que la tendencia del consumo es de crecimiento constante como lo analiza La UPME en un estudio sobre demanda eléctrica y potencia máxima en Colombia(Mantilla González, Duque Daza, & Galeano Urueña, 2008), establece que la región caribe ha venido aumentando su consumo, esto se debe a la minería y los servicios que han registrado cambios importantes, permitiéndoles ganar participación en la producción nacional, mientras que las actividades agropecuarias e industriales han perdido peso relativo en las dos últimas décadas, se espera un crecimiento promedio anual de 3% la

demanda entre los periodos 2014 – 2024. Para el escenario medio de la UCP⁴ Barranquilla (capital del departamento del Atlántico) el crecimiento 2014-2024 se proyecta a 3,11%, sin embargo, la realidad muestra un crecimiento sostenido en el periodo 2003-2015 del 4.02% para todo el departamento (“Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas,” 2017). De lo anterior, se muestra a continuación el crecimiento de consumo y de suscriptores.

Tabla 4
Número de usuarios del departamento por municipio.

MUNICIPIO	2003	2015	CRECIMIENTO
Baranoa	7.375	12.291	40%
Barranquilla	127.671	208.218	39%
Campo de la Cruz	2.766	3.702	25%
Candelaria	1.599	2.876	44%
Galapa	3.215	8.174	61%
Juan de Acosta	3.747	7.898	53%
Luruaco	3.593	4.317	17%
Malambo	12.017	20.285	41%
Palmar de Varela	3.047	4.745	36%
Piojó	636	1.004	37%
Polonuevo	1.835	3.306	44%
Ponedera	2.668	3.910	32%
Puerto Colombia	3.747	7.898	53%
Repelón	3.114	4.554	32%
Sabanagrande	2.992	5.155	42%
Sabanalarga	10.284	16.691	38%
Santa Lucia	1.157	2.323	50%
Santo Tomas	3.369	5.283	36%
Soledad	62.472	101.407	38%
Suan	1.070	1.706	37%
Tubará	7.375	12.291	40%

⁴ Unidad de Control de Pronóstico, para la proyección de la energía y análisis de participación para la potencia. Igualmente, tras examinar la calidad de la información disponible, se acordó llevar la proyección a escala de Unidades de Control de Pronóstico, UCP, de tal forma que los resultados se basen en datos conocidos y útiles tanto para los agentes como para el planeador y el operador en sus actividades.

MUNICIPIO	2003	2015	CRECIMIENTO
Usiacurí	1.059	1.451	27%
Manatí	1.748	2.856	39%
TOTAL DEPARTAMENTO	270.559	448.386	40%

Nota: la tabla muestra el número de suscritores existentes en el departamento del atlántico para el año 2005, para el año 2015 y el crecimiento para cada municipio en este periodo de tiempo.

Tabla 5
Crecimiento consumo de usuarios residenciales del departamento del Atlántico 2003-2015

MUNICIPIO	Residencial Estrato 1	Residencial Estrato 2	Residencial Estrato 3
Baranoa	23%	35%	41%
Barranquilla	-8%	28%	21%
Campo de la Cruz	105%	48%	60%
Candelaria	36%	53%	29%
Galapa	2%	25%	35%
Juan de Acosta	6%	28%	69%
Luruaco	132%	40%	53%
Malambo	-1%	59%	87%
Palmar de Varela	6%	41%	58%
Piojó	23%	20%	122%
Polonuevo	37%	34%	66%
Ponedera	34%	27%	57%
Puerto Colombia	6%	28%	69%
Repelón	48%	0%	4%
Sabanagrande	-9%	61%	81%
Sabanalarga	19%	31%	34%
Santa Lucia	102%	77%	-32%
Santo Tomas	73%	55%	78%
Soledad	1%	19%	23%
Suan	47%	86%	71%
Tubará	23%	35%	41%
Usiacurí	82%	68%	60%
Manatí	77%	25%	-1%

MUNICIPIO	Residencial Estrato 1	Residencial Estrato 2	Residencial Estrato 3
TOTAL DEPARTAMENTO	26%	39%	47%

Nota: la tabla muestra el crecimiento del consumo promedio para el periodo 2003-2015 en todo el departamento (Empresa et al., 2017) en relación al número de suscriptores residenciales.

Los consumos reportados por la superintendencia de servicios públicos (“Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas,” 2017), incluye usuarios con medición comunitaria y sectores no normalizados, por lo que la información reportada para este sector incluye pérdidas técnicas y no técnicas del SDL (Electricaribe & Guajira, 2016), consumo de pequeños locales comerciales que operan de conformidad a la regulación nacional para este tipo de usuarios (Energía, 1994) por tanto se requiere la consulta de otras fuentes de información para conocer de manera más confiable el consumo promedio del sector residencial del departamento.

3.1 Estimación de consumos

La encuesta resulta ser una herramienta útil para identificar el consumo energético del departamento. Por tal razón, se practicaron 384 entrevistas en los municipios y así obtener resultados con un margen de error del 5% a un nivel de confianza del 95% en un universo total de 442.341 usuarios. La encuesta fue realizada con apoyo de la asociación de municipios del departamento del atlántico ASOATLANTICO y de las Juntas de Acción Comunal. Se realizó de modo presencial (al 50%) y telefónico (al 50%) durante el mes de septiembre del año 2016 a los usuarios normalizados con medición individual de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Y ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA. En la encuesta se

consultó por el inventario de equipos eléctricos y electrodomésticos y su utilización horaria y se indago por los consumos de los últimos tres meses registrados en las facturas de energía.

3.2 Resultados de la encuesta

Inicialmente, se encontraron diferencias hasta del 30% entre el promedio departamental de consumo para estratos residenciales 1, 2 y 3 publicados por SSPD (“Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas,” 2017), Esto se debe a que la encuesta no incluye elementos causantes de pérdidas técnicas o no técnicas de la red de baja tensión, asimismo, no incluye pequeños locales comerciales asociados al sector residencial e iluminación pública que puede estar registrada por estos mismos sistemas comunitarios (Energía, 1994) la diferencia de promedios se ve en la Tabla 6.

Tabla 6
Consumos promedio aforados Vs. Publicados.

Promedio Departamental	Energía Aforada Encuesta	Energía Reportada Sspd	Perdidas. Tec. Y No Tec.
Promedio Departamental kWhmes	193,22	248,90	30%

Nota: la tabla muestra la comparación entre los consumos obtenidos a través de la encuesta contra las publicaciones de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, 30% de pérdidas técnicas y no técnicas es la diferencia entre ambos y corresponden a consumos no asociados a los estratos 1, 2 y 3.

Por otro lado, el consumo de energía está directamente relacionado a la situación socioeconómica de los habitantes como se ve en la Figura 5, en este caso se detectaron mayores consumos en el distrito de Barranquilla, y los municipios de Soledad, Puerto Colombia, Galapa y Malambo, estos conforman el área metropolitana, seguidos de Santo tomas, Sabana Grande y Palmar de Varela, municipios aledaños a zonas francas industriales e industrias cementeras, los municipios de Baranoa, Sabanalarga, municipios con economía

local desarrollada y por último los municipios de Juan de Acosta y Tubará con tradición turística.



Figura 9. Rangos de consumo en el departamento del Atlántico.

Los demás municipios presentan menores consumos encuestados y su economía es de tradición agrícola o ganadera. Otro indicador importante es el promedio de consumo por habitante. En el caso del departamento, según la encuesta se ubica en los 42.64 kWhm, mientras que en los estudios de consumo energético publicados por el Ministerio de Minas y Energía donde se Caracteriza el consumo de energética en los sectores residencial, comercial y terciario (Ministerio de Minas y Energía, 2006) lo establecen un rango de consumo por habitante de 40 kWhm para estrato 1, 38 kWhm para estrato 2 y 62 kWhm para estrato 3, Para el distrito de Barranquilla en promedio es de 43.74 kWhm. Finalmente, Los consumos promedios por estrato y por municipio presentan diferentes rangos, las Figuras 7, 8 y 9 muestra los consumos residenciales encuestados en el departamento.

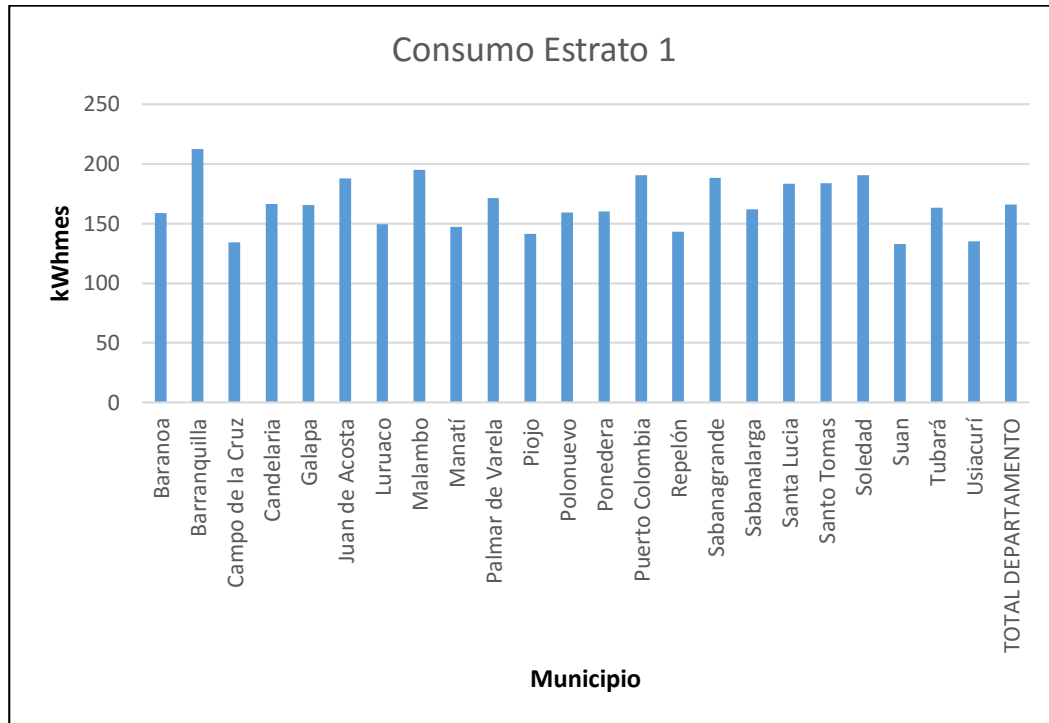


Figura 10. Consumo Residencial Estrato 1.

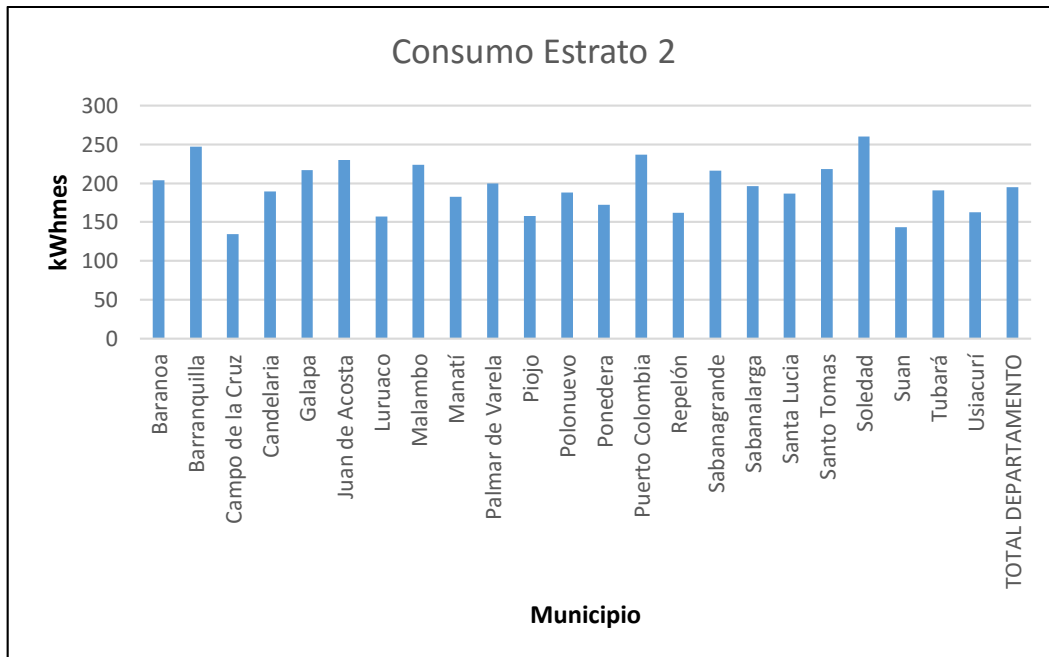


Figura 11. Consumo Residencial Estrato 2.

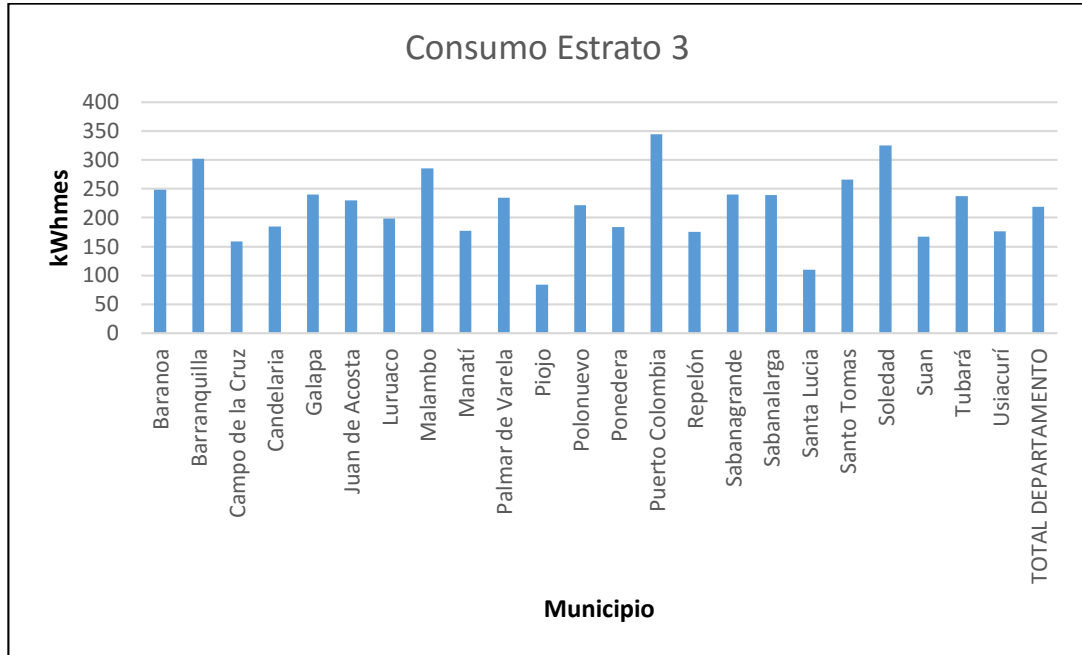


Figura 12. Consumo Residencial Estrato 3.

Los hábitos de consumo encuestados muestran que la menor demanda se da en el horario de 4 am a 10 am, mientras que, los sábados y domingos los consumos pueden incrementarse en un 20%. La Figura 13 muestra el perfil de carga Promedio para el sector residencial del departamento.

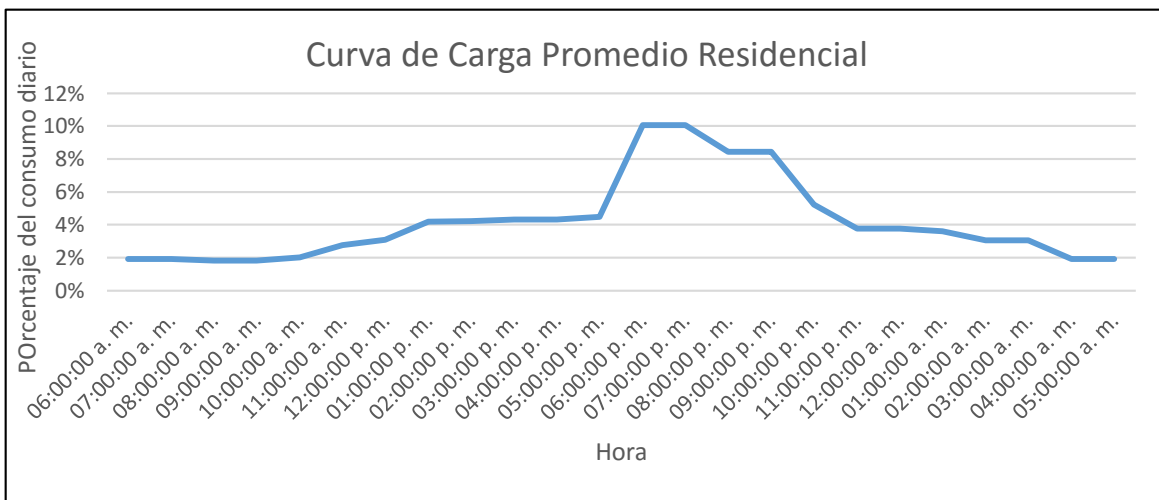


Figura 13. Curva de Carga.

4 Marco regulatorio actual

4.1 Aspectos jurídicos

Después de la fase inicial de electrificación en Colombia, desde fines del Siglo XIX hasta 1928, cuando se estableció el monopolio estatal de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, la constitución política de 1991 permitió la participación de agentes privados en la prestación de servicios públicos teniendo al estado como garante, sin embargo, solo hasta el año de 1994 con la expedición de la Ley 143 conocida como “*Ley Eléctrica*” se establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización; el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país, promoviendo el desarrollo de tales fuentes, la libre competencia. Esta ley impide prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado y que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se rijan por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

Sin embargo, la realidad del sector muestra que el año 2015 el mercado de generación cierra con una participación del 82% para 7 compañías y del 18% para otros agentes, donde la generación hidráulica centralizada domina la matriz con un 69.97% de participación, mientras que, la biomasa capta el 0.57%, las demás energías renovables no tienen representación significativa alguna (UPME, 2015a).

Este escenario puede verse desde dos ópticas, la primera desde la dependencia absoluta del sistema energético de las fuentes convencionales y la segunda como la oportunidad de

desarrollo de nuevas tecnologías La sanción de la Ley 1715 de 13 de mayo de 2014 es el punto de partida de una nueva era del sistema eléctrico colombiano, dado que en ella se promueve la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Esta ley es la base legal de “*Democratización Energética*” en el país con la viabilización, estructuración y fomento de generación de electricidad a pequeña escala en el sector residencial para su auto-consumo conectado a la red de distribución, con la posibilidad de aportar al sistema energético nacional sus excedentes eléctricos.

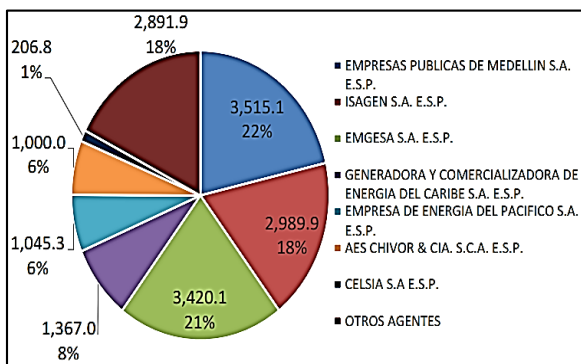


Figura 14. Participación por empresa. **Fuente:** (Empresa et al., 2017).

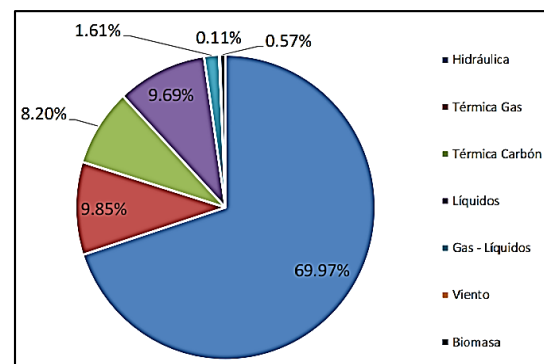


Figura 15. Participación por fuente de energía. **Fuente:** (Empresa et al., 2017).

La Ley 1715 prevé la ocurrencia de nuevos fenómenos climáticos y la afectación que estos tengan sobre los niveles de los embalses, además de la escasez de otros recursos energéticos (fósiles y gas natural) que afecten el abastecimiento energético del país, promoviendo así la diversificación de la canasta energética incluyendo energías limpias y auto-sostenibles. Aprovechando así, la conveniencia económica y mitigando la necesidad ecológica de establecer planes y acciones de *Uso Racional de Energía - Eficiencia Energética*; otros aspectos importantes de esta ley son:

- Regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Su origen es parlamentario, contando con consenso político y económico del país.
- Entrega de excedentes: se autoriza a los auto-generadores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte.
- Establece la instalación de contador bidireccional definido en la Ley como: “el contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente”.
- Para el caso de los auto-generadores a pequeña escala que utilicen FNCE, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin.
- La posibilidad de venta de créditos de energía. Aquellos auto generadores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los créditos de energía, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos.
- La Creación del FENOGE: *Fondo de Energías no convencionales y Gestión Eficiente de la Energía*, con recursos públicos y privados, nacionales, multilaterales e internacionales, administrados por una fiducia.
- Incentivos tributarios: reducción en la renta hasta el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada en producción de energía a partir de FNCE y en gestión eficiente de energía, por 5 años.

- Incentivos tributarios: IVA. Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.

- Incentivo arancelario: exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con FNCE.

- Incentivo contable: depreciación acelerada de activos aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre-inversión, inversión y operación de la generación con FNCE.

- Fortalecimiento del PROURE con la asignación de presupuesto y establecimiento de objetivos concretos.

- Reglamentación de proyectos de energía solar en vivienda, industria y comercio. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en el marco de sus funciones, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.

- Sustitución de la generación con diésel en zonas no interconectadas.

Respuesta de la demanda: consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica

por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.

- El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.

Existen leyes complementarias como lo es la Ley 697 de 2001, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones y la Ley 1151 de 2007, en la que el estado se propone en avanzar en el fortalecimiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con participación accionaria de la nación, a través de la consolidación de códigos de buen gobierno corporativo y la vinculación de operadores estratégicos. Así mismo, se diseñaran esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, incluyendo la revisión de los esquemas tarifarios y de subsidios que se aplican en estas zonas. Se promueven proyectos piloto de generación de energía eléctrica que estén soportados en la implementación de tecnologías que utilicen fuentes de energía alternativa.

De lo anterior, la CREG expidió la resolución No. 024 de marzo 13 de 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN y se dictan otras disposiciones.

El Ministerio de Minas y Energía expide lo siguiente:

- Decreto 2492 de 2014, por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

- Decreto 2469 de 2014, por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

- A través de la UPME expide la RESOLUCIÓN 281 DE 2015, por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Y resuelve en su Artículo 1°. El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del auto-generador.

- Decreto 1623 de 2015, por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.

- Decreto 2143 de 2015, por el cual se adiciona el *Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo 111 de la Ley 1715 (13 de mayo de 2014).

Actualmente en el Ministerio de Minas y Energía está en proyecto un decreto para reglamentar el *Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía* (FENOGE), quedando aún pendientes pronunciamientos de la CREG y el Ministerio acerca de reglamentación técnica y económica de autogeneración a pequeña escala, GD y eficiencia energética.

Este nuevo marco regulatorio le otorgar certeza jurídica a las inversiones que se realicen en el área de las energías renovables; se abre un campo de beneficios tributarios, se establecen reglas para que la energía renovable se integre con la red pública del sector

eléctrico colombiano y crea nuevos campos en los cuales se pueden desenvolver los diferentes agentes interesados; Los incentivos tributarios ya no están restringidos a los programas demostrativos que establezca la UPME, actualmente abarcan usos residenciales, comerciales e industriales. Los proyectos de energías renovables tienen la posibilidad de deducir del impuesto de renta hasta el 50% de las inversiones, están exentos del pago de IVA y de aranceles de equipos y servicios, además, de una depreciación acelerada del 20% anual, los cuales se traducen en ahorros sustanciales que deben atraer la atención de inversionistas y usuarios.

4.2 Aspectos técnicos

La factibilidad técnica de auto-generación o generación distribuida inicia a partir del decreto 2143 de 2015 de Min Minas Artículo 2.2.3.8.1.1.”*Definiciones. Para la aplicación de este Decreto se tendrán en cuenta, además de las definiciones aquí señaladas, las contenidas en el artículo 50 de la Ley 1715 de 2014. “Medición y evaluación de los recursos para la producción y utilización de energía a partir de FNCE: Es el conjunto de actividades para la cuantificación de los potenciales de dichos recursos, su distribución espacial, estacionalidad, entre otros aspectos, basada en mediciones de ciertos parámetros y variables que permiten reducir la incertidumbre sobre la disponibilidad de los recursos”* Como se describe en el aparte 4.1 Análisis De Potencial Eólico Y Solar Fotovoltaico Del Departamento Del Atlantico de este documento donde se descartó la energía eólica como alternativa de generación, y se estableció la existencia de variaciones climatológicas que permite proyectar el volumen de generación fotovoltaica en cada entidad territorial, ahora bien, una vez diseñados los sistemas solares FV, estos deben cumplir con unas reglas generales de interconexión en las cuales se especifica la información que se deberá proveer

al operador del sistema para garantizar de antemano la calidad de la energía entregada, mediante el sostenimiento nominal de las variables eléctricas:

- Frecuencia que para el caso colombiano es de 60 Hz.
- Amplitud de la onda de tensión, para el caso del departamento del atlántico esta normalizado en 120VLN-240VLL.
- Forma de onda Sinusoidal.
- Simetría y secuencia de fase.
- La regulación de tensión se debe mantener una tensión constante a pesar de las variaciones debidas a los cambios en la carga y la posible variabilidad en la generación, el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE establece valores de regulación de tensión del 3%.
 - Las unidades de GD deben estar conectadas a tierra para evitar sobretensiones a lo largo de la línea.
 - El sistema de GD no debe suministrar corriente al sistema de distribución durante una falla de este último.
 - El sistema de GD no debe inyectar armónicos ni corriente continúa por encima de los umbrales definidos en RETIE.
 - La generación máxima no debe exceder la demanda máxima que el usuario tiene concertada con el distribuidor de energía en el contrato de condiciones uniformes que para el caso del Atlántico es de 1.2 kW para estrato 1, 1.7 kW para estrato 2 y 2.6 kW para estrato 3(Energ, Energ, & Fundaci, 2014) (“No Title,” 2017)(“No Title,” 2017)(“No Title,” 2017)(“No Title,” 2017)(“No Title,” 2017)(“No Title,” 2017).

4.2.1 Normativa aplicable.

- La Norma técnica IEEE 1547 indica las especificaciones técnicas y los requerimientos de interconexión.
- La IEEE 1547-1 detalla el procedimiento a seguir para pruebas de puesta en marcha.
- La IEEE 1547, para verificar la interconexión de la generación distribuida al sistema de potencia.
- La IEEE 1547-3, se refiere a los protocolos para el intercambio de información y el control de la operación, entre la generación distribuida y el sistema de potencia; al no existir una norma técnica nacional, los desarrollos y construcciones pueden construirse de conformidad a la norma ANSI/IEEE Std. 242-2001, para el dimensionamiento de protecciones en baja tensión.

Los requerimientos técnicos de instalación deben concordar para sistemas On-Grid; que son aquellas en las que existe una conexión con la red de distribución eléctrica, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo y proyectar el Balance Neto o “*net metering*”; este es el tipo de operación establecido por la Ley 1715 está basada en que la electricidad generada por viviendas, comunidades, industrias, centros comerciales y demás establecimientos que no es auto-consumida instantáneamente se vierte a la red para posteriormente ser compensada por energía consumida o por créditos transables con terceros. Con este tipo de conexión y operación la red de distribución eléctrica pública

servirá como batería, para que los excedentes de electricidad auto-generada sean consumidos por otros usuarios, y en cierta forma por el propio auto-generador durante sus horas pico de consumo cuando su demanda es mayor que su autoproducción eléctrica instantánea, sin embargo es posible que la instalación cuente con un sistema de respaldo de baterías a fin de mejorar los indicadores de confiabilidad, disponibilidad y seguridad del sistema.

4.3 Aspectos económicos

Para comparar distintas tecnologías de generación de energía, se utiliza el concepto de Costo Nivelado de la Electricidad, conocido como LCOE (“*Levelized Cost of Electricity*”). Y se acostumbra a expresar este costo unitario en dólares americanos por energía generada (USD \$/kWh). Para el cálculo del LCOE se tiene en cuenta los diferentes costos involucrados durante toda la vida útil de producción de energía, tales como los costos de inversión (Capex), los costos de operación (Opex), el costo de combustible (en la producción de energía con fuentes fósiles), los costos de mano de obra operativa y de mantenimiento, el costo financiero de los recursos y costos externos (costos medio ambientales, sociales, etc.) que ocasiona cada fuente energética (UPME- Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

La Tabla 4 y Figura 12 presentadas recientemente por la UPME muestran que en Colombia la energía solar fotovoltaica ha alcanzado la “paridad con la red”. Esto significa que para un consumidor final de electricidad en Colombia resulta económica y financieramente conveniente instalar paneles solares para autogenerar su electricidad puesto que el costo de producir su electricidad solar fotovoltaica (LCOE FV) es inferior (en Cali, Barranquilla y Riohacha) que el valor de la energía comprada actualmente (CU

residencia) y tales costos son cercanos en Bogotá y Medellín (UPME- Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

Tabla 7
Costos de Producción Energía FV

CIUDAD	HSS	LCOE FV USD\$XKWH	CU RESIDENCIAL ESD\$XKWH	VENTAJA FV
Bogotá	4,31	\$ 0,20	\$ 0,18	No
Medellín	4,55	\$ 0,19	\$ 0,18	No
Cali	5,66	\$ 0,15	\$ 0,20	Si
Barranquilla	5,69	\$ 0,15	\$ 0,16	Si
Riohacha	5,90	\$ 0,15	\$ 0,16	Si

Nota: la tabla muestra la comparación entre los consumos obtenidos a través de la encuesta contra las publicaciones de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, 30% de pérdidas técnicas y no técnicas es la diferencia entre ambos y corresponden a consumos no asociados a los estratos 1, 2 y 3, (“FOTOVOLTAICA Presentado a : Por : GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GRUPO DE MICROECONOMÍA APLICADA,” 2014).

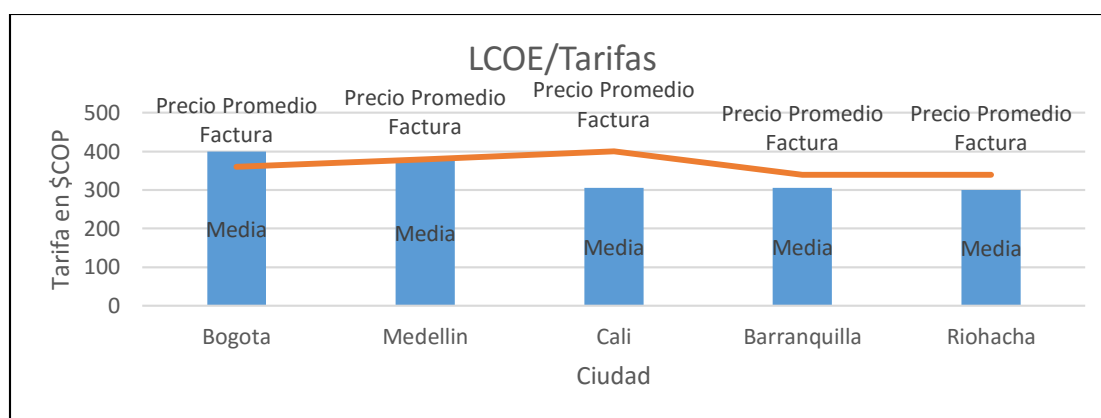


Figura 16. Costo nivelado sistema de generación. Adaptado de (“FOTOVOLTAICA Presentado a : Por : GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GRUPO DE MICROECONOMÍA APLICADA,” 2014).

Ahora bien, para aquellas instalaciones residenciales del estrato 1, 2 y 3, la factibilidad económica se cierne en el beneficio que pueda significar el autoabastecimiento dejando de lado la dependencia absoluta de la red pública por lo que se deberá realizar un modelo de

inversión con plazo y tasa rentabilidad de conformidad a modelos contractuales que se rijan en Colombia en el marco de la contratación y leyes de servicios públicos.

4.3.1 Fuentes de financiamiento.

El marco regulatorio actual hace referencia a diferentes fuentes de financiamiento para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en los usuarios de los estratos 1 2 y 3, la primera de ellas son las inversiones propias de los usuarios a fin de reducir costos de energía en un escenario de retorno de inversión, la segunda proviene de los esquemas de subvenciones y subsidios establecidos en Colombia a partir del consumo de subsistencia calculado en 173 kWh/m⁵, otra fuente de financiación son los aportes otorgados por el gobierno a partir de FENOGE y por último, créditos a favor del usuario por energía inyectada a la red, este último podría ejecutarse a través de contratos en el que el vendedor se compromete a inyectar en la red la energía que genere, y el comprador a consumirla bajo unos términos contractuales que pueden o no restringir el despacho de dicha energía en un mercado liberalizado. Este tipo de contrato suele ser a largo plazo (v.g., la vida útil de la planta), durante este tiempo, el comprador paga por la disponibilidad de las plantas y por la energía que se genere, con una tarifa bilateral pactada libremente⁶.

Terminado el contrato, el dueño de la planta puede quedar en libertad de ofrecer su energía en el mercado, al igual que el comprador de comprarla a cualquier agente generador. Contar con un PPA en el sector eléctrico supone cubrir el riesgo de mercado a

⁵ Subsidios en Estrato 1: Hasta 60%, Subsidios en Estrato 2: Hasta el 40% y Subsidios en Estrato 3: hasta el 15%.

⁶ Contratos del tipo Power Purchase Agreement (PPA).

largo plazo a un precio razonable para ambas partes. Constituye asimismo una alternativa adecuada para asegurar un determinado nivel de garantía de suministro y fomentar la inversión en generación.

4.3.2 Costos de energía.

En Colombia la estructura tarifaria de energía están definidos en la resolución CREG 119 de 2007, donde el *Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica*⁷ de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura.

$$CUv(n, m, i, j) = G(m, i, j) + T(m) + D(n, m) + Cv(m, i, j) + PR(n, m, i, j) + R(m, i) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

CUv: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j.

- G: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente Resolución.
- T: Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m.

⁷ Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la resolución 119 de 2007, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

- D: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.
- Cv: Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).
- PR: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación (\$/kWh) asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.
- R: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j.

La variación de la tarifa de energía para ELECTRICARIBE desde enero de 2011 hasta diciembre de 2016 se muestra en la tabla 8 (Electrificadora del Caribe S.A E.S.P, 2016) Mostrando un aumento del 41% en un lapso de 72 meses, para el mismo periodo la inflación es del 23% según el comportamiento de IPC⁸ (Perfetti del Corral, Prada Lombo, & Freire Delgado, 2016).

Tabla 8
Tarifas residenciales Electricaribe.

PERIODO	MES AÑO	TARIFA	PERIODO	MES AÑO	TARIFA	PERIODO	MES AÑO	TARIFA
1	ene-11	307,34	25	ene-13	329,14	49	ene-15	342,66
2	feb-11	325,11	26	feb-13	330,98	50	feb-15	342,77
3	mar-11	330,45	27	mar-13	335,47	51	mar-15	343,86
4	abr-11	330,21	28	abr-13	334,16	52	abr-15	389,3
5	may-11	330,7	29	may-13	344,61	53	may-15	377,76
6	jun-11	335,01	30	jun-13	327,06	54	jun-15	383,42
7	jul-11	335,09	31	jul-13	329,8	55	jul-15	382,09
8	ago-11	330,95	32	ago-13	336,22	56	ago-15	384,34
9	sep-11	329,3	33	sep-13	328,27	57	sep-15	389,69

⁸ Índice de precios de consumidor

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

PERIODO	MES AÑO	TARIFA	PERIODO	MES AÑO	TARIFA	PERIODO	MES AÑO	TARIFA
10	oct-11	334,47	34	oct-13	324,1	58	oct-15	419,02
11	nov-11	343,8	35	nov-13	330,73	59	nov-15	430,44
12	dic-11	347,29	36	dic-13	329,64	60	dic-15	430,87
13	ene-12	347,91	37	ene-14	329,78	61	ene-16	454,22
14	feb-12	357,59	38	feb-14	323,84	62	feb-16	458,04
15	mar-12	337,71	39	mar-14	336,45	63	mar-16	465,72
16	abr-12	335,31	40	abr-14	336,15	64	abr-16	447,01
17	may-12	344,4	41	may-14	372,86	65	may-16	432,85
18	jun-12	331,78	42	jun-14	364,26	66	jun-16	411,06
19	jul-12	327,8	43	jul-14	361,72	67	jul-16	419,81
20	ago-12	332,28	44	ago-14	339,77	68	ago-16	414,83
21	sep-12	325,36	45	sep-14	339,78	69	sep-16	425,03
22	oct-12	333,15	46	oct-14	342,01	70	oct-16	415,54
23	nov-12	326,99	47	nov-14	347,23	71	nov-16	431,85
24	dic-12	327,81	48	dic-14	336,91	72	dic-16	439,33

Nota: la variación de los precios de venta de energía de electricaribe son mostrados en la tabla, en el periodo de cinco años se observa un incremento del 42% en el periodo 2011, 2016.

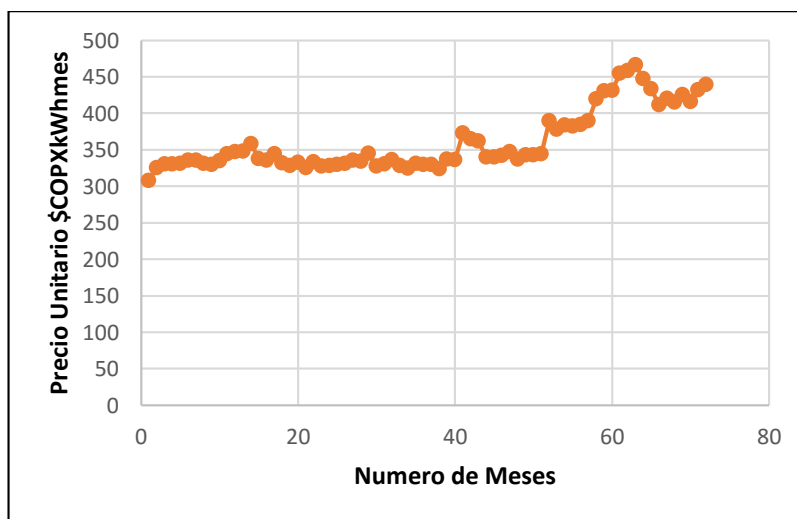


Figura 17. Crecimiento precio de energía. **Fuente:** (Electricaribe, 2016)

De mantenerse esa diferencia porcentual de aumento del costo de energía superior a la inflación, supone un beneficio mayor para la economía de los hogares de los estratos 1, 2 y 3 que opten por este tipo de sistemas; Por otro lado, el marco legal vigente habla de créditos de energía, pero aún no se establece la metodología de remuneraron y valoración de estos

créditos valores, que en todo caso deberían ir asociados a los precios de energía en bolsa referidos a la persecución de la demanda, precio de escases y precio máximo de generación con techo y sin techo; En este sentido los precios de energía en Colombia son inversamente proporcionales al nivel de los embalses siendo el año 2016 el año más crítico con una reserva en embalses de 26.51% para el mes de abril como lo muestra la figura 18, sin embargo, para el día 29 de noviembre de 2016 el nivel de los embalses fue del 72,56% como se muestra en la figura 19. Para el mes de abril los precios de venta de energía en bolsa llegaron a su máximo de precio de escasez (Empresa et al., 2017).

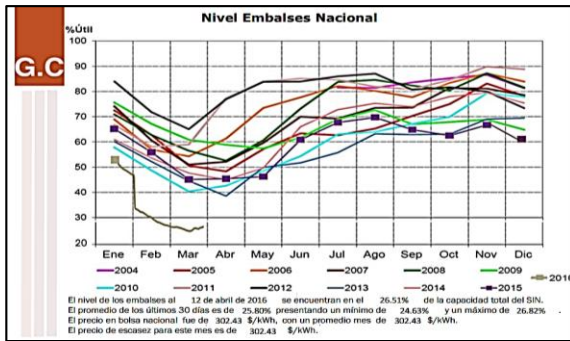


Figura 18. Capacidad de generación Fuente: (Empresa et al., 2017).

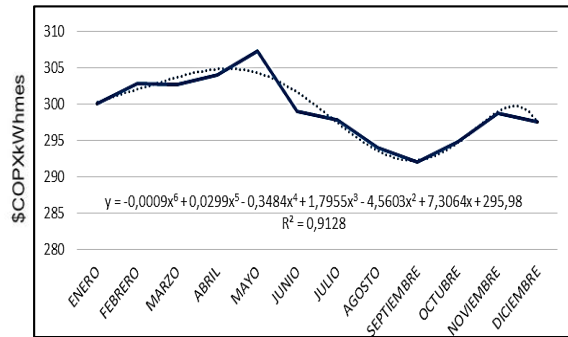


Figura 19. Variación del Precio de Energía en Bolsa 2011-2016.

En consecuencia la recuperación de inversiones de sistemas de generación con fuentes renovables de energía también es inversamente proporcional al nivel de los embalses.

La energía durante el año 2016 tuvo máximos de 900 pesos por kWh de precio e bolsa sin techar y mínimos de 75 para esa misma categoría, el promedio de precio techado fue de 170 pesos y el precio de escasez se ubicó en los 302 pesos por kWh/m. Según esta misma publicación el mejor periodo para los embalses fue el año 2012 con una mínima de 65%.

4.3.3 Subsidios.

Para el año 2015, según (“Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas,” 2017), los pagos de subsidio de energía para los usuarios normalizados de los estratos 1, 2 y 3 para el departamento del Atlántico fue de 180 mil millones de pesos; Según la SSPD, el pago de subsidios por consumos de energía pasó de 44 mil millones en 2003 a 180 mil millones en 2015, con un incremento del 309%, esto asociado al incremento del número de suscriptores y el aumento en costos de energía por encima de la inflación. Esta publicación incluye subsidios para usuarios normalizados y no normalizados.

La tendencia al aumento en el pago de subsidios en el departamento del Atlántico depende de dos variables, la primera es la indexación o incremento en los costos de energía que como se ve fue de 18 puntos por encima de la inflación en un periodo de 72 meses; y la segunda es el incremento en el número de usuarios, cuyo incremento fue del 65% en los últimos 12 años.

Según (Energ et al., 2014), las contribuciones de energía pagadas por los usuarios de los estratos 5 y 6, usuarios industriales, comerciales, oficiales especiales, y distritos de riesgo fue de 62.918 millones de pesos para el año 2015, con un incremento del 27% desde el año 2003; como se observa el balance entre contribuciones y subsidios, genera un déficit de 118 mil millones de pesos para el año 2015. De lo anterior se concluye que como bases para la estimación de fuentes de financiación se tiene:

- El pago de los consumos energéticos, lo cuales en promedio ascienden a 307.794 millones de pesos para el año 2015, los cuales pueden ser proyectados a futuro bajo dos escenarios, el primero en relación a la inflación y el segundo según la tendencia de aumento de precios de energía.

- Los subsidios pagados por la nación ascienden para ese mismo periodo a 157.160 millones de pesos.
- Excedentes de energía inyectados a la red y redimidos como créditos de energía. Para este estudio se propone que el valor del crédito equivalente al costo de generación, sea el precio de escasez de la bolsa más un precio de compensación por rendimiento de zona.
- Auxilios provenientes de FENOGE, fondo que debe ser reglamentado por el gobierno nacional para la promoción de energías limpias.

4.3.4 Indicadores de factibilidad.

Para la implementación de energía solar FV en la autogeneración de energía, se debe establecer la factibilidad del proyecto, no solo desde el punto de vista técnico y jurídico, sino fundamentalmente desde el punto de vista económico, no obstante, dentro de los objetivos del presente documento está el proponer sistemas que reduzcan los costos por consumos de electricidad para los usuarios residenciales 1, 2 y 3 del departamento.

Para determinar la viabilidad del proyecto mediante la disminución de costos de consumo (ahorro) se debe determinar el nivel de inversión y la tasa de interés aplicable para este tipo de sistemas, así como el periodo o vida útil de este, también se deben valorar los costos de mantenimiento y plantear un escenario de ingresos Vs. egresos.

La vida útil del sistema determina el periodo de evaluación; la regla de inversión más sencilla es la del periodo de recuperación de la inversión, que se basa en el concepto de: *“una oportunidad que paga su inversión inicial rápido, es una buena idea”*. Para aplicar la regla del período de recuperación primero se calcula la cantidad de tiempo que toma recuperar la inversión inicial, llamado *“periodo de recuperación”*. Si el periodo de

recuperación es menor que una extensión predeterminada de tiempo (por lo general, algunos años) el proyecto se acepta; en otro caso, se desecha. Por ejemplo, una compañía puede adoptar esta regla con la que hará cualquier proyecto cuyo periodo de recuperación sea menor a dos años, en este caso el periodo de recuperación será de 15 años correspondiente a la vida útil del sistema (Jonathan Berk, 2008).

Cuando se calcula el valor de un costo, o beneficio, en términos de efectivo de hoy, se hace referencia a éste como el valor presente (VP). De manera similar, se define el valor presente neto (VPN), de un proyecto, o inversión, como la diferencia entre el valor presente de sus beneficios, y el valor presente de estos costos, así (Jonathan Berk, 2008):

$$VPN = VP(\text{Beneficios}) - VP(\text{Costos}) \quad \text{Ecuación}$$

6

Para el valor presente de beneficios representa lo que el usuario pagará en el sistema de autogeneración y el valor presente de costos representa lo que el usuario debería pagar en el sistema convencional; el valor presente neto representa el ahorro que obtendría el usuario mediante la operación, el proyecto se considera viable en la medida que VPN sea positivo.

El beneficio está determinado por el ahorro o el menor valor pagado, por lo que la relación para determinar la viabilidad del proyecto es:

$$VP_{\text{ahorrado}} = VP(\text{Costos Sistema Convensional}) - VP(\text{Costos Sistema Autoconsumo}) \quad \text{Ecuación}$$

7

De manera porcentual, el beneficio total del usuario esta dado como la relación de valor ahorrado y el valor final pagado en el sistema de autogeneración.

$$\text{Beneficio \%} = \frac{VP_{\text{ahorrado}}}{VP(\text{Costos Sistema Convensional})}$$

Ecuación 8

En ciertas situaciones se conoce el valor presente y los flujos de efectivo de una oportunidad de inversión, pero no la tasa de interés que los iguala. Dicha tasa de interés se denomina tasa interna de rendimiento (TIR), y se define como aquella que hace que el valor presente neto de los flujos de efectivo sea igual a cero (Jonathan Berk, 2008).

$$VPN = -V_{\text{inversion}} + \frac{V_{\text{recibido}}}{(1 + TIR)^n}$$

Ecuación 9

Donde (*n*) representa el número de periodos de evaluación del proyecto.

Bajo estas circunstancias se establece que los indicadores de factibilidad económica para la implementación de estas tecnologías son:

- Tasa Interna de retorno.
- Beneficio por usuario.

Bajo el actual esquema de subvenciones para los estratos 1, 2 y 3, y dados los objetivos de la Ley 1715, se debe reemplazar el esquema de subvenciones por los sistemas FV, por lo que el beneficio general debe incluir, no solo la disminución de los costos que vienen pagando los usuarios, sino también, los costos que el gobierno viene pagando por subsidios.

5 Análisis de factibilidad.

Para la evaluación de factibilidad, se plantea un modelo basado variables de entrada, parámetros del modelo de análisis, restricciones y variables de salida; en este caso las entradas son:

- Consumo.
- Rendimiento zonal.
- Inversión.
- Estrato.
- Precio Base venta de energía.

Los parámetros de modelo de análisis son:

- IPC.
- IPP.
- Tasa De Interés.
- Periodo De Recuperación.
- Crecimiento Del Consumo.
- Subsidios Actuales.
- Costos De AO&M.
- Aumento De Los Precios De Energía.
- Precios De Compra De Energía.

Las restricciones son:

- Maxima Capacidad De Generación
- Beneficio Máximo Permitido.

Por último la respuesta del sistema es

- Tasa Interna de retorno
- Precio de final Venta de Energía

Se diseña el sistema de autogeneración sin que la inyección máxima de energía generada supere los límites de demanda máxima contratada para cada tipo de usuario (Kant et al., 2016), este último define la capacidad del inversor, que para todos los casos se utiliza la eficiencia media garantizada por los fabricantes.

Se adopta la tasa y el plazo *Findeter* para vivienda de interés social, aplicable para este tipo de proyecto (Inversionistas, 2017), se asume la inflación proyectada por (Perfetti del Corral et al., 2016).

El incremento de los precios de energía se proyecta con la tendencia mostrada desde los últimos 15 años en la figura 17 (“No Title,” 2017), esta misma tendencia de aumento de precio se utiliza para proyectar el precio de compra de energía inyectada a la red con precio base de venta a precio de escasas en bolsa para febrero de 2017 (Empresa et al., 2017).

Tabla 9.
Parámetros económicos de entrada.

PARAMETRO	VALOR	PARAMETRO	VALOR
INTERES INVERSION TASA E.A.	5,04%	PRECIO BASE DE VENTA	380
Tasa base Findeter para proyectos de vivienda de interés social		Generación precio de escasas febrero de 2017 \$copa	
PERIODO RECUPERACION MESES	180	PRECIO DE COMPRA DE ENERGIA Sector residencial ELECTRICARIBE febrero de 2017 \$COP (“No Title,” 2017)	434
IPC PROYECTADO E.A.	3,0%	FENOGE (AUX ENERGIAS LIMPIAS) \$COP	VARIABLE
CRECIMIENTO DE CONSUMO E.A.	1%	CONSUMO DE SUBSISTENCIA kWh/m	173
SUBSIDIO ESTRATO 1 (Botero et al., 2009)	60%	TASA PROYECTADA INCREMENTO DE ENERGIA E.A.	6%
SUBSIDIO ESTRATO 2 (Botero et al., 2009)	40%	OA&M SIN BATERIAS (UPME, 2014)	10%

PARAMETRO	VALOR	PARAMETRO	VALOR
PROMEDIO DEPARTAMENTAL (Botero et al., 2009)	30%	TASA DE PERDIDA DE EFICIENCIA SISTEMA SOLAR A PARTIR DEL AÑO 11 (Kant et al., 2016)	8%

Nota: Las Variables macro económicas son las promedio del periodo 2011-2015 publicadas por el DANE, los precios de energía corresponden a los publicados por electricaribe en el año 2015 y XM para el precio de venta febrero de 2017.

El crecimiento de consumo es el mismo utilizado para el cálculo de SDL del 1% anual para el sector residencial; Los costos de mantenimiento del sistema FV, son los mismo costos planteados para zonas no interconectas como: el costo de baterías, costos de transporte y los costos de mantenimiento (los cuales no incluyen la reposición de partes, solo ajuste, limpieza, pintura, y pruebas de desempeño).

Por último, el modelo se parametriza con la perdida de eficiencia de los paneles del 8% anual durante los 5 últimos años de vida del proyecto.

5.1 Balance energético

Para este ejemplo, se piensa en un modelo departamental asumiendo los valores promedio de consumo, temperatura, velocidad de viento e irradiación en todo el departamento; La curva de consumo diaria se contrasta con la curva W_p , a pesar que el pico de generación se presenta en horas de bajo consumo, la energía consumida en esa franja horaria puede definirse como energía pro-consumida, luego, la diferencia entre generación y consumo en el Pico W_p se denomina *energía inyectada a la red o excedentes de energía*; por último la energía consumida en horarios fuera de W_p es energía tomada de la red dado que el sistema propuesto no incluye almacenamiento.

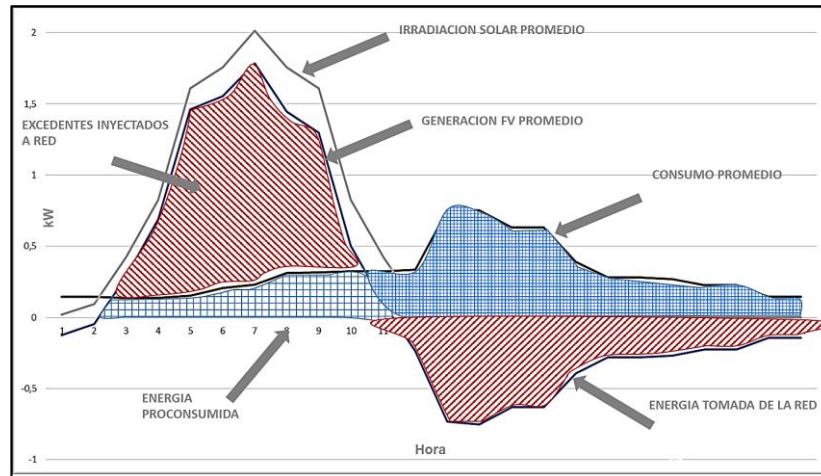


Figura 20. Curva de consumo generación.

Se debe aclarar que en algún momento de la franja de hora pico solar, puede darse que la demanda de energía supere la capacidad de generación, en ese momento la energía inyectada pasaría a ser negativa por ende, el costo de liquidación sería el precio de venta del operador de red, esta operación diaria se puede analizar en la Tabla 10.

El balance energético consiste en transar los valores de energía pro-consumida, energía inyectada a la red y energía tomada de la red con a la capacidad instalada y al rendimiento global del sistema.

En ese orden de ideas, el sistema de generación estándar, propuesto en la sección anterior se somete a evaluación para satisfacer el consumo promedio diario, obteniendo como resultado un bono energético de 6.1 kWh a favor del usuario; Para este diseño estándar, también se asume el promedio de las variables *Climatológicas multianual* y *Multizonal*, aclarando que no se pronostican cambios climatológicos severos durante el periodo de evaluación, sin embargo, si se establece la disminución del rendimiento de los paneles a partir del año 11, por lo que los 6.1 kWh excedentes promedio diario empiezan a

disminuir a partir ese periodo llegando casi hasta el 50%; momento en el cual el sistema debería ser repotenciado.

Los resultados de balance energético diario, se expresan en términos de kWh se llevan la proyección financiera descrita en la tabla 11 por un periodo de 180 meses donde son afectados por la tarifa de compra y la tarifa de venta, en este caso la tarifa de energía pro-consumida es la misma tarifa de energía comprada a la red, por último la tasa interna de retorno se calcula en los ahorros proyectados.

Nótese en la figura 21, que la energía de pro-consumo y energía comprada de la red, aumentan; sin embargo, la generación e inyección a red decrecen en los últimos 5 años de vida del sistema

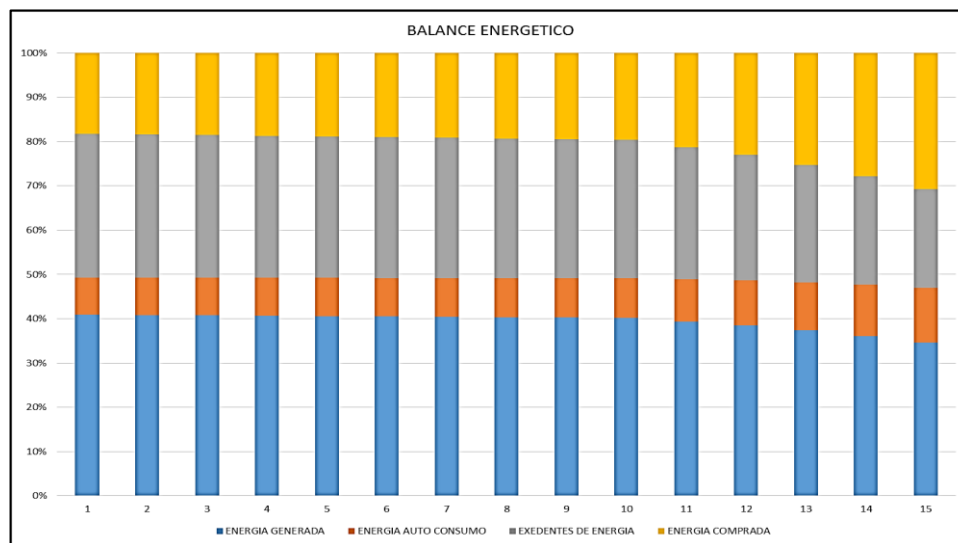


Figura 21. Balance energético.

Tabla 10.
Dinámica de generación y consumo promedio día.

Perfiles De Consumo Horario Y Generación Kw Año 1												Balance Energético				
hora	h	ind	con	pot	capa	ren	ren	rend	ren	rendi	ge	balance	e	ene	ene	
		icador	sumo	encial	idad	dimiento	dimiento	imiento	dimiento	miento	neración	energético	nergía	rgía	rgía	
		horario	horario	zona	instalada	paneles	zonal	inversor	sistema	general	real		auto	excedente	comprada	
						solares			cableado,				consumo			
									conexione							
						solares			s y							
						solares			perdidas							
6:	0,0	0,1	0,01	3	100%	77	86%	86	5	0,0211851	-	0,021	0	0,1		
00:00 a. m.	1932079	4446795	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,0211851	0,12328285	185102	0	2328285		
7:	0,0	0,1	0,05	3	100%	77	86%	86	5	0,0953329	-	0,095	0	0,0		
00:00 a. m.	1909564	4278443	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,0953329	0,04745147	332961	0	4745147		
8:	0,0	0,1	0,2	3	100%	77	86%	86	5	0,4237020	0,28	0,135	0,28	0		
00:00 a. m.	1811474	3544994	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,4237020	825211	449939	8252109	0		
9:	0,0	0,1	0,39	3	100%	77	86%	86	5	0,8262189	0,69	0,135	0,69	0		
00:00 a. m.	1811474	3544994	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,8262189	076905	449939	0769055	0		
1 0:00:00 a. m.	0,0	0,1	0,76	3	100%	77	86%	86	5	1,6100677	1,45	0,150	1,45	0		
	2014571	506362	,72	3	100%	77	86%	86	5	1,6100677	943159	636197	9431586	0		
1 1:00:00 a. m.	0,0	0,2	0,83	3	100%	77	86%	86	5	1,7583634	1,55	0,205	1,55	0		
	2750943	0569716	,72	3	100%	77	86%	86	5	1,7583634	266633	697165	2666334	0		
1 2:00:00 p. m.	0,0	0,2	0,95	3	100%	77	86%	86	5	2,0125847	1,78	0,230	1,78	0		
	3076351	30029	,72	3	100%	77	86%	86	5	2,0125847	255573	028996	2555732	0		
1 00:00 p. m.	0,0	0,3	0,83	3	100%	77	86%	86	5	1,7583634	1,44	0,312	1,44	0		
	4173337	1205434	,72	3	100%	77	86%	86	5	1,7583634	630916	054344	6309156	0		
2 00:00 p. m.	0,0	0,3	0,76	3	100%	77	86%	86	5	1,6100677	1,29	0,314	1,29	0		
	4206813	1455741	,72	3	100%	77	86%	86	5	1,6100677	551037	557409	5510373	0		
3 00:00 p. m.	0,0	0,3	0,39	3	100%	77	86%	86	5	0,8262189	0,50	0,321	0,50	0		
	4304902	218919	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,8262189	432709	8919	4327094	0		
4 00:00 p. m.	0,0	0,3	0,2	3	100%	77	86%	86	5	0,4237020	0,10	0,321	0,10	0		
	4304902	218919	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,4237020	181015	8919	1810148	0		
5 00:00 p. m.	0,0	0,3	0,05	3	100%	77	86%	86	5	0,0953329	-	0,095	0	0,2		
	4467606	3405782	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,0953329	0,23872485	332961	0	3872485		
6 00:00 p. m.	0,1	0,7	0,01	3	100%	77	86%	86	5	0,0211851	-	0,021	0	0,7		
	0056884	519867	,72	3	100%	77	86%	86	5	0,0211851	0,7308016	185102	0	308016		

Perfiles De Consumo Horario Y Generación Kw Año 1												Balance Energético				
hora	h	ind	con	pot	capa	ren	ren	rend	ren	rendi	ge	balance	e	ene	ene	
		icador	sumo	encial	cidad	dimiento	dimiento	imiento	dimiento	miento	neración	energético	nergía	rgía	rgía	
		horario	horario	zona	instalada	paneles	zonal	inversor	sistema	general	real		auto	excedente	comprada	
						solares			cableado,				consumo			
									conexiones							
									y							
									perdidas							
7:	0,1	0,7	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,7		
00:00 p.m.	0056884	519867	,72		%		%		7%		0,7519867			519867		
8:	0,0	0,6	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,6		
00:00 p.m.	8432485	30525	,72		%		%		7%		0,630525			30525		
9:	0,0	0,6	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,6		
00:00 p.m.	8432485	30525	,72		%		%		7%		0,630525			30525		
1	0,0	0,3	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,3		
00:00 p.m.	5234942	9143403	,72		%		%		7%		0,39143403			9143403		
1	0,0	0,2	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,2		
1:00:00 p.m.	3754062	8070372	,72		%		%		7%		0,28070372			8070372		
1	0,0	0,2	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,2		
2:00:00 a.m.	3754062	8070372	,72		%		%		7%		0,28070372			8070372		
1:	0,0	0,2	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,2		
00:00 a.m.	3591358	685378	,72		%		%		7%		0,2685378			685378		
2:	0,0	0,2	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,2		
00:00 a.m.	3039656	2728519	,72		%		%		7%		0,22728519			2728519		
3:	0,0	0,2	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,2		
00:00 a.m.	3039656	2728519	,72		%		%		7%		0,22728519			2728519		
4:	0,0	0,1	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,1		
00:00 a.m.	1921756	4369614	,72		%		%		7%		0,14369614			4369614		
5:	0,0	0,1	0	3	100%	77	86%	86	5	0	-	0	0	0,1		
00:00 a.m.	1921756	4369614	,72		%		%		7%		0,14369614			4369614		
total consumo diario previsto	8	7	5,2	5,42						5	11,482325	6,21	2,360	9,12	5,1	
												23255	693914	1631587	1663942	

Notas: dinámica de generación se refiere la capacidad de generación de la instalación solar fotovoltaica durante un día, y describe el flujo de energía desde la fuente solar hacia la atención del consumo o hacia la red, o desde la red hacia la atención del consumo según la hora del día.

5.1.1. Transacción Energética.

El modelo plantea garantizar al gobierno nacional la reducción de costos por subsidios de los estratos 1, 2 y 3 en sentido a de la Ley 1715, y disminuir los costos finales pagados por cada usuario en 30%; para ello se establece que el precio de venta de energía permita compensar las diferencias en los resultados dadas las diferencias de respuesta térmica, o desempeño zonal de los sistemas FV; este factor de ajuste parte del precio de escases para febrero de 2017 igual a 380 pesos colombianos

El modelo de factibilidad plantea el cálculo de la energía requerida durante el periodo de 180 meses; el cálculo de la energía tomada e inyectada a la red, de conformidad al perfil de carga mostrado en la página 27 , se establece la transacción energética como:

$$\begin{array}{r}
 V_{\text{Bono energetico}} \\
 = V_{\text{Energia Generada}} - V_{\text{Energia Proconsumida}} \\
 - V_{\text{Energia Comprada}}
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{l}
 \text{Ecuación} \\
 2
 \end{array}$$

Entendiéndose energía pro-consumida como la energía producida por el sistema de autogeneración consumida en la franja horaria de Radiación solar y defínase bono energético como el saldo a favor del usuario. La energía pro-consumida y la energía inyectada a la red son el ingreso de la operación; y la energía comprada a la red, el pago de inversión, los costos de financiamiento y los costos de mantenimiento sin reposición de partes, son los egresos del proyecto. Al realizar esta operación se puede establecer cuál es el valor final pagado por el usuario, que al contrastar contra los pagos que debería realizar en el sistema convencional se evidencia un beneficio económico significativo, el cual se proyecta, sea del 30%. En el cálculo de pago por el usuario de sus consumos energéticos en el sistema convencional se tiene en cuenta el subsidio estatal, es decir, el cálculo de cuando debería pagar el usuario se hace después de subsidio, en este orden de ideas, el beneficio

incluye la cobertura del 100% de subsidios y subvenciones. La tasa interna de retorno se proyecta en términos de la diferencia del pago final bajo el sistema de autogeneración en comparación de lo que se pagaría en el sistema convencional en el periodo de 180 meses. La Tabla 12 se muestra el modelo de transacción financiera y los cálculos de pago y ahorro de cada usuario, la última columna muestra el ahorro proyectado que para los dos primeros años es negativo, es decir, los dos primeros años se asume los costos de amortización de la inversión. En teoría financiera la deuda de inversión pierde valor en el tiempo, mientras que el ingreso adquiere valor, sin embargo, podría adaptarse el modelo a cuotas fijas con restricciones al consumo, lo que permitiría al usuario tener un panorama menos complejo en términos de análisis.

Tabla 11.
Proyección financiera.

Año	A	Energía Generada	Energía Auto Consumo	Excedentes De Energía	Energía Comprada	Valor Energía Auto Consumo	Valor Excedentes	Valor Energía Comprada	Transacción Energética
1	4.19	86	3.32	1.86	373.95	1.115.3	810.526	678.778	
2	1,00 4.19	1,7 86	9,40 3.32	7,60 1.88	7,50 423.96	47,50 1.250.2	,90 920.229	,20 754.017	
3	1,00 4.19	9,4 87	1,60 3.31	7,10 1.90	5,70 453.45	81,30 1.322.1	,80 985.637	,20 789.988	
4	1,00 4.19	7,3 88	3,80 3.30	6,80 1.92	8,00 485.00	68,70 1.398.1	,70 1.055.6	,90 827.464	
5	1,00 4.19	5,2 89	5,90 3.29	6,70 1.94	6,10 518.75	48,30 1.478.4	89,80 1.130.7	,60 866.488	
6	1,00 4.19	3,2 90	7,90 3.28	6,90 1.96	3,50 554.85	50,20 1.563.3	15,50 1.211.0	,20 907.103	
7	1,00 4.19	1,3 90	9,80 3.28	7,20 1.98	3,80 593.47	16,90 1.653.0	67,70 1.297.1	,10 949.351	
8	1,00 4.19	9,4 91	1,60 3.27	7,70 2.00	1,50 634.78	04,60 1.747.7	24,10 1.389.2	,90 993.275	
9	1,00 4.19	7,7 92	3,40 3.26	8,40 2.02	2,20 678.97	83,20 1.847.9	89,40 1.487.9	,90 1.038.9	
0	1,00 4.19	6 93	5,00 3.25	9,40 2.05	4,10 726.24	37,80 1.953.7	97,00 1.593.7	15,00 1.086.3	
1	1,00 3.85	4,4 93	6,60 2.91	0,50 2.07	8,60 771.21	69,00 1.856.7	10,60 1.712.5	06,90 915.385	
1	5,80 3.52	6,1 93	9,70 2.58	8,70 2.10	4,90 818.01	04,00 1.741.6	33,50 1.841.0	,50 718.614	
2	1 0,50 3.18	6,7 92	3,80 2.26	8,20 2.15	2,10 856.14	91,50 1.615.0	88,90 1.990.6	,60 480.532	
3	1 5,20 2.84	4,9 91	0,30 1.93	0,50 2.19	8,00 895.98	70,40 1.466.9	85,50 2.151.8	,90 211.084	
4	1 9,90 2.51	3,1 90	6,80 1.61	3,00 2.23	7,60 937.60	28,90 1.295.1	32,30 2.325.3	,30 -	
5	1 4,60	1,4 3,20	5,70	3,10	36,70	92,90	92.653,20		

Nota: la dinámica de generación diaria se proyecta a valores anuales, la indexación anual de variables macroeconómicas es aplicada a las tarifas y el rendimiento de los paneles a la capacidad de generación por lo que se ve la variación anual en la relación energía proconsumida, generada e inyectada a la red.

Tabla 12.
Proyección financiera (continuación).

Pago De Inversión	Ao&M	Total Egresos	Balance	Saldo Operativo	Total Consumo	Subsidio Actual	Actual	Pago	Ahorro Proyectado
-	-	-	-	-	1.184.	270.	914.1	-	-
1.664.475,30	166.447,50	1.830.922,80	1.152.144,70	1.152.144,70	484,40	295,20	89,20	237.955,50	-
-	-	-	-	-	1.344.	291.	1.052.	-	-
1.664.475,30	171.441,00	1.835.916,30	1.081.899,10	1.081.899,10	195,50	918,80	276,70	29.622,40	-
-	-	-	-	-	1.439.	315.	1.123.	72.75	-
1.664.475,30	176.584,20	1.841.059,50	1.051.070,60	1.051.070,60	095,70	272,30	823,40	2,80	-
-	-	-	-	-	1.540.	340.	1.200.	181.3	-
1.664.475,30	181.881,70	1.846.357,00	1.018.892,40	1.018.892,40	695,90	494,10	201,80	09,30	-
-	-	-	-	-	1.649.	367.	1.281.	296.4	-
1.664.475,30	187.338,20	1.851.813,50	985.325,30	985.325,30	469,00	733,60	735,40	10,10	-
-	-	-	-	-	1.765.	397.	1.368.	418.4	-
1.664.475,30	192.958,30	1.857.433,60	950.330,50	950.330,50	921,50	152,30	769,20	38,70	-
-	-	-	-	-	1.890.	428.	1.461.	547.8	-
1.664.475,30	198.747,10	1.863.222,40	913.870,40	913.870,40	595,60	924,50	671,10	00,60	-
-	-	-	-	-	2.024.	463.	1.560.	684.9	-
1.664.475,30	204.709,50	1.869.184,80	875.908,80	875.908,80	071,60	238,50	833,10	24,30	-
-	-	-	-	-	2.166.	500.	1.666.	830.2	-
1.664.475,30	210.850,80	1.875.326,10	836.411,10	836.411,10	971,10	297,60	673,50	62,40	-
-	-	-	-	-	2.319.	540.	1.779.	984.2	-
1.664.475,30	217.176,30	1.881.651,60	795.344,60	795.344,60	959,20	321,40	637,90	93,20	-
-	-	-	-	-	2.483.	583.	1.900.	927.4	-
1.664.475,30	223.691,60	1.888.166,90	972.781,40	972.781,40	748,30	547,10	201,30	19,90	-
-	-	-	-	-	2.659.	630.	2.028.	852.6	-
1.664.475,30	230.402,30	1.894.877,60	1.176.263,00	1.176.263,00	101,00	230,80	870,20	07,20	-
-	-	-	-	-	2.846.	680.	2.166.	744.9	-
1.664.475,30	237.314,40	1.901.789,70	1.421.256,80	1.421.256,80	833,50	649,30	184,20	27,50	-
-	-	-	-	-	3.047.	735.	2.312.	614.8	-
1.664.475,30	244.433,80	1.908.909,10	1.697.824,90	1.697.824,90	820,00	101,20	718,70	93,90	-
-	-	-	-	-	3.262.	793.	2.469.	460.1	-
1.664.475,30	251.766,80	1.916.242,10	2.008.895,30	2.008.895,30	996,00	909,30	086,70	91,40	-

Nota: Restar a la inyección de energía a la red, la energía proconsumida y la energía tomada de la red, el resultado se abona a la deuda de inversión inicial y costos de operación y mantenimiento, restar el saldo de esta operación al valor real con el sistema actual se considera el ahorro obtenido.

Los cálculos para el diseño promedio departamental, muestran la posibilidad de ahorro hasta del 30% que representa 42.000 \$COP menos en promedio mensual de lo que paga actualmente un usuario residencial del estrato 1, 2 y 3 ;También es posible asumir el 100% de los costos de subvenciones, Por tanto se espera una rentabilidad cercana al 54% en un periodo de 180 meses con un precio de venta de energía inyectada a la red de 380 \$COP más 40\$COP de compensación, debido al bajo promedio de rendimiento del sistema.

A pesar que este resultado se calcula con base a promedios departamentales de consumo y radiación solar, no puede ni debe asumirse el resultado como instalación y modelo promedio departamental, en consecuencia el resultado promedio departamental es el promedio de todos los resultados por cada uno de los municipios; En algunos casos el precio de venta de energía podría aumentar o podría disminuir, lo mismo ocurre con la rentabilidad. Cada vez que es más rentable para el usuario consumir el 100% de lo que genera porque estaría enfrentándose a un valor muy alto de venta.

Tabla 13
Resultados diseño estándar.

Inversor Requerido kW	2,86
Paneles Requeridos Uni	12,00
Valor De La Inversión \$COP	17.494.005,64
Cuota Fija Pago De Inversión Mensual \$COP	\$138.706,28
Costo Mensual De Ao&M \$COP	17.198,57
Costos Mensuales Sistema Pv \$COP	155.904,85
Energía Consumida Promedio Mensual kWh	244,07
Energía Generada Promedio Mensual kWh	321,31
Energía Proconsumida Promedio Mensual kWh	75,49
Energía Tomada De La Red Precio Mensual kWh	168,58
Excedentes De Energía Promedio Mensual kWh	245,826
Transacción Energética Promedio Mensual \$COP	57.938,67
Subtotal Pago Proyectado Por El Usuario \$COP	97.966,18
Costo De Energía Real Sistema Actual \$COP	175.699,77
Subsidio Promedio 30% Sobre 173 kWh	34.952,13
Total Pagado Por El Usuario \$COP	140.747,64
Ahorro Proyectado \$COP	42.781,46
Beneficio Estatal	100%
Beneficio Usuario	30%
Tasa Interna De Retorno	54%
Compensación Fenoge Cop\$X kWh Venta	40

Nota: Los resultados muestran la dimensión de la estación de generación para un usuario de consumo promedio en las condiciones ambientales promedio del departamento.

5.2 Resultados finales.

El anterior modelo fue corrido para cada tipo de usuario, zona y consumo promedio; como era de esperarse, los costos de inversión pierden linealidad cuando los sistemas se enfrentan a las diferentes variaciones climáticas zonales donde la respuesta térmica de los sistemas no es la misma, lo que da como resultado, altas inversiones para bajos consumos.

La dinámica de generación departamental muestra que para el 99% de los usuarios de todos los estratos, la generación es mayor que el consumo propio, luego en los estratos 1 y 2, el consumo tiene cierta paridad con los excedentes inyectados a red, entre tanto que para el estrato 3 los excedentes superan el consumo lo que permite mejores niveles de rentabilidad, esto se da porque en el estrato 3 la instalación la limita un inversor de 2.6 kW que es casi el doble de los estratos 1 y 2.

El ahorro final proyectado es la diferencia de costos entre el sistema convencional actual y el sistema de autogeneración solar fotovoltaico garantizando en todos los casos un ahorro preliminar del 100% en subsidio y un ahorro del 30%.

Las tablas 27 y 28 del Anexo 1 contienen de modo específico los resultados para cada municipio, en ella se puede ver que las tasas internas de retorno varían desde el 13% hasta el 71% entre tanto que del precio de compra de energía inyectada a la red varía desde los 270 \$COP hasta los 491 \$COP, siendo que el promedio se ubica sobre los 365 \$COP, es decir 15 pesos menos que el precio de escases del mes de febrero de 2017, esto quiere decir que el umbral de precio de venta de generación puede bajar o que la tasa de interés puede subir, en todo caso se estima que el gobierno nacional cese el pago de subsidios a cambio de recibir beneficios por la promoción de estos sistemas.

La figura 22 muestra la relación Consumo, paneles e inversor, Como era de esperarse, el número de paneles tiene una relación lineal con la potencia del inversor, siendo el estrato 3 el sector más crítico en el cual el número de paneles aumenta considerablemente en relación a la potencia del inversor.

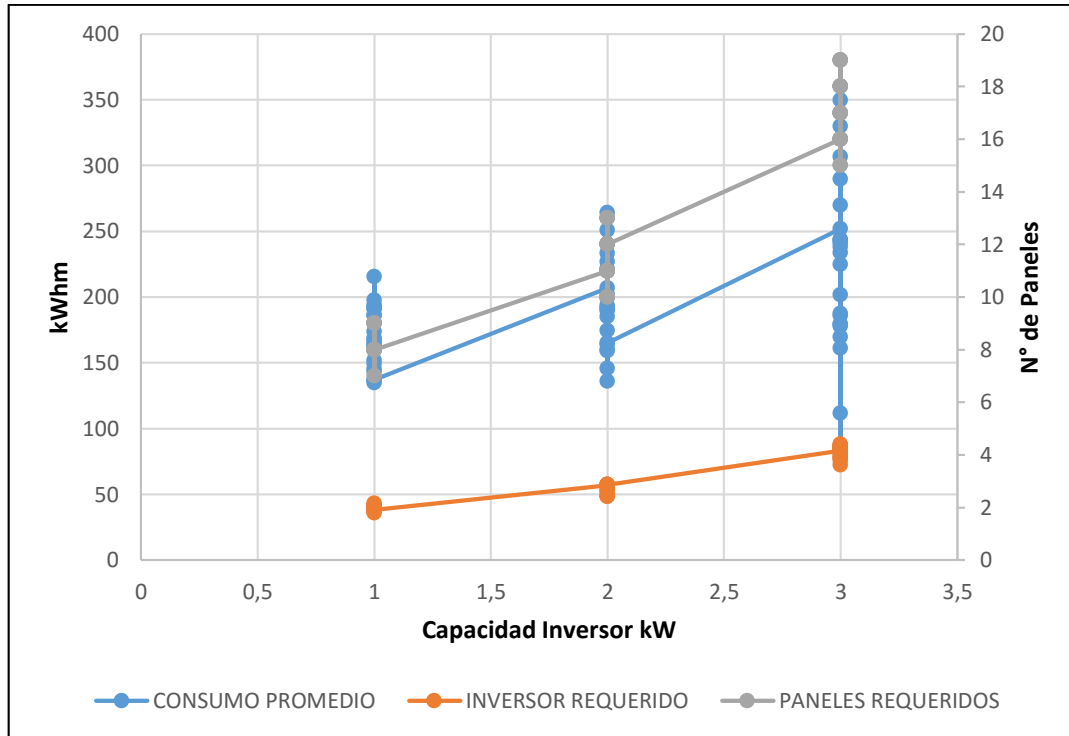


Figura 22. Paneles e Inversores.

Por otro lado en la Figura 23, los costos de inversión no dependen del estrato ni del consumo, toda vez que está directamente afectado por el rendimiento zonal.

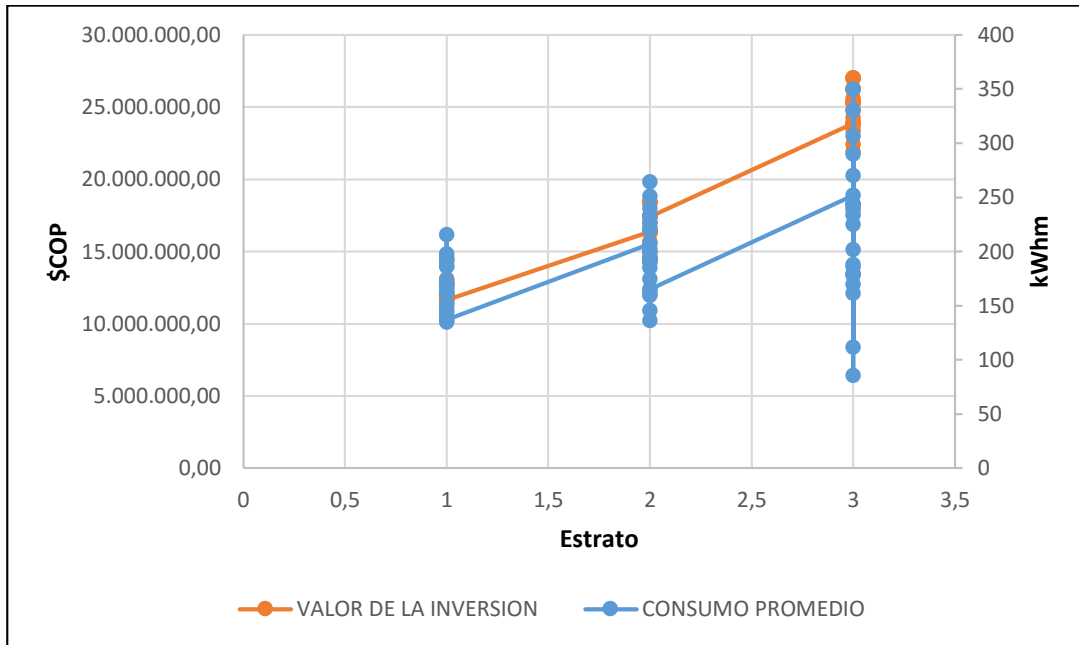


Figura 23. Consumo Vs Inversión.

La tarifa final de venta tiene un comportamiento claro, en promedio es mayor la tarifa de venta en el estrato 1, mientras que el estrato 3 recibiría el menor valor como se ve en la Figura 24.

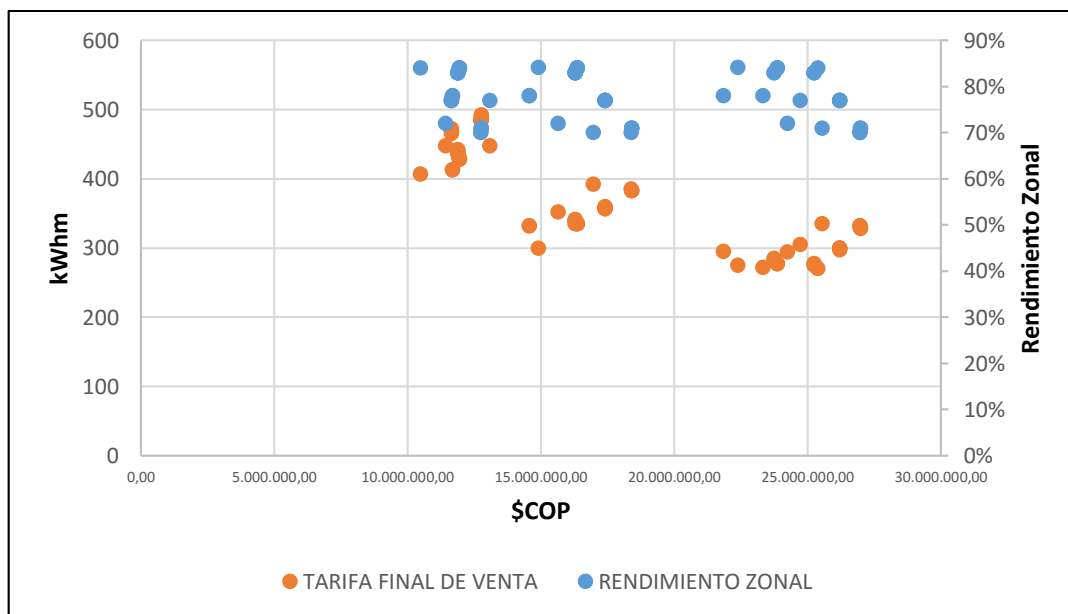


Figura 24. Rendimiento zonal y tarifa de venta.

Claramente la tarifa muestra un comportamiento de decrecimiento desde el estrato uno al estrato 3, del mismo modo se evidencia que la diversidad de usuarios más afectados por el rendimiento zonal pertenece al estrato 3.

La tir evidencia tener relacional lineal con otras variables como se ve en la Figura 25, en el análisis de cada tipo de usuario se pudo verificar la tir que validara la factibilidad de cada instalación

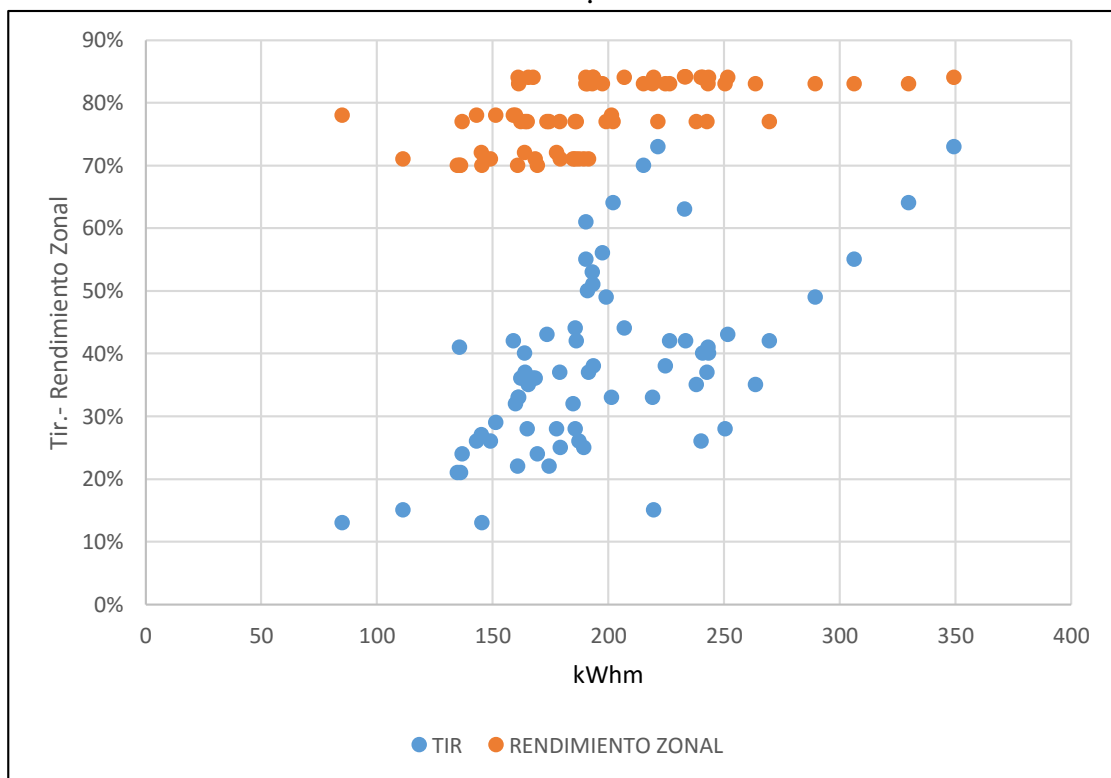


Figura 25. Tir, Rendimiento Zonal Y Consumo.

Por último, se puede observar un correlacion inversa fuerte entre la tarifa final de venta y rendimiento zonal para cada rango de consumo como se ve en la figura 26.

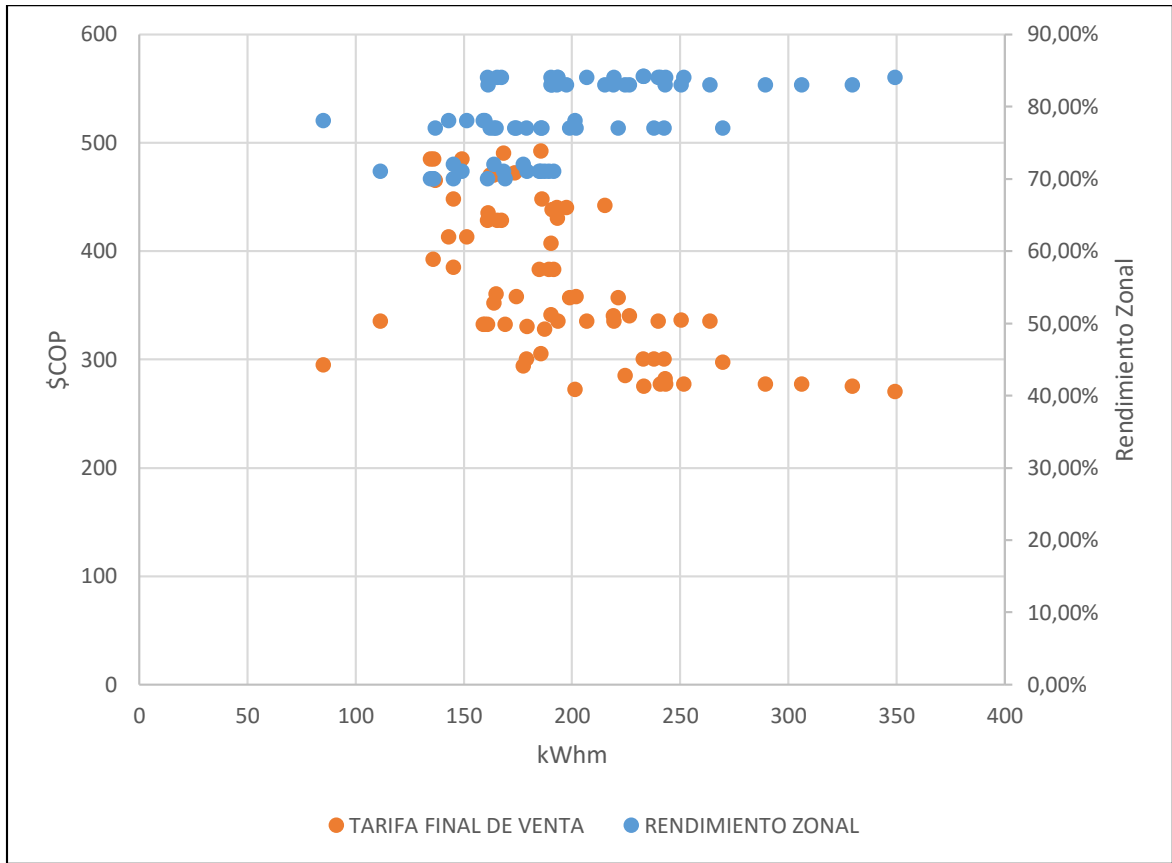


Figura 26 Tarifa final de venta, rendimiento zonal y consumo.

5.2.1 Correlación estadística modelo transacción energética.

De lo anterior en la tabla 14 puede verse que la tarifa final de venta tiene correlaciones fuertes con el nivel socioeconómico, valor de la inversión y tasa de retorno, en relación al consumo la correlación no es tan fuerte mientras que en para el rendimiento zonal la correlación es débil; En cuanto a la tasa interna de retorno las correlaciones más fuertes se dan con el consumo promedio y el rendimiento zonal.

Tabla 14
Correlaciones estadísticas resultado del análisis.

	nivel socioeconómico	consumo promedio	valor de la inversión	rendimiento zonal	tir	Tarifa
nivel socioeconómico		0,4525	0,967	0,0004	-	-
p valor		0,0001	0	0,9972	0,0509	0,927
consumo promedio	0,4525		0,4307	0,5472	0,5785	-
p valor	0,0001		0,0002	0	0	0,572
valor de la inversión	0,967	0,4307		-0,1121	-	-
p valor	0	0,0002		0,3592	0,0798	0,828
rendimiento zonal	0,0004	0,5472	-		0,479	-
p valor	0,9972	0	0,1121	0,3592	0	0,294
tir	-0,0509	0,5785	-	0,479		-
p valor	0,6778	0	0,0798	0,5147	0	0,097
			0,5147	0		0

Nota La Tabla 14 muestra las correlaciones momento producto de Pearson, entre cada par de variables. El rango de estos coeficientes de correlación va de -1 a +1, y miden la fuerza de la relación lineal entre las variables. El segundo número en cada bloque (negrita) de la Tabla es un valor-P que prueba la significancia estadística de las correlaciones estimadas. Valores-P abajo de 0,05 indican correlaciones significativamente diferentes de cero, con un nivel de confianza del 95,0%. La tabla Los siguientes pares de variables tienen valores-P por debajo de 0,05:

6 Conclusiones

En el desarrollo de este trabajo se lograron los objetivos planteados en la propuesta de investigación. De manera general se pretendía identificar la factibilidad de implementación de sistemas de generación distribuida en el sector residencial de los estratos 1 2 y 3 del departamento del Atlántico en relación a la Ley 1715 (13 de mayo de 2014).

A través de la revisión de diferentes fuentes de información, se logró evidenciar diferencias en el comportamiento climatológico de la región; por tanto, se propusieron nueve zonas climáticas de análisis la implementación de sistemas FV, que dependen de la Radiación, temperatura y velocidad del viento. Obteniendo de estas, las zona con condiciones más desfavorables (Santa Lucia, Candelaria y Manatí), y las zonas con mejor desempeño (Juan De Acosta y la zona norte del departamento).

Se usó la encuesta como herramienta de estimación de los diferentes consumos energéticos departamentales, cuyo resultado promedio ronda los 190 kWh/m, cifra muy similar a los estudios y reportes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos y la UPME; conocer los consumos energéticos por estrato y por municipio permite dimensionar los sistemas de autoconsumo de forma acertada y eficiente, además, de plantear estrategias de prestación de servicio de electricidad soportados bajo este nuevo esquema preservando los principios de equidad e igualdad.

Se evidencio la correlacion existente entre tasa de retorno y tarifa final de venta con el consumo, rendimiento zonal, estrato y nivel de inversión, concluyendo que a mayor consumo y mejor condición climática para la generación de energía se tiene mayor rentabilidad por consiguiente es posible que el precio de venta sea menor.

Se encontró la factibilidad de aplicación de sistemas de autogeneración con energía solar fotovoltaicas, donde la tasa interna de retorno se encuentra entre el 13% hasta el 71%. El modelo de compensación o contribución por precio de venta de energía permite equiparar los beneficios económicos en términos de ahorro para el usuario y disminución total de subvenciones gubernamentales para los usuarios del estrato uno, dos y tres.

Los resultados obtenidos solo circunscriben únicamente para insolaciones con paneles solares de alta eficiencia policristalinos e inversores de alto rendimiento del tipo MPPT, los resultados esperados de cualquier montaje que desee realizarse con otro tipo de tecnología debe ser analizado por fuera de este documento.

7. Recomendaciones

Se recomienda tener en cuenta el mapa climatológico propuesto a la hora de diseñar sistemas de autogeneración con paneles solares.

Se recomienda analizar la alternativa de tarifa diferenciada para la compra de energía inyectada a la red a fin de compensar los usuarios de las zonas de bajo desempeño de sistemas fotovoltaicos.

Antes de implementar un sistema de autoconsumo conectado a la red, se recomienda hacer el análisis de transacción económica y determinar si los excedentes son suficientes para el pay back de la inversión inicial.

se recomienda solicitar información al operador de red para garantizar que la inyección de energía del sistema construido no exceda los límites de cargabilidad del transformador al cual se encuentra conectado el usuario, del mismo modo se recomienda seguir todos los pasos, requerimientos y recomendaciones de seguridad y calidad de la energía propuestos para este tipo de instalación.

Ante de realizar instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, asegurarse de conocer bien el sistema, las ventajas y desventajas, las labores de mantenimiento y reparaciones; dejar la instalación en manos de personal calificado, así mismo, revisar los costos de interés, inflación y precios de energía antes de construir el sistema.

Se recomienda a las entidades territoriales implementar sistemas de autogeneración como alternativa de suministro energético a fin de reducir los costos por cartera morosa, pérdidas no técnicas y fraude.

Referencias

- Aarthy Vigneshwari, C., Siva Sakthi Velan, S., Venkateshwaran, M., Adam Mydeen, M., & Kirubakaran, V. (2016). Performance and economic study of on-grid and off-grid solar photovoltaic system. *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS 2016*, (2016), 239–244. <https://doi.org/10.1109/ICEETS.2016.7582933>
- Agustin, C., & German, S. (2012). Instalaciones Solares Fotovoltaicas, 32.
- Ahmad, N. I., Kadir, M. Z. A., Izadi, M., Zaini, N. H., Radzi, M. A. M., & Azis, N. (2015). (Iihfw Ri 7Hpshudwxuh Rq D 3Ro \ & U \ Vwdoolqh 6Rodu 3Dqho Lq / Dujh 6Fdoh 6Rodu 3Odqvw Lq 0Dod \ Vld. *IEEE*, 244–248.
- Allegrini, J., Dorer, V., & Carmeliet, J. (2012). Influence of the urban microclimate in street canyons on the energy demand for space cooling and heating of buildings. *Energy and Buildings*, 55, 823–832. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.10.013>
- Amazonas, E. (2017). Pronóstico meteorológico para Colombia – 5 de marzo de 2015 Pronóstico meteorológico para Condiciones nocturnas para hoy, 2–3. Retrieved from <http://www.canalclima.com/pronostico-meteorologico-para-colombia-5-de-marzo-de-2015/>
- Botero, S., Betancur, L., Consultor, A., Vesga, D., & Eléctrico, I. (2009). Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. *Ebsco*, 1(0121–4993), 90–99. <https://doi.org/0121-4993>
- Carvajal, S., & Jiménez, J. M. (2012). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Revista Tecnura*, 17(35), 77–89. <https://doi.org/10.14483/rt.v17i35.518>
- Chaturvedi, D. K., & Sharma, S. (2015). An Experimental Study and Verification of the Facts Related to Factors Affecting the Performance of Solar PV Systems. *2015 Fifth International Conference on Communication Systems and Network Technologies*, 1185–1188. <https://doi.org/10.1109/CSNT.2015.186>
- Chona, R., & Robles, J. (2013). Diseño experimental de un sistema tradicional de panel solar de pequeña escala ubicado en la ciudad de Barranquilla, 85.
- Chouksey, L., Saket, R. K., & Pattanaik, P. A. (2014). Maximum power point tracking of photovoltaic system using feedback fuzzy system. *International Conference on Recent*

- Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*, 1–6.
<https://doi.org/10.1109/ICRAIE.2014.6909290>
- Darla, R. B. (2007). Development of maximum power point tracker for PV panels using SEPIC converter. *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*, 650–655. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2007.4448860>
- de Hidrología, I. (2006). M. y Estudios Ambientales (IDEAM), and U. de Planeación Minero Energética (UPME),". *Atlas de Viento Y Energía Eólica de Colombia*, 181, 183–185.
- Deepti, K., Srihari, P., & Achari, M. (2017). Design analysis and implementation of MPPT based controlling mechanism for improving the efficiency of solar Photovoltaic based operated system. *2017 11th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO)*, 260–264. <https://doi.org/10.1109/ISCO.2017.7855993>
- Electricaribe, S. A. E. S. P., & Guajira, L. A. (2016). CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE GESTIÓN POR SUCRE.
- Electrificadora del Caribe S.A E.S.P. (2016). Tarifas Para Clientes Residenciales, 2016.
- Empresa, N., Clientes, P., Prensa, P., Inform, C., Orientaci, C., Planeaci, C., ... Generadores, M. (2017). XM, 3–4.
- Energ, E., Energ, S., & Fundaci, E. (2014). Informe Anual Electricaribe.
- Energía, M. de M. y. (1994). CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas Resolución 108 de la Ley 142 de 1994), 1–36.
- Features, K. E. Y. (2008). Cs6x-310|315|320|325 p.
- FOTOVOLTAICA Presentado a: Por: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GRUPO DE MICROECONOMÍA APLICADA. (2014), 1–59.
- Ghisi, E., Gosch, S., & Lamberts, R. (2007). Electricity end-uses in the residential sector of Brazil. *Energy Policy*, 35(8), 4107–4120. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.02.020>
- Gómez, N. E. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica, 99.
- González, J. M. M., Daza, C. A. D., & Ureña, C. H. G. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingenieria*, (44), 97–110.
- Hernández, A. R. (2009). *La Generación Distribuida Y Su Posible Integración Al Sistema Interconectado Nacional*.

- IDEAM. (2006). Medición, procesamiento de la información y red de estaciones que miden viento en Colombia. *Atlas de Viento Y Energía Eólica de Colombia*, 123–134. <https://doi.org/10.1016/B978-84-8086-738-2.50013-7>
- IDEAM. (2017). IDEAM - IDEAM 2010.pdf. BOGOTÁ. Retrieved from <http://www.ideam.gov.co/>
- Inversionistas, R. (2017). Productos y Programas Sector : Infraestructura para el Desarrollo Energético, 1–4.
- Jonathan Berk, peter demarzo. (2008). *finanzas corporativas*. (pearson educaion mexico 2008, Ed.).
- Kant, K., Shukla, A., Sharma, A., & Biwole, P. H. (2016). Thermal response of polycrystalline silicon photovoltaic panels: Numerical simulation and experimental study. *Solar Energy*, *134*, 147–155. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.002>
- Leal-Nares, O. A., Mendoza, M. E., & Gonzalez, E. C. (2010). Análisis y modelamiento espacial de información climática en la cuenca de Cuitzeo, México. *Investigaciones Geograficas*, *72*(8701), 49–67.
- Liu, H., Wan, L., & Pei, B. (2016). Optimal scheme of PV array in partial shading: A reconfiguration algorithm. *2016 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, IEEE ICMA 2016*, 2105–2109. <https://doi.org/10.1109/ICMA.2016.7558891>
- Luna, L. E. (2011). Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la Interconexión de Generación Distribuida en los Sistemas de Distribución Local Colombianos.
- Maçaira, P. M., Souza, R. C., & Cyrino Oliveira, F. L. (2015). Modelling and forecasting the residential electricity consumption in Brazil with pegels exponential smoothing techniques. *Procedia Computer Science*, *55*(Itqm), 328–335. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.07.057>
- Mantilla González, J. M., Duque Daza, C. A., & Galeano Urueña, C. H. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería*, (44), 97–110.
- Manual, O. (n.d.). INGECON SUN 1Play TL M.
- Matias, C. A., Santos, L. M., Alves, A. J., & Calixto, W. P. (2016). Electrical performance evaluation of PV panel through water cooling technique. *EEEIC 2016 - International*

Conference on Environment and Electrical Engineering.
<https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555643>

Mauricio, Á., Lozano, B., Páez, A., José, M., & Espitia, E. (2013). Análisis de datos meteorológicos para identificar y definir el clima en Yopal , Casanare. *Revista de Medicina Veterinaria*, 25, 85–92.

Ministerio de Minas y Energía. (2006). Caracterización energética sectores residencial, comercial y terciario. *Colombia (Bogotá D.C)*, 135.

Nasa. (2011). Surface meteorology and Solar Energy. *Solar Energy*, 4–5.

No Title. (2017), 2017.

Nogueira, C. E. C., Bedin, J., Niedzialkoski, R. K., De Souza, S. N. M., & Das Neves, J. C. M. (2015). Performance of monocrystalline and polycrystalline solar panels in a water pumping system in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1610–1616.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.082>

Perfetti del Corral, M., Prada Lombo, C. F., & Freire Delgado, E. E. (2016). Boletín Técnico POBREZA MONETARIA Y MULTIDIMENSIONAL EN. *Dane*, 1–41.

Pinilla, Á. (2008). El poder del viento. Wind power. *Revista de Ingeniería*, 28, 64–69.
 Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:El+poder+del+viento+Wind+power#1>

Puertas, O., & Carvajal, Y. (2008). Incidencia de El Niño-Oscilación del Sur en la precipitación y la temperatura del aire en Colombia , utilizando el Climate Explorer. *Revista Científica Ingeniería Y Desarrollo*, (23), 104–118.

RETIE. (2013). RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes. *Resolucion 90708*, 127.

Roitman, M., Mestrallet, A., & Rossi, R. (2015). Dimensionamiento de un sistema de energía solar fotovoltaica para una vivienda familiar de la Ciudad de Córdoba. *Revista FCFyN*, 2(2), 37–43.

Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas. (2017). *Sspd*, 1, 2017.
 Retrieved from <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp>

Solar, E. C., & Vehicles, H. E. (2017). Download your Free Expo Ticket Here !, 1–5.
 Retrieved from <http://www.localpower.org/>

- Suarez, P. (2010). Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte, 213.
- UPME. (2010). Informe Sectorial Sobre La Evolución De La Distribución Y Comercialización De Energía Eléctrica En Colombia. *Sector Eléctrico Nacional*, 20–41.
- UPME. (2014). Análisis de costos de energías renovables.
- UPME. (2015a). DEMANDA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA Revisión Julio de 2015.
- UPME. (2015b). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184.
- UPME- Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*.
- WADE. (2014). World Alliance for Decentralized Energy. *What Is Decentralized Energy?*
Retrieved from http://www.localpower.org/deb_what.html
- Weather, T. Y. (n.d.). Track Your Weather.

Bibliografías

- Aarthy Vigneshwari, C., Siva Sakthi Velan, S., Venkateshwaran, M., Adam Mydeen, M., & Kirubakaran, V. (2016). Performance and economic study of on-grid and off-grid solar photovoltaic system. *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS 2016*, (2011), 239–244. <https://doi.org/10.1109/ICEETS.2016.7582933>
- Agustin, C., & German, S. (2012). Instalaciones Solares Fotovoltaicas, 32.
- Ahmad, N. I., Kadir, M. Z. A., Izadi, M., Zaini, N. H., Radzi, M. A. M., & Azis, N. (2015). (Iihfw Ri 7Hpshudwxuh Rq D 3Ro \ & U \ Vwdoolqh 6Rodu 3Dqho Lq / Dujh 6Fdoh 6Rodu 3Odqvw Lq 0Dod \ Vld. *IEEE*, 244–248.
- Allegrini, J., Dorer, V., & Carmeliet, J. (2012). Influence of the urban microclimate in street canyons on the energy demand for space cooling and heating of buildings. *Energy and Buildings*, 55, 823–832. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.10.013>
- Amazonas, E. (2017). Pronóstico meteorológico para Colombia – 5 de marzo de 2015 Pronóstico meteorológico para Condiciones nocturnas para hoy, 2–3. Retrieved from <http://www.canalclima.com/pronostico-meteorologico-para-colombia-5-de-marzo-de-2015/>
- Botero, S., Betancur, L., Consultor, A., Vesga, D., & Eléctrico, I. (2009). Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. *Ebsco*, 1(0121–4993), 90–99. <https://doi.org/0121-4993>
- Carvajal, S., & Jiménez, J. M. (2012). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Revista Tecnura*, 17(35), 77–89. <https://doi.org/10.14483/rt.v17i35.518>
- Chaturvedi, D. K., & Sharma, S. (2015). An Experimental Study and Verification of the Facts Related to Factors Affecting the Performance of Solar PV Systems. *2015 Fifth International Conference on Communication Systems and Network Technologies*, 1185–1188. <https://doi.org/10.1109/CSNT.2015.186>
- Chona, R., & Robles, J. (2013). Diseño experimental de un sistema tradicional de panel solar de pequeña escala ubicado en la ciudad de Barranquilla, 85.
- Chouksey, L., Saket, R. K., & Pattanaik, P. A. (2014). Maximum power point tracking of

- photovoltaic system using feedback fuzzy system. *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICRAIE.2014.6909290>
- Darla, R. B. (2007). Development of maximum power point tracker for PV panels using SEPIC converter. *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*, 650–655. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2007.4448860>
- de Hidrología, I. (2006). M. y Estudios Ambientales (IDEAM), and U. de Planeación Minero Energética (UPME), ". *Atlas de Viento Y Energia Eólica de Colombia, 181*, 183–185.
- Deepti, K., Srihari, P., & Achari, M. (2017). Design analysis and implementation of MPPT based controlling mechanism for improving the efficiency of solar Photovoltaic based operated system. *2017 11th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO)*, 260–264. <https://doi.org/10.1109/ISCO.2017.7855993>
- Electricaribe, S. A. E. S. P., & Guajira, L. A. (2016). CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE GESTIÓN POR SUCRE.
- Electrificadora del Caribe S.A E.S.P. (2016). Tarifas Para Clientes Residenciales, 2016.
- Empresa, N., Clientes, P., Prensa, P., Inform, C., Orientaci, C., Planeaci, C., ... Generadores, M. (2017). XM, 3–4.
- Energ, E., Energ, S., & Fundaci, E. (2014). Informe Anual Electricaribe.
- Energía, M. de M. y. (1994). CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas Resolución 108 de la Ley 142 de 1994), 1–36.
- Features, K. E. Y. (2008). Cs6x-310|315|320|325 p.
- FOTOVOLTAICA Presentado a: Por: GRUPO DE MANEJO EFICIENTE DE LA ENERGÍA GRUPO DE MICROECONOMÍA APLICADA. (2014), 1–59.
- Ghisi, E., Gosch, S., & Lamberts, R. (2007). Electricity end-uses in the residential sector of Brazil. *Energy Policy*, 35(8), 4107–4120. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.02.020>
- Gómez, N. E. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica, 99.
- González, J. M. M., Daza, C. A. D., & Ureña, C. H. G. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería*, (44), 97–110.
- Hernández, A. R. (2009). *La Generación Distribuida Y Su Posible Integración Al Sistema*

Interconectado Nacional.

- IDEAM. (2006). Medición, procesamiento de la información y red de estaciones que miden viento en Colombia. *Atlas de Viento Y Energía Eólica de Colombia*, 123–134. <https://doi.org/10.1016/B978-84-8086-738-2.50013-7>
- IDEAM. (2017). IDEAM - IDEAM 2010.pdf. BOGOTÁ. Retrieved from <http://www.ideam.gov.co/>
- Inversionistas, R. (2017). Productos y Programas Sector : Infraestructura para el Desarrollo Energético, 1–4.
- Jonathan Berk, peter demarzo. (2008). *finanzas corporativas*. (pearson educaion mexico 2008, Ed.).
- Kant, K., Shukla, A., Sharma, A., & Biwole, P. H. (2016). Thermal response of polycrystalline silicon photovoltaic panels: Numerical simulation and experimental study. *Solar Energy*, 134, 147–155. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.002>
- Leal-Nares, O. A., Mendoza, M. E., & Gonzalez, E. C. (2010). Análisis y modelamiento espacial de información climática en la cuenca de Cuitzeo, México. *Investigaciones Geográficas*, 72(8701), 49–67.
- Liu, H., Wan, L., & Pei, B. (2016). Optimal scheme of PV array in partial shading: A reconfiguration algorithm. *2016 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation, IEEE ICMA 2016*, 2105–2109. <https://doi.org/10.1109/ICMA.2016.7558891>
- Luna, L. E. (2011). Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la Interconexión de Generación Distribuida en los Sistemas de Distribución Local Colombianos.
- Maçaira, P. M., Souza, R. C., & Cyrino Oliveira, F. L. (2015). Modelling and forecasting the residential electricity consumption in Brazil with pegels exponential smoothing techniques. *Procedia Computer Science*, 55(Itqm), 328–335. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2015.07.057>
- Mantilla González, J. M., Duque Daza, C. A., & Galeano Urueña, C. H. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería*, (44), 97–110.
- Manual, O. (n.d.). INGECON SUN 1Play TL M.
- Matias, C. A., Santos, L. M., Alves, A. J., & Calixto, W. P. (2016). Electrical performance

- evaluation of PV panel through water cooling technique. *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*.
<https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555643>
- Mauricio, Á., Lozano, B., Páez, A., José, M., & Espitia, E. (2013). Análisis de datos meteorológicos para identificar y definir el clima en Yopal , Casanare. *Revista de Medicina Veterinaria*, 25, 85–92.
- Ministerio de Minas y Energía. (2006). Caracterización energética sectores residencial, comercial y terciario. *Colombia (Bogotá D.C)*, 135.
- Nasa. (2011). Surface meteorology and Solar Energy. *Solar Energy*, 4–5.
- No Title. (2017), 2017.
- Nogueira, C. E. C., Bedin, J., Niedzialkoski, R. K., De Souza, S. N. M., & Das Neves, J. C. M. (2015). Performance of monocrystalline and polycrystalline solar panels in a water pumping system in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1610–1616.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.082>
- Perfetti del Corral, M., Prada Lombo, C. F., & Freire Delgado, E. E. (2016). Boletín Técnico POBREZA MONETARIA Y MULTIDIMENSIONAL EN. *Dane*, 1–41.
- Pinilla, Á. (2008). El poder del viento. Wind power. *Revista de Ingeniería*, 28, 64–69.
 Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:El+poder+del+viento+Wind+power#1>
- Puertas, O., & Carvajal, Y. (2008). Incidencia de El Niño-Oscilación del Sur en la precipitación y la temperatura del aire en Colombia , utilizando el Climate Explorer. *Revista Científica Ingeniería Y Desarrollo*, (23), 104–118.
- RETIE. (2013). RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes. *Resolucion 90708*, 127.
- Roitman, M., Mestrallet, A., & Rossi, R. (2015). Dimensionamiento de un sistema de energía solar fotovoltaica para una vivienda familiar de la Ciudad de Córdoba. *Revista FCEfyN*, 2(2), 37–43.
- Servicio de Energía de datos , Manual De Uso De La Empresas. (2017). *Sspd*, 1, 2017.
 Retrieved from <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp>
- Solar, E. C., & Vehicles, H. E. (2017). Download your Free Expo Ticket Here !, 1–5.

Retrieved from <http://www.localpower.org/>

Suarez, P. (2010). Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte, 213.

UPME. (2010). Informe Sectorial Sobre La Evolución De La Distribución Y Comercialización De Energía Eléctrica En Colombia. *Sector Eléctrico Nacional*, 20–41.

UPME. (2014). Análisis de costos de energías renovables.

UPME. (2015a). DEMANDA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA
Revisión Julio de 2015.

UPME. (2015b). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184.

UPME- Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*.

WADE. (2014). World Alliance for Decentralized Energy. *What Is Decentralized Energy?*

Retrieved from http://www.localpower.org/deb_what.html

Weather, T. Y. (n.d.). Track Your Weather.

Anexo 1

Tabla 15
Promedio Multianual Velocidad de Viento Km/hora

ZONA	AGE NCIA	EN ERO	FEB RERO	M ARZO	A BRIL	M AYO	J UNIO	J ULIO	AG OSTO	SEPTI EMBRE	OCT UBRE	NOVI EMBRE	DICIE MBRE
NOR OCCIDENT E	IDE	7,5	6,50	6,5	6,	4,	3,	3,	4,50	3,25	2,85	3,25	7,50
	AM	0		0	50	50	75	75					
	NAS	5,3	5,60	5,6	4,	4,	4,	4,	4,10	3,70	3,50	3,80	4,80
	A	0		0	90	10	20	40					
NORT E	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
	IDE	7,2	6,50	6,5	6,	4,	3,	3,	4,40	3,15	2,75	3,25	7,20
	AM	0		0	50	40	45	45					
NOR ORIENTE	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	A	0		0	80	10	30	50					
	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
OCCI DENTE	IDE	6,7	5,80	5,8	5,	4,	3,	3,	3,85	2,95	2,75	3,05	6,70
	AM	0		0	80	00	25	25					
	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	A	0		0	80	10	30	50					
CENT RO	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
	IDE	4,4	4,50	4,5	4,	3,	3,	3,	3,60	2,85	2,85	3,70	4,45
	AM	5		0	50	60	05	30					
ORIE NTE	NAS	5,3	5,60	5,6	4,	4,	4,	4,	4,10	3,70	3,50	3,80	4,80
	A	0		0	90	10	20	40					
	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
SUR OCCIDENT E	IDE	4,6	4,75	4,7	4,	2,	2,	2,	2,95	2,55	2,55	2,65	4,65
	AM	5		5	75	95	65	65					
	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	A	0		0	80	10	30	50					
ORIE NTE	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
	IDE	4,9	4,90	4,9	4,	3,	2,	2,	2,95	2,45	2,45	2,35	4,80
	AM	0		0	90	05	35	35					
SUR OCCIDENT E	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	A	0		0	80	10	30	50					
	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					
SUR OCCIDENT E	IDE	2,6	3,15	3,1	3,	2,	2,	2,	2,25	2,25	2,25	2,15	2,65
	AM	5		5	15	25	15	15					
	NAS	5,3	5,60	5,6	4,	4,	4,	4,	4,10	3,70	3,50	3,80	4,80
	A	0		0	90	10	20	40					

SUR	WEA	10,	11,3	12,	10	7,	7,	7,	7,85	7,52	7,14	7,38	8,36
	THER	44	2	06	,00	90	17	61	2,15	2,25	2,25	1,75	2,25
	IDE	2,2	2,65	2,6	2,	2,	1,	1,	2,15	2,25	2,25	1,75	2,25
	AM	5	5	5	65	15	75	75	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
SUR ORIENTE	A	0	80	10	30	50							
	WEA	10,	11,3	12,	10	7,	7,	7,	7,85	7,52	7,14	7,38	8,36
	THER	44	2	06	,00	90	17	61	2,05	2,25	2,25	1,75	2,05
	IDE	2,0	2,55	2,5	2,	2,	1,	1,	2,05	2,25	2,25	1,75	2,05
	AM	5	5	5	55	05	75	75	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	NAS	5,1	5,40	5,5	4,	4,	4,	4,	4,10	3,60	3,30	3,70	4,60
	A	0	80	10	30	50							
	WEA	16,	17,7	17,	14	10	9,	1	9,57	8,76	7,98	8,96	13,37
	THER	86	5	88	,32	,52	14	0,55					

Nota La Tabla muestra los valores promedio multianual para cada zona del departamento de la velocidad del viento a 10 mts sobre la superficie de la tierra publicadas por las agencias IDEAM, NASA y WEATHER UNDERGROUND,

Tabla 16

Promedio Multianual Temperatura Maxima °C

ZONA	AGE	EN	FEB	M	A	M	J	J	AG	SEPTI	OCT	NOVI	DICIE
NANCIA	ERO	RERO	ARZO	BRIL	AYO	UNIO	ULIO	OSTO	EMBRE	UBRE	EMBRE	MBRE	
NOR OCCIDENTE	IDE	31,	31,0	31,	33	33	33	3	33,0	31,00	31,0	31,00	31,00
	AM	00	0	00	,00	,00	,00	0	0	0	0	0	0
	NAS	26,	27,4	27,	26	26	26	2	26,4	26,10	25,9	26,00	26,00
NORT E	A	70	0	70	,80	,40	,60	6,50	0	0	0	0	0
	WEA	31,	31,5	31,	33	32	33	3	32,9	33,14	32,1	32,00	31,73
	THER	17	3	94	,09	,96	,07	3,00	9	6	6	6	6
NOR ORIENTE	IDE	31,	31,0	31,	33	33	33	3	33,0	31,00	31,0	31,00	31,00
	AM	00	0	00	,00	,00	,00	0	0	0	0	0	0
	NAS	25,	26,7	27,	26	25	25	2	25,7	25,30	25,0	24,90	24,70
OCCI DENTE	A	60	0	50	,30	,80	,80	5,70	0	0	0	0	0
	WEA	31,	31,5	31,	33	32	33	3	32,9	33,14	32,1	32,00	31,73
	THER	17	3	94	,09	,96	,07	3,00	9	6	6	6	6
	IDE	33,	33,0	33,	34	33	33	3	33,0	33,00	33,0	31,00	31,00
	AM	00	0	00	,50	,00	,00	3,00	0	0	0	0	0

SUR	WEA																			
	AM	IDE	5	5,2	6,05	5	5,7	75	5,	25	5,	25	5,	25	6,	5,75	5,25	5,25	4,75	5,25
	A	NAS	3	5,6	5,70	9	5,8	51	08	24	5,	42	5,	5,36	4,97	4,68	4,72	5,04		
SUR ORIENTE	WEA																			
	AM	IDE	5	5,2	6,05	5	5,7	75	5,	25	5,	25	5,	25	6,	5,75	5,25	5,25	4,75	5,25
	A	NAS	3	5,6	5,70	9	5,8	51	08	24	5,	42	5,	5,36	4,97	4,68	4,72	5,04		

Nota La Tabla muestra los valores promedio multianual para cada zona del departamento de la Radiacion Solar media publicadas por las agencias IDEAM. NASA y WEATHER UNDERGROUND.

Tabla 18

Resultados Finales

io	Municip	Nivel Socioeconómico	Cons umo Promedio	Valor De La Inversión	Rendim iento Zonal	Inve rsor Requerido	Pan eles Requerid os	Cuota Fija Pago De Inversión Mensual	Cost o Mensual De Ao&M	Costo s Mensuales Sistema Pv Cop\$	Ene rgía Consumid a Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Generada Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Proconsu mida Promedio Mensual Kwh
	Piojo	3	85,2	21.862.6	78%	3,62	15	\$173.3	21.49	194.8	91,	428	32,9
	Suan	2	145,	18.391.7	70%	2,84	13	\$145.8	18.08	163.9	156	309	50,7
	Galapa	2	219,	16.385.0	84%	2,85	11	\$129.9	16.10	146.0	235	311	72,9
	Santa Lucia	3	111,	25.562.7	71%	3,94	18	\$202.6	25.13	227.8	119	430	41,4
	Campo De La Cruz	1	136,	12.760.0	70%	1,97	9	\$101.1	12.54	113.7	146	214	45,7
	Suan	1	134,	12.760.0	70%	1,97	9	\$101.1	12.54	113.7	144	214	45,3
	Campo De La Cruz	3	161,	26.980.1	70%	4,15	19	\$213.9	26.52	240.4	172	452	57,7

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

io	Municip	Nivel Socioeconómico	Cons umo Promedio	Valor De La Inversión	Rendim iento Zonal	Inve rsor Requerido	Pan eles Requerid os	Cuota Fija Pago De Inversión Mensual	Cost o Mensual De Ao&M	Costo s Mensuales Sistema Pv Cop\$	Ene rgía Consumid a Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Generada Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Proconsu mida Promedio Mensual Kwh
a	Poned	2	174,49	17.418.579,92	77%	2,86	12	\$138.108,24	17.124,42	155.232,66	187,25	312,36	59,54
	Suan	3	169,42	26.980.103,54	70%	4,15	19	\$213.919,54	26.524,47	240.444,02	181,81	452,57	60,44
	Usiacuri	1	136,98	11.655.679,86	77%	1,91	8	\$92.415,42	11.458,84	103.874,27	146,99	208,35	45,85
	Manatí	3	179,36	27.007.415,85	71%	4,16	19	\$214.136,10	26.551,33	240.687,42	192,47	454,16	63,64
Lucia	Santa	2	189,6	18.410.042,17	71%	2,85	13	\$145.969,34	18.099,14	164.068,48	203,46	310,74	64,02
ria	Candela	3	187,57	27.007.415,85	71%	4,16	19	\$214.136,10	26.551,33	240.687,42	201,29	454,16	66,26
	Manatí	1	149,35	12.772.484,13	71%	1,97	9	\$101.270,33	12.556,79	113.827,12	160,27	215,13	49,68
	Piojo	1	143,26	11.689.310,91	78%	1,93	8	\$92.682,08	11.491,91	104.173,98	153,74	228,7	48,23
	Puerto Colombia	2	240,19	16.385.073,81	84%	2,85	11	\$129.913,79	16.108,37	146.022,16	235,78	311,35	72,95
	Repelón	1	145,39	11.431.608,02	72%	1,78	8	\$90.638,81	11.238,56	101.877,36	156,02	211,62	48,42
	Barranquilla	2	250,63	16.302.396,76	83%	2,81	11	\$129.258,26	16.027,09	145.285,35	268,96	306,36	81,81
a	Poned	3	185,95	24.736.363,03	77%	4,06	17	\$196.129,40	24.318,63	220.448,02	199,54	442,5	65,58
	Repelón	3	177,73	24.247.642,99	72%	3,79	17	\$192.254,44	23.838,16	216.092,60	190,73	449,69	63,06
	Usiacuri	2	165,06	17.421.380,09	77%	2,87	12	\$138.130,44	17.127,17	155.257,62	177,13	312,52	56,75
	Luruaco	1	151,58	11.689.310,91	78%	1,93	8	\$92.682,08	11.491,91	104.173,98	162,66	228,7	50,69
	Manatí	2	185,03	18.410.042,17	71%	2,85	13	\$145.969,34	18.099,14	164.068,48	198,57	310,74	62,66
	Piojo	2	159,99	14.570.947,97	78%	2,41	10	\$115.529,97	14.324,88	129.854,85	171,69	285,87	54,58
	Baranoa	1	161,21	11.952.288,24	84%	2,08	8	\$94.767,17	11.750,44	106.517,61	173,43	226,43	53,47
	Luruaco	3	201,66	23.336.001,57	78%	3,86	16	\$185.026,23	22.941,91	207.968,14	216,41	457,4	70,79

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

io	Municip	Nivel Socioeconómico	Cons umo Promedio	Valor De La Inversión	Rendim iento Zonal	Inve rsor Requerido	Pan eles Requerid os	Cuota Fija Pago De Inversión Mensual	Cost o Mensual De Ao&M	Costo s Mensuales Sistema Pv Cop\$	Ene rgía Consumid a Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Generada Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Proconsu mida Promedio Mensual Kwh
vo	Polonue	1	161,51	11.892.850,61	83%	2,04	8	\$94.295,90	11.692,01	105.987,91	173,32	222,81	53,46
rande	Sabanag	2	219,3	16.302.396,76	83%	2,81	11	\$129.258,26	16.027,09	145.285,35	235,34	306,36	72,69
De Varela	Palmar	3	238,16	26.214.834,34	77%	4,3	18	\$207.851,88	25.772,13	233.624,01	255,58	468,53	82,2
	Soledad	2	263,92	16.302.396,76	83%	2,81	11	\$129.258,26	16.027,09	145.285,35	283,21	306,36	85,64
	Tubará	1	165,57	11.952.288,24	84%	2,08	8	\$94.767,17	11.750,44	106.517,61	177,68	226,43	54,74
ria	Candela	1	168,61	12.772.484,13	71%	1,97	9	\$101.270,33	12.556,79	113.827,12	180,94	215,13	55,31
	Galapa	1	167,7	11.952.288,24	84%	2,08	8	\$94.767,17	11.750,44	106.517,61	179,96	226,43	55,37
a	Ponder	1	162,32	11.653.841,59	77%	1,91	8	\$92.400,85	11.457,04	103.857,88	174,19	208,24	53,28
ria	Candela	2	191,73	18.410.042,17	71%	2,85	13	\$145.969,34	18.099,14	164.068,48	205,75	310,74	64,66
arga	Sabanal	1	164,25	11.655.679,86	77%	1,91	8	\$92.415,42	11.458,84	103.874,27	176,26	208,35	53,84
arga	Sabanal	3	242,73	26.219.130,78	77%	4,3	18	\$207.885,95	25.776,35	233.662,30	260,47	468,79	83,58
	Usiacuri	3	179,15	26.219.130,78	77%	4,3	18	\$207.885,95	25.776,35	233.662,30	260,47	468,79	83,58
vo	Polonue	3	224,88	23.755.703,59	83%	4,09	16	\$188.353,96	23.354,53	211.708,48	241,33	445,62	77,69
	Tubará	2	193,65	16.385.073,81	84%	2,85	11	\$129.913,79	16.108,37	146.022,16	207,81	311,35	65,25
	Galapa	3	243,64	23.878.264,90	84%	4,15	16	\$189.325,72	23.475,02	212.800,74	261,45	452,87	83,51
	Repelón	2	164,05	15.660.813,68	72%	2,45	11	\$124.171,28	15.396,34	139.567,62	176,04	290,98	55,92
	Tubará	3	241	23.878.264,90	84%	4,15	16	\$189.325,72	23.475,02	212.800,74	258,62	452,87	82,71
De La Cruz	Campo	2	135,96	16.976.799,83	70%	2,62	12	\$134.605,46	16.690,10	151.295,56	145,9	285,83	47,32
rande	Sabanag	3	243,33	23.755.703,59	83%	4,09	16	\$188.353,96	23.354,53	211.708,48	261,13	445,62	83,26

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

io	Municip	Nivel Socioeconómico	Cons umo Promedio	Valor De La Inversión	Rendim iento Zonal	Inve rsor Requerido	Pan eles Requerid os	Cuota Fija Pago De Inversión Mensual	Cost o Mensual De Ao&M	Costo s Mensuales Sistema Pv Cop\$	Ene rgía Consumid a Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Generada Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Proconsu mida Promedio Mensual Kwh
	Juan De Acosta	3	233,5	22.404.371,87	0,8412	3,91	15	\$177.639,53	22.026,02	199.665,55	250,57	463,77	80,69
	Luruaco	2	159,18	14.570.947,97	78%	2,41	10	\$115.529,97	14.324,88	129.854,85	170,82	285,87	54,34
	Malamb	2	226,71	16.302.396,76	83%	2,81	11	\$129.258,26	16.027,09	145.285,35	243,28	306,36	74,86
	Santo Tomas	1	186,35	13.087.568,82	77%	2,15	9	\$103.768,57	12.866,55	116.635,12	199,98	234,27	61,03
	Santo Tomas	3	269,9	26.214.834,34	77%	4,3	18	\$207.851,88	25.772,13	233.624,01	289,63	468,53	91,76
	Baranoa	3	251,85	23.878.264,90	84%	4,15	16	\$189.325,72	23.475,02	212.800,74	270,27	452,87	85,99
	Palmar De Varela	1	173,68	11.653.841,59	77%	1,91	8	\$92.400,85	11.457,04	103.857,88	186,38	208,24	56,57
	Baranoa	2	207,04	16.385.073,81	84%	2,85	11	\$129.913,79	16.108,37	146.022,16	222,18	311,35	69,21
	Santa Lucia	1	185,95	12.772.484,13	71%	1,97	9	\$101.270,33	12.556,79	113.827,12	199,54	215,13	60,31
	Malamb	3	289,67	25.261.974,44	83%	4,34	17	\$200.296,86	24.835,36	225.132,22	310,85	473,47	97,78
	Sabanalarga	2	199,23	17.421.380,09	77%	2,87	12	\$138.130,44	17.127,17	155.257,62	213,8	312,52	66,93
	Sabanagrande	1	191,12	11.892.850,61	83%	2,04	8	\$94.295,90	11.692,01	105.987,91	205,09	222,81	62,05
	Puerto Colombia	1	193,45	11.952.288,24	84%	2,08	8	\$94.767,17	11.750,44	106.517,61	207,6	226,43	62,84
	Soledad	1	193,25	11.892.850,61	83%	2,04	8	\$94.295,90	11.692,01	105.987,91	207,38	222,81	62,65
	Barranquilla	3	306,5	25.261.974,44	83%	4,34	17	\$200.296,86	24.835,36	225.132,22	328,91	473,47	102,78
	Polonuevo	2	190,51	16.302.396,76	83%	2,81	11	\$129.258,26	16.027,09	145.285,35	204,44	306,36	64,19
	Malamb	1	197,61	11.892.850,61	83%	2,04	8	\$94.295,90	11.692,01	105.987,91	212,06	222,81	63,87
	Juan De Acosta	1	190,51	10.501.175,52	84%	1,83	7	\$83.261,60	10.323,84	93.585,44	204,44	216,42	61,64
	Juan De Acosta	2	233,19	14.925.285,39	0,8412	2,61	10	\$118.339,44	14.673,23	133.012,67	250,25	309,18	76,83

io	Municip	Nivel Socioeconómico	Cons umo Promedio	Valor De La Inversión	Rendim iento Zonal	Inve rsor Requerido	Pan eles Requerid os	Cuota Fija Pago De Inversión Mensual	Cost o Mensual De Ao&M	Costo s Mensuales Sistema Pv Cop\$	Ene rgía Consumid a Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Generada Promedio Mensual Kwh	Ene rgía Proconsu mida Promedio Mensual Kwh
	Palmar De Varela	2	202,17	17.418.579,92	77%	2,86	12	\$138.108,24	17.124,42	155.232,66	216,95	312,36	67,8
	Soledad	3	329,92	25.261.974,44	83%	4,34	17	\$200.296,86	24.835,36	225.132,22	354,05	473,47	109,7
	Barranquilla	1	215,35	11.892.850,61	83%	2,04	8	\$94.295,90	11.692,01	105.987,91	231,1	222,81	68,54
	Puerto Colombia	3	349,49	25.392.685,39	84%	4,41	17	\$201.333,24	24.963,86	226.297,10	375,04	481,17	115,65
	Santo Tomas	2	221,53	17.418.579,92	77%	2,86	12	\$138.108,24	17.124,42	155.232,66	237,73	312,36	73,51

Nota La Tabla muestra los dimensionamientos en números de paneles y capacidad de inversor para cada municipio y cada estrato socioeconómico, de allí que se muestren los costos de inversión y de operación y mantenimiento, así mismo se muestra la dinámica de generación promedio mensual para casa usuario.

Tabla 19

Resultados finales (continuación)

Municipio	Energía Tomada De La Red Precio Mensual Kwh	Excedentes De Energía Promedio Mensual Kwh	Transacción Energética Promedio Mensual Cop\$	Subtotal Pago Proyectado Por El Usuario En Sistema De Autogeneración	Costo De Energía Real Sistema Convencional Actual	Subsidio Actual Estrato % Sobre 173 Kwh	Total Pagado Por El Usuario Sistema Actual	Ahorro Proyectado	Tir	Tarifa Final De Venta
Piojo	58,58	395,89	160.727,75	34.109,97	65.871,75	17.476,06	48.395,68	14.285,71	13	295
Suan	105,42	258,94	117.597,90	46.307,75	112.397,10	46.602,84	65.794,26	19.486,51	13	385
Galapa	162,83	238,4	60.234,57	85.787,59	169.731,36	46.602,84	123.128,53	37.340,94	15	335
Santa Lucia	78,19	388,77	179.539,97	48.272,89	86.158,05	17.476,06	68.681,99	20.409,10	15	335
Campo De La Cruz	100,44	168,58	88.999,66	24.716,44	105.269,48	69.904,25	35.365,22	10.648,78	21	485

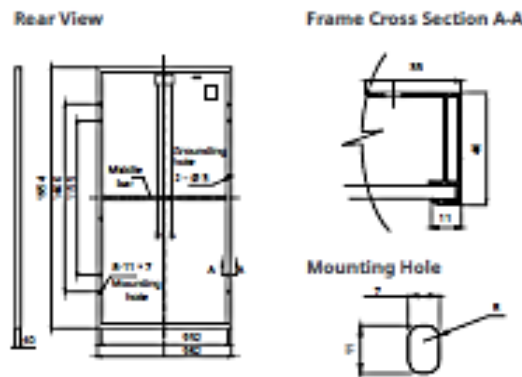
ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

Palmar De Varela	173,38	386,34	116.591,57	117.032,	183.986,	17.476,	166.510,	49.478,	35	300
Soledad	197,57	220,72	34.465,35	110.820,	203.881,	46.602,	157.278,	46.458,	35	335
Tubará	122,93	171,69	65.909,68	40.607,9	127.905,	69.904,	58.001,2	17.393,	35	428
Candelaria	125,63	159,82	71.816,94	42.010,1	130.255,	69.904,	60.351,0	18.340,	36	490
Galapa	124,59	171,07	64.712,52	41.805,0	129.550,	69.904,	59.646,1	17.841,	36	428
Ponedera	120,91	154,95	65.174,60	38.683,2	125.399,	69.904,	55.494,8	16.811,	36	470
Candelaria	141,09	246,09	92.881,74	71.186,7	148.113,	46.602,	101.510,	30.323,	37	383
Sabanalarga	122,42	154,51	64.134,35	39.739,9	126.887,	69.904,	56.983,0	17.243,	37	470
Sabanalarga	176,89	385,2	114.484,51	119.177,	187.511,	17.476,	170.035,	50.857,	37	300
Usiacuri	176,89	385,2	114.484,51	119.177,	187.511,	17.476,	170.035,	50.857,	37	300
Polonuevo	163,64	367,94	102.983,79	108.724,	173.725,	17.476,	156.249,	47.525,	38	285
Tubará	142,57	246,1	73.635,07	72.387,0	149.601,	46.602,	102.998,	30.611,	38	335
Galapa	177,94	369,36	92.724,85	120.075,	188.216,	17.476,	170.740,	50.664,	40	277
Repelón	120,13	235,06	83.763,08	55.804,5	126.730,	46.602,	80.127,8	24.323,	40	352
Tubará	175,91	370,16	93.984,53	118.816,	186.179,	17.476,	168.703,	49.887,	40	277
Campo De La Cruz	98,59	238,51	110.310,51	40.985,0	105.034,	46.602,	58.431,6	17.446,	41	392
Sabanagran de	177,87	362,36	92.378,77	119.329,	187.981,	17.476,	170.505,	51.175,	41	282
Juan De Acosta	169,89	383,08	86.285,53	113.380,	180.383,	17.476,	162.907,	49.527,	42	275
Luruaco	116,48	231,53	76.028,86	53.825,9	122.971,	46.602,	76.368,2	22.542,	42	332
Malambo	168,43	231,51	55.646,03	89.639,3	175.135,	46.602,	128.532,	38.893,	42	340
Santo Tomas	138,95	173,24	65.151,12	51.484,0	143.962,	69.904,	74.058,0	22.574,	42	448
Santo Tomas	197,88	376,78	99.244,02	134.379,	208.502,	17.476,	191.026,	56.646,	42	297
Baranoa	184,28	366,88	88.800,45	124.000,	194.560,	17.476,	177.084,	53.084,	43	277

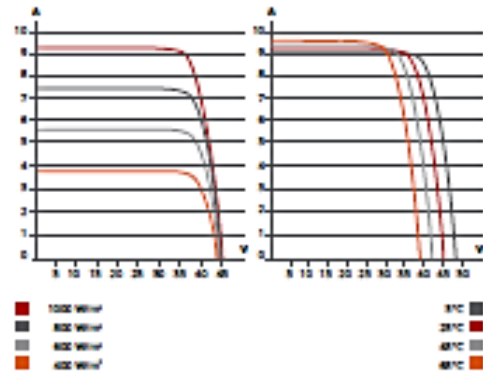
Palmar De Varela	129,81	151,67	59.010,66	44.847,2	134.171,	69.904,	64.267,3	19.420,	43	472
Baranoa	152,97	242,14	66.758,19	79.263,9	159.940,	46.602,	113.337,	34.073,	44	335
Santa Lucia	139,23	154,82	61.993,84	51.833,2	143.648,	69.904,	73.744,7	21.911,	44	492
Malambo	213,07	375,69	80.130,06	145.002,	223.775,	17.476,	206.299,	61.297,	49	277
Sabanalarga	146,87	245,59	79.932,96	75.324,6	153.909,	46.602,	107.306,	31.982,	49	357
Sabanagran	143,04	160,76	51.469,14	54.518,7	147.643,	69.904,	77.739,3	23.220,	50	438
de										
Puerto Colombia	144,76	163,6	50.697,58	55.820,0	149.445,	69.904,	79.540,8	23.720,	51	430
Soledad	144,72	160,16	50.750,04	55.237,8	149.288,	69.904,	79.384,1	24.146,	53	440
Barranquill	226,13	370,69	71.977,45	153.154,	236.778,	17.476,	219.301,	66.147,	55	277
a										
Polonuevo	140,25	242,18	74.766,46	70.518,8	147.173,	46.602,	100.570,	30.051,	55	341
Malambo	148,19	158,94	48.229,69	57.758,2	152.656,	69.904,	82.752,1	24.993,	56	440
Juan De Acosta	142,8	154,78	39.668,21	53.917,2	147.173,	69.904,	77.269,3	23.352,	61	407
Juan De Acosta	173,42	232,35	39.262,19	93.750,4	180.148,	46.602,	133.545,	39.795,	63	300
Palmar De Varela	149,16	244,56	78.674,78	76.557,8	156.181,	46.602,	109.578,	33.020,	64	358
Soledad	244,34	363,77	59.443,87	165.688,	254.871,	17.476,	237.395,	71.706,	64	275
Barranquill	162,56	154,27	38.298,05	67.689,8	166.363,	69.904,	96.459,1	28.769,	70	442
a										
Puerto Colombia	259,4	365,53	50.599,90	175.697,	269.988,	17.476,	252.511,	76.814,	73	270
Santo Tomas	164,22	238,84	68.114,34	87.118,3	171.141,	46.602,	124.538,	37.420,	73	357
Tomas										

Nota La Tabla muestra los resultados finales en términos de ahorro proyectado y tasa de retorno, así mismo el precio final de venta para cada uno de los usuarios de cada municipio.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



Figura 27 Datasheet Panel Solar (Features, 2008)

