

ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA UNIVERSIDAD DEL VALLE

ISABELLA ARISTIZABAL MURILLO
KATERIN MARCELA CARRILLO RAMIREZ



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA

2016

ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA UNIVERSIDAD DEL VALLE

ISABELLA ARISTIZABAL MURILLO
KATERIN MARCELA CARRILLO RAMIREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Industrial

Director

PhD. Diego Fernando Manotas Duque



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA

2016

AGRADECIMIENTOS

A todos los que con su apoyo y enseñanzas, hicieron de este proceso mejor. Gracias por sus palabras, sus abrazos y sus ayudas, especialmente a mis padres por su incondicionalidad y ejemplo.

Un agradecimiento especial a mi compañera Katerin por mostrarme que las metas, la voluntad y la amistad son más grandes que los obstáculos.

Isabella Aristizabal Murillo

A mis padres, quienes siempre me han brindado su apoyo incondicional, su tiempo, esfuerzo y dedicación, gracias por inculcarme la importancia de la educación y acompañarme durante este proceso. Por ustedes he llegado a ser la persona que soy hoy. A mi compañera de tesis, por su amistad, siempre dispuesta a brindar la mejor de las sonrisas a pesar de las dificultades. A mis profesores, por sus enseñanzas y formación durante mi carrera profesional.

Katerin Marcela Carrillo Ramirez

A nuestro director Diego Fernando Manotas por su apoyo, paciencia y orientación en el desarrollo de nuestro trabajo. A nuestras familias, profesores y amigos quienes siempre nos impulsaron a cumplir esta meta.

Los Autores

Tabla de Contenido

1.	Planteamiento del Problema	3
2.	Objetivos	5
2.1.	Objetivo general	5
2.2.	Objetivos específicos	5
3.	Aspectos generales de la energía solar fotovoltaica	6
4.	Elementos de un sistema o instalación conectado a la red.	9
4.1.	Sistema generador o captador (Módulos fotovoltaicos)	9
4.1.1.	Generalidades.....	9
4.1.2.	Clasificación de los módulos solares	10
4.1.3.	Características de los paneles	11
4.2.	Sistema de adaptación de suministro eléctrico (Inversores)	12
4.2.1.	Generalidades.....	12
4.2.2.	Clasificación de los inversores	13
4.2.3.	Características o parámetros de los inversores	13
4.3.	Sistema de interconexión	14
4.3.1.	Contador.....	14
4.3.2	Cable o líneas	15
4.4.	Sistema de monitoreo y control.....	16
5.	Caso de Estudio	17
6.	Dimensionado de los sistemas	22
6.1.	Consumo de la edificación	22
6.2.	Área disponible	23
6.3.	Georreferenciación y radiación solar	23
6.4.	Elección de la tecnología	24
6.5.	Inclinación de los paneles	25
6.6.	Software para la simulación de los sistemas.....	25
6.7.	Dimensionado del Sistema 1: Autoabastecimiento	27
6.7.1.	Curva de demanda diaria	27

6.7.2.	Curva de generación diaria.....	28
6.7.3.	Resultados de la simulación	29
6.7.4.	Diagrama de sombras.....	30
6.7.5.	Calculo de la estructura.....	30
6.7.6.	Protecciones del sistema: Combiner Box	32
6.7.7.	Conductores	33
6.7.8.	Puesta a tierra	35
6.7.9.	Medición y comunicación.....	35
6.7.10.	Diagrama del sistema	35
6.7.11.	Resumen de componentes y precios	36
6.8.	Dimensionado del Sistema 2: Maximización de la energía producida.....	37
6.8.1.	Resultados de la simulación	37
6.8.2.	Diagrama de sombras.....	38
6.8.3.	Calculo de la estructura.....	39
6.8.4.	Protecciones del sistema: Combiner Box	39
6.8.5.	Cableado.....	39
6.8.6.	Puesta a tierra	40
6.8.7.	Medición y comunicación.....	40
6.8.8.	Diagrama del sistema	40
6.8.9.	Resumen de componentes y precio	41
7.	Análisis financiero	42
7.1.	Parámetros.....	42
7.1.1.	Horizonte de proyección	42
7.1.2.	Demanda	42
7.1.3.	Costos actuales del servicio de energía.....	42
7.1.4.	Tarifa del componente de generación	45
7.2.	Costos de suministro de energía en condiciones actuales.....	46
7.3.	Costos de suministro del Sistema 1 (Sistema de Autoabastecimiento):.....	47
7.4.	Cálculo del costo de suministro del Sistema 2 (inyección):	47
7.5.	Estados financieros Sistema 1	48
7.5.1.	Estado de resultados	48
7.5.2.	Inversión inicial.....	49

7.5.3.	Ingreso.....	49
7.5.4.	Gastos de O&M	50
7.5.5.	Depreciación.....	50
7.5.6.	Balance General	51
7.5.7.	Flujo de caja libre	52
7.5.8.	Resultados Modelo Sistema 1	52
7.6.	Estado financiero Sistema 2	52
7.6.1.	Estado de resultados	52
7.6.2.	Inversión inicial.....	53
7.6.3.	Ingreso.....	53
7.6.4.	Gastos de O&M	53
7.6.5.	Depreciación.....	53
7.6.6.	Balance General	54
7.6.7.	Flujo de caja libre	55
7.6.8.	Resultados Modelo Sistema 2	55
8.	Análisis de riesgo.....	56
8.1.	Identificación de variables de entrada y de salida y sus relaciones.....	56
8.2.	Simulación	57
8.2.1.	Resultados del Sistema 1.....	60
8.2.2.	Resultados del Sistema 2.....	63
9.	Conclusiones.....	67
10.	Referencias Bibliográficas.	70

Lista de Tablas

Tabla 1. Variación de la radiación incidente con la altitud	6
Tabla 2. Tipos de paneles fotovoltaicos por material	11
Tabla 3. Criterios para selección de localización	17
Tabla 4. Criterios para selección de edificación	18
Tabla 5. Criterios de elección para el edificio Emilio Aljure	19
Tabla 6. Radiación solar mensual en las coordenadas del lugar	24
Tabla 7. Características del panel UpSolar M300P	24
Tabla 8. Características Inversor ABB TRIO 27.6	25
Tabla 9. Demanda energética mensual del edificio	27
Tabla 10. Demanda de la edificación hora a hora	27
Tabla 11. Cantidad de energía generada día a día	28
Tabla 12. Cantidad de energía producida por el Sistema 1	29
Tabla 13. Requerimiento estructural caso autoabastecimiento	32
Tabla 14. Descripción conexión corriente continua - Caso 1	34
Tabla 15. Descripción conexión corriente alterna - Caso 1	34
Tabla 16. Inversión inicial - Caso 1	37
Tabla 17. Cantidad de energía producida por el sistema 2	38
Tabla 18. Resumen de requerimientos estructurales Caso 2	39
Tabla 19. Cableado corriente continua - Caso 2	40
Tabla 20. Cableado corriente alterna - Caso 2	40
Tabla 21. Inversión inicial - Caso 2	41
Tabla 22. Proyección de precios de la energía cada 5 años	45
Tabla 23. Proyección de la tarifa de venta de energía	46
Tabla 24. Costo de suministro de energía eléctrica asumido por la Universidad conservando el esquema actual en millones de pesos.	46
Tabla 25. Proyección del gasto del sistema 1 en millones de pesos	47
Tabla 26. Proyección de gastos del sistema 2	48
Tabla 27. Consolidado y proyección del Estado de resultados para el Sistema 1	49
Tabla 28. Ahorro del sistema 1	50
Tabla 29. Tabla de depreciación Sistema 1	51
Tabla 30. Consolidación y proyección del Balance General Sistema 1	51
Tabla 31. Consolidado y proyección del Estado de resultados para el Sistema 2	52
Tabla 32. Ingreso proyectado Sistema 2	53
Tabla 33. Tabla depreciaciones Sistema 2	54
Tabla 34. Consolidación y proyección del Balance General Sistema 2	54
Tabla 35. Parámetros de distribución triangular para la radiación en kW/m ² /día	58
Tabla 36. Rangos de distribución triangular para el Modelo 1	59
Tabla 37. Rangos de distribución triangular para el Modelo 2	59

Tabla 38. Jerarquía para variables más riesgosas	60
Tabla 39. Valores de salida modelo 1- S1	61
Tabla 40. Valores para el modelo 2- S1	62
Tabla 41. Valores para el modelo 1- S2	64
Tabla 42. Valores para el modelo 2- S2	65

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo	7
Ilustración 2. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red	8
Ilustración 3. Diagrama de bloques de un sistema interconectado a la red eléctrica.	9
Ilustración 4. Componentes del generador solar fotovoltaico	10
Ilustración 5. Pasos para plantear del caso estudio.....	17
Ilustración 6. Mapa de la ciudad universitaria Meléndez	19
Ilustración 7. Edificio Emilio Aljure	20
Ilustración 8. Edificio Emilio Aljure	20
Ilustración 9. Gráfico de la demanda del Edificio	22
Ilustración 10. Techo del Edificio Emilio Aljure	23
Ilustración 11. Gráfico de Producción del Sistema 1 vs. Demanda del edificio	29
Ilustración 12. Diagrama de sombras sistema 1 (Autoabastecimiento).....	30
Ilustración 13. Estructuras para el Sistema 1.....	31
Ilustración 14. Viga simple empotrada.....	31
Ilustración 15. Esquema de cableado de la instalación - Caso 1	33
Ilustración 16. Diagrama del caso 1 – Autoabastecimiento	36
Ilustración 17. Gráfica de producción del sistema 2 vs demanda del edificio	38
Ilustración 18. Diagrama de ubicación de paneles - Sistema 2	39
Ilustración 19. Resumen de componentes de la instalación - Caso 2	41
Ilustración 20. Esquema general de riesgo en @Risk	56
Ilustración 21. Esquema general de riesgo	57
Ilustración 22. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 1 – S1	61
Ilustración 23. Distribuciones de probabilidad de TIR y VPN modelo 2 – S1	62
Ilustración 24. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 2 – S1	63
Ilustración 25. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 1 – S2	64
Ilustración 26. Distribución de probabilidades TIR y VPN modelo 2 – S2	65
Ilustración 27. Gráfico de tornado para variables de salida modelo 2 – S2	66

Introducción

El modelo actual de generación de energía eléctrica en Colombia, está compuesto en su mayoría por la generación hidroeléctrica. Dicho modelo posee ciertas desventajas en su funcionamiento, considerándose como la más relevante la variabilidad del nivel de los embalses, presentada como consecuencia de los cambios en las condiciones climáticas del país, en especial bajo la presencia de los denominados fenómenos de la Niña y el Niño¹. Esto sin contar las repercusiones sociales y ambientales que se generan debido a la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas y su funcionamiento.

En la actualidad, se busca mitigar la escasez de agua generada por los fenómenos mencionados, por medio de la generación térmica, lo cual aumenta los costos finales de la energía aproximadamente en un 6%. Sin embargo, dicho porcentaje depende de la duración e intensidad del fenómeno, por lo que podría alcanzar hasta un 15% (El País, 2014).

Como forma de impulsar la generación de energía eléctrica mediante nuevas tecnologías que respalden o incluso reemplacen las formas empleadas en la actualidad y de acuerdo a la corriente de preocupación por el medio ambiente a nivel mundial, el congreso de Colombia decretó la ley 1715 de mayo de 2014 la cual promueve el desarrollo y utilización de fuentes de energía renovables en el país. Dicha ley que aún se encuentra en proceso de regulación por parte de los entes encargados, hace factible la autogeneración a pequeña y gran escala mediante la regulación e integración al mercado eléctrico colombiano (Congreso de Colombia, 2014).

Por otro lado, la preocupación por la situación financiera de la Universidad del Valle, invita a la comunidad a proponer acciones que permitan la reducción de costos y gastos de la institución. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se presenta a continuación un proyecto de generación de energía solar fotovoltaica para la universidad del Valle, con el fin de contribuir con la disminución de gastos de la institución, mediante la implementación de energías verdes. El presente trabajo analiza la viabilidad económica de la implementación de dicho proyecto de autogeneración, de acuerdo a la nueva legislación para generación de energías verdes en Colombia (ley 1715) y la tecnología actualmente disponible en el país.

Para el análisis de esta oportunidad de mejora, se tendrá en cuenta los requerimientos técnicos de la implementación de un sistema de generación de energía fotovoltaica, la valoración económica del proyecto con la que se identificarán los costos y beneficios de su realización y el estudio de los riesgos identificados en diferentes escenarios. De esta manera, se determinará la factibilidad y sostenibilidad del proyecto midiendo la capacidad de generar valor a largo plazo para los grupos de interés involucrados.

El contenido de esta investigación se estructura de la siguiente manera:

¹ Fenómenos climáticos que forman parte un ciclo natural global del clima conocido como ENSO (El niño-oscilación del sur). Este ciclo presenta dos extremos, la fase cálida conocida como "El niño" y la fase lluviosa conocida como "La Niña".

En los capítulos 1 y 2, se identificará el problema y se plantearán los objetivos del trabajo de grado. En el capítulo 3, se hablará de las generalidades de la energía solar fotovoltaica y el 4, se describirán los elementos que hacen parte de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica conectado a la red.

En el capítulo 5 se presenta el caso de estudio para la Universidad del Valle, haciendo un análisis para la selección de la localización del sistema propuesto.

En el capítulo 6, se realiza todo el análisis técnico de la edificación, analizando el consumo de energía, área disponible y la geolocalización del lugar con ánimos de determinar la radiación y la tecnología a utilizar. Tomando como base dicha información, se emplea el software PVsyst, con el fin de modelar la capacidad de producción de energía eléctrica de la instalación.

Se plantean dos sistemas en la localización elegida. En el primero se busca abastecer la demanda diaria del edificio, sin sobrantes de energía (escenario 1 – Autoabastecimiento), mientras que en el segundo se genera la mayor cantidad de energía posible para realizar el ejercicio con inyección a la red (escenario 2 – Inyección a la red). Para cada sistema se muestra un cálculo completo del dimensionado y la energía a producir de acuerdo a las curvas de demanda y generación diarias y todos los componentes requeridos para la instalación del sistema, al final se resumen los costos de implementar cada uno de los sistemas.

Siguiendo con el capítulo 7, se elabora un análisis financiero, comparando cada uno de los sistemas calculados anteriormente con el esquema actual de la Universidad del Valle. Se elaboran los estados financieros y se calcula para cada alternativa un valor de VPN y TIR.

En el capítulo 8, se analiza el riesgo del proyecto teniendo en cuenta la volatilidad de algunas variables como la radiación, la tasa de crecimiento geométrica anual de la tarifa de la energía y generación y, como se refleja la variabilidad de ellas en las variables de salida TIR y VPN. Se realiza mediante el Software @Risk, un programa aplicado a Microsoft Excel que se basa en la simulación Montecarlo.

Por último en el capítulo 9, se describen las conclusiones obtenidas del desarrollo del proyecto aquí planteado.

1. Planteamiento del Problema

El mercado eléctrico colombiano, al igual que la tarifa impuesta para la obtención de la energía eléctrica, está compuesto por cuatro tipos de agentes encargados de desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía. La generación comprende los actores encargados de producir la energía eléctrica, ya sea mediante hidroeléctricas, generación térmica u otros. Por su parte los agentes que realizan las actividades de transmisión, transportan la energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kW, mientras que aquellos encargados de la distribución, realizan las mismas actividades para tensiones menores a 220 kW. Por último, los comercializadores son aquellos que se encargan de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales. Cualquier situación que pueda afectar alguno de los agentes, traerá consecuencias en las demás partes de la cadena de funcionamiento y estas se verán reflejadas en la tarifa unitaria percibida por el usuario final (Lozano, Rincon, & Banco de la republica, 2010).

Adicionales a los actores principales ya mencionados, se encuentra un agente regulador del mercado CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) encargada de analizar los requerimientos energéticos de la población, realizar proyecciones de demanda, elaborar los planes energéticos y de expansión nacional, en concordancia con el proyecto del plan nacional de Desarrollo del gobierno y el MME (Ministerio de minas y energía), quien establece los requisitos técnicos de las empresas, subsidios otorgados por la nación, elaboración de planes de expansión de cobertura, entre otros. Por último se encuentran los usuarios regulados y no regulados, categoría otorgada de acuerdo al consumo de los mismos (Grupo de energía de Bogotá, n.d.).

En Colombia, con un 64 % de capacidad efectiva; la fuente de generación primaria es el agua (UPME, 2014), recurso cuya presencia en la naturaleza es variable y escasa en épocas de poca lluvia, agravándose por fenómenos ambientales como El Niño, que de acuerdo al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (2014), es el fenómeno ambiental causante de la variabilidad climática y las sequías más fuertes que se presentan en el país. Esta situación es mitigada en la actualidad mediante la generación térmica, la cual cuenta con una participación del 31 % en la composición de generación del SIN (*Sistema interconectado nacional*) (UPME, 2014). Esta alternativa lleva consigo un aumento de los costos de generación dada la naturaleza del combustible (gas natural, carbón o aceite combustible), por consiguiente aumenta a su vez el costo percibido por los usuarios de las redes de energía eléctrica.

Con el propósito de mantener la operación y garantía en la prestación del servicio eléctrico, la Unidad de Planeación Minero Energética afirma en su Plan de Expansión 2014-2018 (2015) que la capacidad instalada actual es insuficiente y por tanto se debe ampliar acorde a las necesidades del mercado, para lo cual plantean diferentes escenarios dentro del informe. Tal hecho trae a consideración el impacto social que conlleva la iniciación de la construcción de nuevas plantas de generación. Este proceso implicará el desvío de cursos

de agua y el desplazamiento de poblaciones situadas en esas localizaciones, además del impacto ambiental generado por el aumento en la explotación del recurso hídrico. Dicha situación ya ha logrado despertar la preocupación de entidades como la UPME, que optó por reactivar el comité ambiental con el fin de orientar la incorporación de este componente en los procesos de planificación del sector minero-energético colombiano (Ministerio de Minas y Energía, n.d.). De la misma manera, el gobierno nacional ha comenzado a intervenir en la solución de esta situación, como lo demuestra la aprobación y regulación de la Ley 1715 en mayo del 2014, que busca incentivar el uso de fuentes no convencionales de energía.

El desbalance en las finanzas de la Universidad de Valle expresando por el ex rector Ivan Enrique Ramos (El observatorio de la universidad Colombiana., 2015), trae consigo distintas ideas de acción que permitan crear oportunidades de mejora al funcionamiento de la Universidad, la condición actual de sus estudiantes y su entorno. Como respuesta a esta preocupación se plantea un proyecto de generación de energías renovables con ánimos de reducir los costos totales de energía eléctrica en la Universidad del Valle.

Teniendo en cuenta lo planteado anteriormente y considerando la problemática ambiental que se presenta en el país y la tendencia por impulsar el uso de energías renovables, es pertinente cuestionar si un sistema de autogeneración traería beneficios para la Universidad. Según una empresa especializada del sector, la mejor modalidad de generación eléctrica con recursos renovables es la energía solar fotovoltaica, dada la ubicación espacial y las condiciones meteorológicas del campus Meléndez. (TECMAC Ingeniería, Comunicación personal, octubre 2014).

Teniendo en cuenta los antecedentes mencionados, se plantea la siguiente pregunta:
¿Cómo se podrían determinar los beneficios y costos del uso de la energía solar fotovoltaica en la Universidad del Valle?

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en la Universidad del Valle considerando el impacto de la nueva legislación para promoción de energías renovables.

2.2. Objetivos específicos

1. Realizar un análisis técnico de la localización del sistema de generación eléctrica fotovoltaica y la selección de la tecnología a implementar
2. Evaluar la factibilidad y sostenibilidad económica del proyecto considerando la nueva legislación.
3. Realizar el análisis de riesgo financiero del proyecto a partir de las variables claves identificadas.

3. Aspectos generales de la energía solar fotovoltaica

La energía solar es en la actualidad uno de los métodos más limpios de producción de energía conocidos. Los paneles solares constituyen uno de los métodos más simples empleados para convertir la energía del sol en energía eléctrica aprovechable sin que en esta transformación se produzcan subproductos peligrosos para el medio ambiente (Sánchez Maza, 2013). Sus instalaciones son atractivas, debido a la presencia diaria del sol, aunque las variaciones de intensidad a lo largo del arco que describe y las condiciones climatológicas pueden hacer de esta una opción no tan favorable para ciertos países (Perales Benito, 2014). Este no es el caso de Colombia que cuenta con una ubicación cercana a la línea del Ecuador, haciendo que tenga un mayor potencial para generar energía de este tipo.

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la luz solar en energía eléctrica, esta a su vez es recibida en forma de corriente continua para ser transformada en corriente alterna para su posterior almacenamiento o uso (Sánchez Maza, 2013).

De acuerdo a Sánchez Maza (2013) la incidencia de la radiación solar puede presentar distintos valores, dependiendo del momento del día, el clima, la geografía de la región, la posición relativa del sol en el cielo (elevación solar), la cual depende de la latitud de cada lugar y la altitud, como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Variación de la radiación incidente con la altitud

Variación de la radiación incidente con la altitud					
Altura sobre el nivel del mar (m)	0	900	1.500	2.250	3.000
Intensidad de la radiación (w/m ²)	950	1.050	1.100	1.150	1.190

Fuente: (Sánchez Maza, 2013)

En la actualidad, se ha logrado una eficiencia de alrededor de 40% en la conversión de los paneles solares, en laboratorios pertenecientes a Soitec, Fraunhofer y Sharp (Zachary Shahan, 2015). Sin embargo, solo se ha alcanzado 22,5% de eficiencia en los paneles comerciales, como lo demuestra el último desarrollo de productos de la empresa Panasonic, cuyo lanzamiento se espera para el año 2016 (Clover, 2015). Las constantes investigaciones para mejorar la eficiencia y los avances continuos, permiten pensar que en un futuro exista la posibilidad de desarrollar aerosoles a base de células nanos cristalinas, las cuales se puedan ser esparcidas en techos, vidrios, etc. (Bohórquez, 2009).

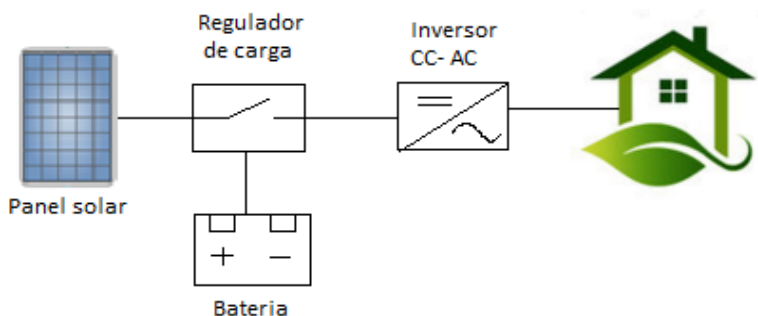
Existen dos tipos de instalaciones o sistemas solares fotovoltaicos, que se clasifican de acuerdo a su arquitectura y utilización. Estos pueden ser: aislados (autónomos sin conexión a la red eléctrica) o conectados a la red eléctrica. Adicionales a estos y en menor escala se encuentran los sistemas híbridos, en los que se emplea más de un medio para obtener energía dependiendo de las condiciones del momento (Sánchez Maza, 2013).

Las instalaciones o sistemas autónomos o aislados de la red eléctrica se utilizan cuando no se dispone de una conexión a una red de distribución pública de electricidad o resulta costoso instalarla. Estos sistemas se pueden encontrar en instalaciones domesticas rurales, iluminación de áreas aisladas y carreteras, sistemas de telecomunicación (repetidores de señal, boyas, SOS en carreteras, etc.), sistemas de bombeo de agua, pequeños sistemas autónomos (calculadoras, computadores, etc.).

Una característica importante de estos sistemas es la necesidad de baterías para almacenamiento, que permitan el consumo de corriente aun cuando no hay suministro solar o en periodos de baja insolación. Como elemento adicional, se deben instalar reguladores de carga para las baterías, los cuales estarán encargados de proteger a la batería frente a sobrecargas y descargas excesivas, informar acerca de la cantidad de carga de la batería y de realizar reconexión a esta de manera automática o manual.

La Ilustración 1 muestra, de forma esquemática, los componentes de un sistema de esta naturaleza.

Ilustración 1. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, las instalaciones o sistemas conectados a la red tienen como finalidad no solo producir energía eléctrica para el consumo, sino también inyectarla directamente a una red general de distribución. De esta manera se puede suplir la demanda eléctrica en las horas donde no hay producción fotovoltaica e inyectar cuando la energía generada sea mayor a la consumida. Por lo general la diferencia entre la energía eléctrica que entrega la instalación a la red y la que se consume es calculada por medio de un contador bidireccional y es facturada a un precio previamente pactado con el agente comercializador, si la legislación del país así lo permite.

De acuerdo a Ibañez Plana, Rosell Polo & Rosell Urrutia(2005), para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica que se encuentre ubicada cerca al lugar de generación y tenga capacidad para admitir la energía que produce el sistema fotovoltaico
- Determinación del punto de conexión por mutuo acuerdo con la compañía distribuidora de electricidad.
- Diseño del sistema de generación con equipos de calidad y protecciones establecidas, de acuerdo con las legislaciones
- Instalación realizada por un instalador especializado

También afirman que las aplicaciones de estos sistemas más comunes son:

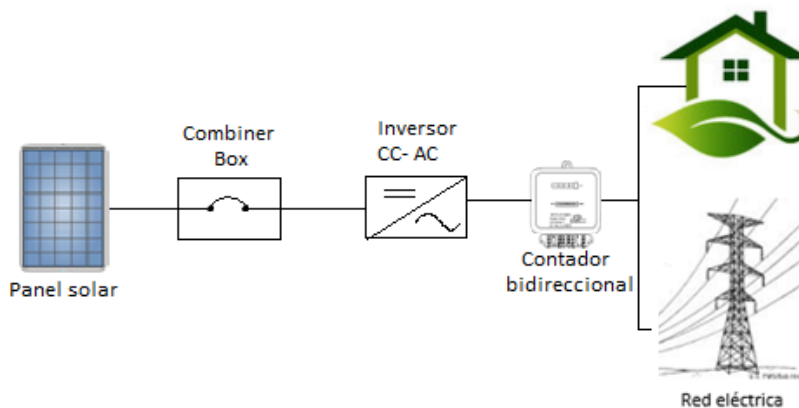
- Centrales fotovoltaicas, en las que toda la producción es inyectada a la red.
- Sistemas integrados en edificios, donde la energía producida satisface la demanda del edificio en horas de gran consumo y la energía sobrante es inyectada a la red en horas de producción alta. Estos pueden estar ubicados en terrenos vacíos, tejados, terrazas o fachadas.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red tiene en común con el sistema aislado, el generador fotovoltaico o panel solar y el inversor, careciendo de baterías y reguladores. En estos sistemas se incorporan protecciones y contadores bidireccionales de energía.

El inversor en este caso, cumple la función más importante, pues aparte de hacer la conversión de corriente continua (C.C) a Corriente alterna (C.A), estará encargado de maximizar la producción de corriente, optimizar el paso de energía entre el módulo y la carga y brindar la capacidad de sincronizar la onda de la energía generada con aquella transportada en la red eléctrica. Este tipo de inversores de conexión a la red, vienen equipados con elementos de protección y desconexión segura.

La Ilustración 2, muestra de manera gráfica los elementos de un sistema conectado a la red.

Ilustración 2. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red



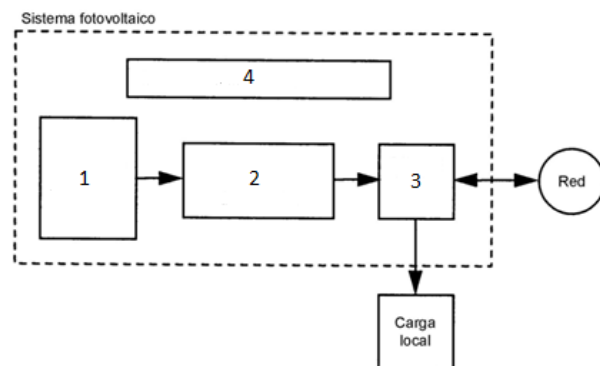
Fuente: Elaboración propia

Dado que la Universidad del Valle, sede Melendez dispone de acceso a la red eléctrica de la ciudad y que existe demanda energética durante las horas que el sistema de generación fotovoltaica recibe los rayos del sol, se considera innecesario el uso de baterías y reguladores. Por lo tanto, en el presente trabajo se analizarán diversos escenarios de sistemas conectados a la red. Es importante destacar que al no requerir sistemas de almacenamiento, este tipo de instalación requiere de una menor inversión inicial y es más amigable con el medio ambiente.

4. Elementos de un sistema o instalación conectado a la red.

La Ilustración 3. Muestra el diagrama de bloques de un Sistema con conexión a la red eléctrica. La orientación de las flechas muestra el flujo de la energía (Comisión Federal de Electricidad-CFE, 2008)

Ilustración 3. Diagrama de bloques de un sistema interconectado a la red eléctrica.



Fuente: (Comision federal de electricidad, 2008)

Un sistema conectado a la red está compuesto de cuatro sub sistemas (Ibañez Plana et al., 2005)

- El sistema generador o de captación de energía, que consiste en captar la luz del sol mediante un conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos. Se muestra en la ilustración 3 como (1).
- El sistema de adaptación de suministro eléctrico, que consiste en hacer compatibles entre sí las características eléctricas (tensión, intensidad, frecuencia...) de los diferentes subsistemas mediante los inversores. Se muestra en la ilustración 3 como (2).
- El Sistema de interconexión que consiste en hacer la unión entre los demás subsistemas y permitir al usuario tener un monitoreo del sistema. Esto se lleva a cabo mediante los cables o líneas y el contador bidireccional. Se muestra en la ilustración 3 como (3).
- El sistema de monitoreo y control, presente durante todo el proceso de generación. Mostrado en la ilustración 3 como (4).

4.1. Sistema generador o captador (Módulos fotovoltaicos)

4.1.1. Generalidades

Los módulos fotovoltaicos son el elemento primordial en la generación del sistema fotovoltaico, ya que son los encargados de convertir directamente en electricidad los

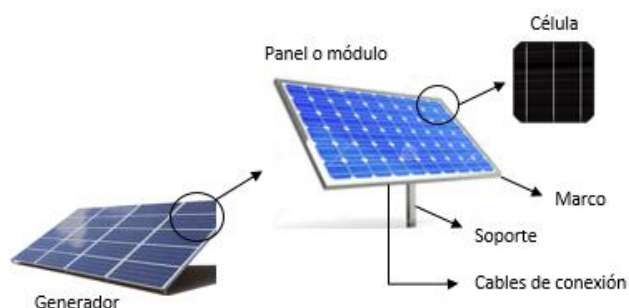
fotones que provienen de la luz del sol. Este efecto es realizado por cada una de las células que conforman un módulo o panel proporcionando una corriente continua.

Las células o celdas solares se fabrican a partir de planchas de silicio, las cuales tienen un grosor entre 0,25 y 0,35 mm y una forma cuadrada, con una superficie aproximada de 100 mm². Son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y carecen de soporte mecánico; por eso, una vez fabricadas, deben ser ensambladas unas con otras, de manera que formen una estructura única, rígida y hermética, como se observa en la Ilustración 4 (Sánchez Maza, 2013).

En el conjunto del panel FV², las celdas o células solares deben ser iguales. Estas se encuentran conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión o corriente se ajusta a los valores requeridos. En primer lugar, se conectan las células en serie hasta conseguir el nivel de tensión o voltaje deseado y luego se conectan en paralelo varias de las primeras, hasta alcanzar el nivel de corriente deseado (Sánchez Maza, 2013). Para la conexión de los paneles en una instalación se deben aplicar los mismos principios, siendo todos los paneles del mismo fabricante y realizando la conexión entre ellos para alcanzar los valores de voltaje y corriente requeridos por el sistema y delimitados por el inversor.

Como medida de protección incluida en los módulos FV, se emplean diodos de bloqueo encargados de “puentear” el módulo, haciendo que la corriente siga su camino en caso de que alguno de los componentes falle, evitando así que se afecte todo el funcionamiento del sistema.

Ilustración 4. Componentes del generador solar fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Clasificación de los módulos solares

Los tipos de paneles solares dependen de su tecnología de fabricación (Sánchez Maza, 2013) Pueden ser de:

- Silicio cristalino (monocristalino y multicristalino)
- Silicio amorfo

² Panel solar fotovoltaico

Las principales diferencias entre dos paneles de distinto material se encuentran en el rendimiento y la apariencia. Por lo general a mayor pureza, más altos son los costos, para una calidad que no va suponer un incremento sustancial en el rendimiento.

La tabla 2. Resume los valores de rendimiento y las características principales de cada tipo de panel según su clasificación por material empleado.

Tabla 2. Tipos de paneles fotovoltaicos por material

Módulos	Material	Rendimiento directo	Característica física
	Silicio Monocristalino	15-21%	Típicamente azules homogéneos y la conexión de las células es individual.
	Silicio Policristalino	13-16%	Superficie estructurada en cristales. Generalmente contiene distintos tipos de azul.
	Silicio Amorfo	7-13%	Color marrón homogéneo. No existe conexión visible entre las células.

Fuente: (Energía renovables, 2014; Sánchez Maza, 2013)

Adicional a estos, existen paneles de Células Tándem que combinan una capa delgada de silicio amorfo, sobre una de silicio cristalino, lo que mejora el rendimiento en condiciones de nubosidad, debido a que absorben mejor la radiación difusa, presentando rendimientos mayores al promedio. Existen otros materiales para la fabricación de células fotovoltaicas como el Teluro de Cadmio, Arsienuro de Galio, Diseleniuro de Cobre en indio, que son menos utilizados, ya que presentan rendimientos más bajos (Ormaechea Ballesteros, 2012).

4.1.3. Características de los paneles

Las características de los paneles solares vienen determinadas de acuerdo a un estándar de temperatura de 25°C y una radiación estándar de 1000 W/ m². Estos parámetros están sujetos a cambios que dependen del proveedor de la tecnología (Sánchez Maza, 2013).

Parámetros eléctricos

A continuación se enumeran y definen los parámetros eléctricos más importantes a tener en cuenta a la hora de estudiar una célula fotovoltaica. (Ormaechea Ballesteros, 2012; Perales Benito, 2014; Sánchez Maza, 2013)

- **Tensión nominal (V_n):** es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel.
- **Tensión en circuito abierto (V_{ca}):** es el máximo voltaje, que se mediría entre los bornes de un panel si se dejaran los terminales en circuito abierto.
- **Intensidad de corto circuito (I_{cc}):** es la corriente medida entre los bornes de un panel cuando estos se cortocircuita. Es la máxima intensidad que se puede obtener de un panel.

- **Tensión en el punto de máxima potencia (V_m):** es el valor en voltios de la tensión cuando el panel está trabajando en la potencia máxima.
- **Intensidad en el punto de máxima potencia (I_m):** es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.
- **Potencia máxima (P_m):** es el valor pico, es decir la máxima potencia que puede entregar el panel a condiciones ideales. También es conocida como potencia de pico del módulo (W_p).
- **Eficiencia de conversión energética:** es el cociente entre la potencia eléctrica máxima (P_m) y la potencia real entregada, dependiente de la irradiación incidente sobre la célula.

Características físicas: el fabricante brinda una descripción del aspecto físico del panel, materiales con los que fue construido, medidas y peso, tanto de las células, como del panel en general, que son de gran utilidad para la localización y soportes del sistema.

Irradiación y temperatura: el comportamiento de un módulo varía con la irradiación solar. La corriente proporcionada por el modulo es directamente proporcional a la energía solar recibida. La intensidad aumenta con la radiación y el voltaje permanece constante, por lo que la potencia aumenta (Sánchez Maza, 2013). La exposición al sol de las células, provoca el calentamiento, por lo que la tensión generada varía inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que esto provoque cambios en la corriente de salida.

El fabricante proporciona la temperatura estándar a la cual se encuentran calculados los parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de la instalación. Adicional a esto, debe presentar la variación de dichos parámetros, teniendo en cuenta los posibles valores de temperaturas, que se encuentran dentro del rango de funcionamiento. (Perales Benito, 2014). Altas temperaturas en el módulo, reducen el voltaje de 0,04 a 0,1 voltios por cada grado centígrado que sube la temperatura. Por esta razón, los paneles no deberían ser instalados en contacto directo con una superficie, sino que debe permitirse al aire circular debajo de cada módulo para que su temperatura no se incremente (Perales Benito, 2014).

4.2. Sistema de adaptación de suministro eléctrico (Inversores)

4.2.1. Generalidades

Los inversores son elementos que permiten convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a 110 v o 220 v de valor eficaz y una frecuencia de 60 Hz, que es la empleada en el caso de Colombia (World standards cooperation, 2015). Se consideran estos como los estándares mínimos requeridos para realizar la inyección a la red del distribuidor, aunque se espera que dentro de la regulación de la ley 1715 de mayo del 2014 encargada de promover la generación de energías no convencionales, se especifiquen estándares de conexión más precisos para este tipo de sistemas.

Una característica fundamental de los inversores de conexión a la red, es el seguidor de punto de máxima potencia (MPPT: Maximal power point tracking). Su función es acoplar la entrada del inversor a la potencia variable producida por el componente generador del sistema o paneles solares. Con esto, se logra obtener en todo momento la mayor cantidad de energía disponible o la máxima potencia (Ibañez Plana et al., 2005).

A la salida del inversor se deberá entregar una forma de onda seno sincronizado con la onda de la red existente, lo que permite la inyección a la red de la energía generada. El inversor, trabaja normalmente a una eficiencia entre el 90% y el 96% a carga total y entre el 85% y el 95% para una carga aproximada del 10%. Se recomienda realizar el dimensionamiento de acuerdo a la mayor carga exigida por el circuito (Bohórquez, 2009). Es recomendable no instalar los inversores en zonas con temperaturas ambientales altas, de lo contrario se requiere ventilación adicional.

4.2.2. Clasificación de los inversores

Existen muchas formas de clasificación para los inversores. Entre las principales se encuentran (Sánchez Maza, 2013).

1. Según el tipo de conmutación:

Mediante la conmutación se controla el flujo de energía en el sentido deseado.

- Inversores conmutadores por línea: Su elemento semiconductor es el tiristor SCR. Estos inversores se utilizan en grandes planta fotovoltaicas
- Inversores auto conmutados: Utiliza la modulación por ancho de pulso (PWM: pulse-width modulation). Este tipo de inversores pueden controlar libremente la forma de onda de tensión y corriente en la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, por tanto aumentar la eficiencia. Debido a todas estas ventajas, este tipo de inversores son los más empleados actualmente.

2. Según el tipo de aplicación:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

3. Según el tipo de carga

- Inversor monofásico (< 5kW)
- Inversor trifásico (> 5 kW)

4.2.3. Características o parámetros de los inversores

Según Sánchez Maza (2013), las características de un inversor son las que se listan a continuación:

- **Tensión nominal de entrada:** El inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones, ya que la tensión de entrada no corresponde a un valor fijo.
- **Potencia nominal:** Correspondiente al funcionamiento continuo del circuito de salida del inversor, la cual debe ser mayor a las potencias nominales de los equipos Consumidores. Es importante tener en cuenta la capacidad de suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que esta situación puede mantenerse.
- **Eficiencia:** Es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega y el consumo del generador. La eficiencia no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido el inversor. Será primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico a la potencia nominal del inversor. Si se quiere tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia pico del campo nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.
- **Forma de onda:** Es una representación gráfica de la tensión suministrada por el inversor en función del tiempo. De esta pueden determinarse los valores de amplitud y frecuencia de la tensión alterna generada. La onda puede ser cuadrada, senoidal modificada o trapezoidal o senoidal pura.
- **Fases:** normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5 kW son monofásicos. Los mayores a 15 kW suelen ser trifásicos. Sin embargo, muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- **Protecciones:** el inversor deberá incorporar protecciones mínimas como:
 - **Interruptor automático:** dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los interruptores automáticos (relés) de mínima y máxima tensión que van a controlar la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor.
 - **Funcionamiento “en isla”:** el inversor debe contar con un dispositivo para evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.
 - Limitador de la tensión máxima y mínima
 - Limitador de la frecuencia máxima y mínima: el margen indicado sería 2%
 - Protección contra contactos directos
 - Protección contra sobrecarga
 - Protección contra corto circuito
 - Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos

4.3. Sistema de interconexión

4.3.1. Contador

Un contador o medidor de energía eléctrica es un conjunto de elementos electromagnéticos o electrónicos que se utilizan para medir el consumo de energía, tanto activa como reactiva

(doble sentido) y en algunos casos la demanda máxima (Heredia londoño, 2013). En otras palabras, es el elemento que contabiliza por un lado la cantidad de electricidad sobrante que la vivienda no ha usado y que inyecta a la red y por otro lado la energía que la vivienda toma de la red. De esta manera los comercializadores controlan la entrega de energía de sus clientes. Es importante aclarar que debido a la falta de regulación de la ley 1715 aún no se tiene claro cuáles son los requerimientos para estos dispositivos.

Un medidor está formado principalmente por la caja principal verificadora, que es donde se encuentra el mecanismo del medidor, compuesto por una bobina de tensión, bobina de corriente, un disco giratorio y un numerador (Heredia londoño, 2013).

4.3.1.1. Características del contador

Las características o criterios que se deben tener en cuenta a la hora de elegir un medidor son: el tipo de transformador, el tipo de red y el tipo de carga a alimentar dependiendo del tipo de acometida que hay instalada (monofásica, bifásica o trifásica) (Heredia londoño, 2013).

Para el caso estudio se utilizará el transformador que se encuentra funcionando actualmente en la edificación ubicado a las afueras del mismo, asumiendo que la capacidad de potencia de este es mayor a la potencia de salida del inversor.

4.3.2 Cable o líneas

Los cables son los encargados de transportar toda la energía del sistema incluyendo las pérdidas. Estos cables están expuestos a condiciones ambientales extremas de calor, frío, humedad, rayos ultravioletas e incluso ataques de roedores (Sánchez Maza, 2013). La importancia de los cables reside en que su correcto dimensionamiento puede reducir las pérdidas por caídas de tensión y calentamiento de manera significativa.

Existen unos cables diseñados especialmente para instalaciones solares en corriente continua ya que las tensiones que se manejan son muy bajas, comparadas con el amperaje. Para las conexiones en corriente alterna, a la salida del inversor se puede utilizar cable común de cobre o aluminio (Wiles, Ellis, & Foster, 2003).

4.3.2.1. Clasificación de cables o líneas

Los cables o conductores pueden ser clasificados (Voltech, 2015):

1. Según su tipo

- Alambre desnudo: alambre sólido de cobre sin recubrimiento. Utilizado generalmente para la conexión a tierra.
- Alambre aislado: mismo alambre sólido de cobre cubierto con un aislamiento plástico. Se utiliza para el alambrado de casas y oficinas.
- Cable flexible: cable compuesto por varios alambres delgados cubiertos por un aislamiento plástico.

- **Cordón:** dos o más cables o alambres aislados envueltos juntos.
2. **Según la medida**, esta se categoriza según el sistema AWG (American Wire Gauge). Mientras más pequeño sea el número AWG será mayor el diámetro del cable. El diámetro de los alambres y cables está relacionado con la corriente que estos puedan soportar, mientras mayor diámetro tengan, podrán conducir más amperios (A). Si un cable es sometido a más corriente de la que puede soportar, podría sufrir un sobrecalentamiento, además de generar un desperdicio de energía.

4.3.2.2. Características

Para determinar la sección de los conductores o cables se deben tener en cuenta los siguientes criterios (Ibañez Plana et al., 2005):

- **La intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente**
Debido al efecto Joule, cuando circula una intensidad a través de un conductor, se pierde una potencia eléctrica que produce una transferencia de energía (calor), generando un incremento de la temperatura del conductor, que es finalmente transmitida al material aislante.
- **Caída de tensión máxima admisible**
A lo largo de una línea eléctrica por la que circula una cierta intensidad de corriente se produce una caída de tensión, lo que significa que la tensión disponible al final de la línea es menor que la tensión aplicada al principio. Dicha caída de tensión debe estar entre los límites admisibles, establecido en máximo un 5% de acuerdo a la regulación colombiana.
- **Intensidad máxima admisible por los conductores en caso de cortocircuito**
La sección de los conductores debe ser la adecuada para que en caso de un cortocircuito en la línea, el aumento de la temperatura que tiene lugar en el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante durante el tiempo que dura el cortocircuito.

4.4. Sistema de monitoreo y control

Mediante las tecnologías de la información se han mejorado los procesos de comunicación del sector fotovoltaico, optimizando los procesos de medición, control, gestión remota y tele monitorización (Ormaechea Ballesteros, 2012).

Dichos sistemas registran los datos de generación de energía y problemas en el sistema incluso en tiempo real. La conexión se realiza comúnmente por medio de red wifi, GSM o cable ethernet y se pueden observar los datos o su representación gráfica desde cualquier dispositivo electrónico. Adicional a esto se pueden instalar sensores que permitan medir parámetros meteorológicos como la temperatura o la radiación en el lugar.

Es importante conocer la cantidad de energía generada por el sistema, de manera que se pueda comparar con la cantidad de energía para la cual fue dimensionada la instalación (Sidrach de Cardona, 2009).

5. Caso de Estudio

Para efectos de estudio y análisis del presente documento, se ha decidido realizar un acercamiento al caso de estudio en la Universidad del Valle, particularmente en un edificio perteneciente a la institución. Según el departamento de Planeación de La Universidad del Valle, actualmente se tiene un contrato con la empresa comercializadora Emcali, esta empresa es la encargada de suplir de energía eléctrica a todo el campus universitario de Meléndez.

Para el planteamiento del caso de estudio y la definición de dónde se situaría específicamente el sistema, se siguieron dos pasos que se ilustran esquemáticamente en la ilustración 5.

Ilustración 5. Pasos para plantear del caso estudio



Fuente: Elaboración propia

Paso 1: Elección de la localización del sistema: contemplando las localizaciones más comunes de los sistemas de generación de energía solar, se dispone de tres maneras de localizar el sistema:

- Espacios vacíos o zonas verdes (campos fotovoltaicos)
- Integrados en la edificación (recubrimiento de fachada, muros cortina, parosoles en fachada, cubiertas planas acristaladas y tejas)
- Techos

Tabla 3. Análisis de ventajas y desventajas de las localizaciones

Localización	Ventajas	Desventajas
Fachadas de edificaciones	• Posibilidad de diseños innovadores y modernos • Optimización de espacio • Aprovechamiento del panel a la incorporación del diseño de la edificación	• Adaptaciones estructurales costosas • Escasa recepción de la radiación solar dado el ángulo de orientación del panel y la localización espacial de la ciudad de Cali • Exposición de los paneles a posibles daños • Limitante en la escogencia de los paneles a usar

Espacios vacíos o zonas verdes	• Mayores áreas de instalación • Posibilidad de instalar los paneles, de manera que favorezca la recepción de radiación	• Altos costos por metro cuadrados, asociados a la utilización del terreno. • Equipos completamente expuestos
Techos	• Optimización del espacio • Posibilidad de instalar los paneles, de manera que favorezca la recepción de radiación	• Limitación a la hora de elegir la edificación ya que no todos los techos cumplen con los requerimientos estructurales.

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al análisis de ventajas y desventajas de cada una de las posibles localizaciones de este tipo de sistemas se escogió la ubicación en techos. En la ciudad de Cali se cuentan con diversos sistemas de energía solar fotovoltaica instalados en techos como es el caso del sistema de la universidad autónoma de occidente (Universidad autónoma de occidente, 2015), además de esto es un espacio que se encuentra totalmente disponible y los paneles en si servirían como aislante térmico para la edificación. No se escoge la localización en fachadas, dado que se requieren cambios estructurales costosos y la recepción de la radiación es menor, por lo que la eficiencia del sistema se vería afectada. De igual manera se descartó la opción de utilización de espacios o zonas verdes, dado que los paneles se encontrarían totalmente expuestos a robo o daños.

Paso 2: Elección de la edificación: de acuerdo a lo establecido, se siguió con la búsqueda de la edificación de acuerdo a los criterios que se plantean en la tabla 4.

Tabla 4. Criterios para selección de edificación

Criterio	Descripción del criterio
Techo	<u>Estado actual de los techos:</u> el techo se debe encontrar en buenas condiciones; sin zonas desprendidas por humedad ni materiales de repechaje de fácil desprendimiento. <u>Diseño y accesibilidad:</u> el diseño del techo debe permitir la instalación. El uso de volúmenes e inclinaciones debe ser limitado. Además debe ser apto para el tránsito humano.
Incidencia del sol	El techo de la edificación debe recibir incidencia del sol, preferiblemente evitar techos con proximidad a vegetaciones densas que produzcan sombra, limitando la recepción solar.
Facilidad de instalación	La edificación debe contar con diseño de circuito eléctrico independiente. Preferiblemente contar con cableado y equipo eléctrico en buen estado.
Demanda energética	Se prefiere que la edificación cuente con contador propio de manera que se pueda establecer fácilmente la demanda energética, que a su vez sea generada en las horas que el sistema fotovoltaico podría suplirla.

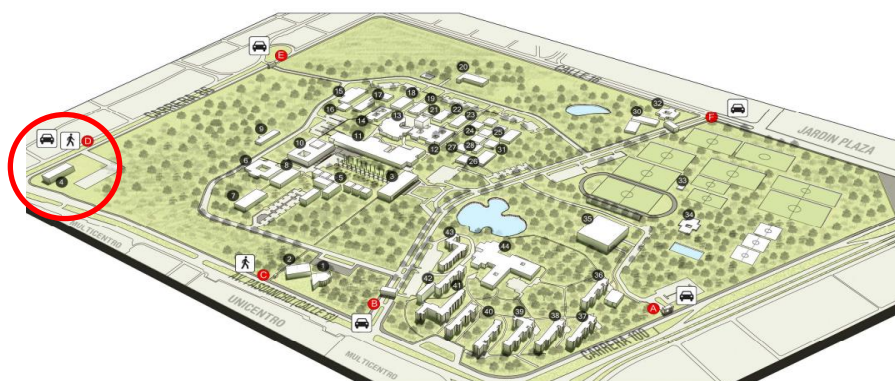
Fuente: Elaboración propia

Después de observar y analizar diferentes edificios dentro del Campus para identificar el que mejor se ajustaba a las necesidades del caso de estudio, se decidió que el escenario seleccionado es el Edificio 310 de Bienestar Universitario (Emilio Aljure Nasser) en el

Campus de Meléndez resaltado en la ilustración 6. (Para ampliar en detalle la elección de la edificación, ver *Anexo 1. Detalle de la elección de la edificación*, en el cd que acompaña al documento).

El edificio, que se puede apreciar en la Ilustración 7 y 8, se encuentra ubicado en la carrera 86 con Avenida Pasoancho, dentro del campus de Meléndez en la ciudad de Cali, Colombia. Fue inaugurado el 22 de diciembre del 2012 y cuenta con 2.200 metros cuadrados de área y tres pisos de altura, donde se encuentran ubicados consultorios médicos, salas de enfermería, laboratorio de muestras y despacho de medicamentos.

Ilustración 6. Mapa de la ciudad universitaria Meléndez



Fuente: Página web oficial Universidad del Valle, 2015

Se eligió este edificio al ser el único que cumple con las condiciones necesarias para la instalación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica, por lo que no requiere realizar inversiones adicionales para modificar sus condiciones.

El resumen de las características del edificio según los criterios se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Criterios de elección para el edificio Emilio Aljure

Criterio	Edificio Emilio Aljure Nassar
Techo	La edad del edificio (3 años) tiene mucha importancia, ya que no existe un desgaste de la edificación. Cuenta con techos en perfecto estado en cuanto a material y solidez. El diseño del techo es plano y permite el tránsito humano con facilidad.
Incidencia del sol	Esta edificación se encuentra aislada en el campus universitario, es el punto más alto dentro de su perímetro, por lo que no existen árboles o edificios que puedan interferir en la recepción solar.
Facilidad de instalación	Cuenta con su propio contador de energía eléctrica, los equipos son nuevos y están en perfecto estado. El cobro de la energía eléctrica es independiente al resto de edificios, facilitando la consecución de datos y el estudio del consumo.

Demanda energética	Por ser un edificio de servicios de salud, cuenta con oficinas, consultorios, equipos de cómputo, aires acondicionados que funcionan permanentemente, haciendo que exista un patrón de consumo que se adapte a las necesidades del estudio.
---------------------------	---

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 7. Edificio Emilio Aljure



Fuente: Fotografía de los autores, 2015

Ilustración 8. Edificio Emilio Aljure



Fuente: Google Maps , 2015

Como se mencionó al final del Capítulo 3, se estableció que los sistema de generación de energía solar conectados a la red se ajustan de mejor manera al caso de estudio, teniendo en cuenta que existe disponibilidad de la red de distribución de Emcali en la edificación elegida y que esta red cuenta con capacidad para admitir la energía que produciría el sistema.

Los sistemas conectados a la red permiten realizar el análisis del proyecto con inyección a la red y sin ella, dependiendo de la cantidad de energía que generaría la edificación. Según Sánchez Maza (2013), en lugares donde llega la red, la opción más sencilla, barata y ecológica es conectar los paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Una ventaja

adicional que apoya la selección de este tipo de sistema es que al conectarse a la red, se puede abastecer fácilmente los picos de demanda que no supla el sistema de autogeneración, por lo que se considera innecesario el uso de baterías y por tanto el costo del sistema disminuye.

En el desarrollo del presente documento, se plantearán dos casos para instalaciones conectadas a la red. En el primero se busca el **autoabastecimiento energético** de la edificación, ya que en caso de generar excesos de energía, no existe aún una regulación de la ley 1715 que establezca el precio al cual se retribuirá dicha contribución, por lo que el exceso se perdería. Posteriormente, se analizará el segundo caso donde se busca aumentar la energía producida mediante la utilización de la totalidad del espacio disponible, evaluando un sistema con **inyección a la red**.

6. Dimensionado de los sistemas

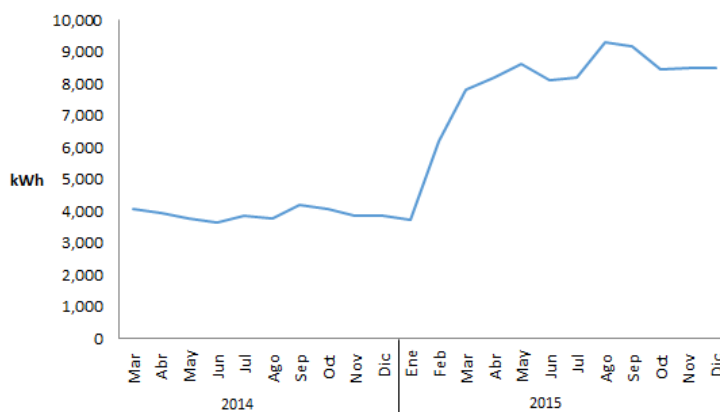
El dimensionado de los sistema de energía solar fotovoltaico es diferente para cada tipo de instalación. Cuando se trata de sistemas aislados de la red, se busca garantizar el suministro de energía eléctrica, por lo que la cantidad de energía que se produce debe ser igual a la cantidad que se consume. Cuando se trata de instalaciones conectadas a la red, el objetivo es maximizar la producción de energía solar. En el dimensionado de este tipo de instalaciones no se dispone de un sistema de acumulación de energía, ni tampoco de un sistema de regulación con lo que se reduce la inversión inicial (Ibañez Plana et al., 2005).

Para dimensionar cada sistema, se debe tener un claro conocimiento del comportamiento de la edificación, así se podrá asegurar que la elección de la tecnología y el diseño son los que mejor se ajustan. Para ello, se analizan las características principales de la edificación que se listan a continuación.

6.1. Consumo de la edificación

Con la colaboración del área administrativa del Edificio, se obtuvieron las facturas de energía eléctrica de la edificación generadas por la empresa prestadora del servicio, Emcali. En la ilustración 9 se puede observar la gráfica de consumo de los años 2014 y 2015.

Ilustración 9. Gráfico de la demanda del Edificio



Fuente: Elaboración propia

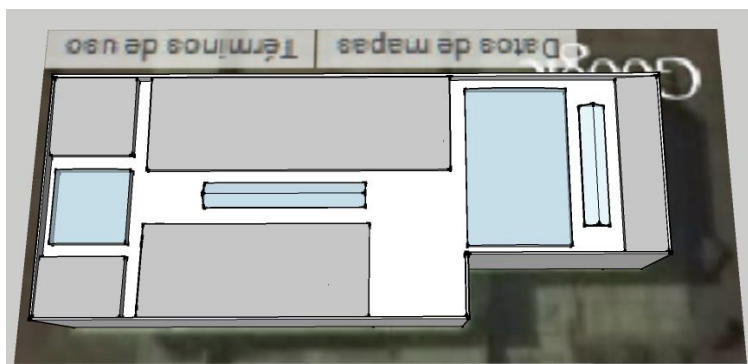
Como se puede observar, en el año 2015 el consumo mensual en kWh se ha duplicado respecto al año 2014, esta situación se presenta debido al incremento de la cantidad de equipos y servicios ofrecidos dentro de la edificación que ya han alcanzado la totalidad de la capacidad del edificio. Por este motivo, se eliminarán del análisis los datos correspondientes al año 2014. Este consumo se tomará como punto de partida para determinar la cantidad de energía a suplir mediante el sistema fotovoltaico.

6.2. Área disponible

De acuerdo a la descripción de la selección del sistema y edificio, se realiza un análisis detallado del área disponible en el techo del edificio Emilio Aljure Nasser.

En la ilustración 10. Se pueden observar los recuadros de color azul, los cuales muestran las áreas cuya cubierta es de vidrio templado. Este material, permite el ingreso de luz natural a algunos espacios del edificio, aunque debido a su fragilidad, no es posible ubicar paneles sobre éste ya que no soportaría su peso e impediría el ingreso de luz a la edificación. Por el contrario, las áreas de color gris claro, son superficies de estructura metálica que soportan adecuadamente el peso, lo cual las hace aptas para la localización del sistema. La sumatoria de las áreas disponibles para la ubicación del componente generador de la instalación solar fotovoltaica sería de **448 m²**.

Ilustración 10. Techo del Edificio Emilio Aljure



Fuente: Elaboración propia mediante Google Sketchup

6.3. Georreferenciación y radiación solar

Coordenadas geográficas: para ubicar con precisión la edificación en el espacio, se utilizó la herramienta de Google Earth. El edificio Emilio Aljure se encuentra ubicado en coordenadas (3,378; - 76,536) de acuerdo al sistema de grados decimales y de 3°22'46,57" Norte y 76°32'14,47" Oeste, en el sistema GMS (grados, minutos, segundos) a una altitud de 976 metros sobre el nivel del mar.

Radiación solar: la radiación solar es una de las variables que define el comportamiento de los módulos solares. Esta variable puede cambiar con el día, el clima, la geografía de las regiones y la posición relativa del sol (elevación solar), la cual depende a su vez de la latitud de cada lugar y la altitud (Sánchez Maza, 2013)

Se definieron los valores de radiación a usar para el análisis del sistema de acuerdo a las coordenadas establecidas y la base de datos de Meteonorm. El promedio de radiación diaria en el sitio es de 4,52 (Kwh/m².dia) . Los datos de radiación solar usados como datos base son resumidos en la Tabla 6.

Tabla 6. Radiación solar mensual en las coordenadas del lugar

Radiación solar (Kwh/m ² . dia)											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
4,62	4,65	4,68	4,64	4,39	4,42	4,63	4,36	4,89	4,41	4,15	4,39

Fuente: (Meteonorm, n.d.)

6.4.Elección de la tecnología

Existen gran variedad de paneles e inversores disponibles en el mercado, con diferentes proveedores y clasificaciones. Para la selección del tipo de panel, se investigó la disponibilidad en el mercado de los mismos, el reconocimiento de calidad del proveedor, la potencia máxima, la eficiencia de conversión energética y su relación con el precio. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se seleccionó el panel referencia UPsolar UP-M300 P, cuyas características técnicas son:

Tabla 7.Características del panel UpSolar M300P

Referencia	UpSolar UP-M300P
Tipo de panel	Silicio policristalino
Potencia Máxima [Pm]	300 Wp
Eficiencia	15.5%
Medidas con marco	1.956 x 0.992 m
Área	1.94 m ²
Peso	26,5 Kg

Fuente: Datasheet UpSolar

Para la selección de los paneles se debe entender que por lo general se obtiene una mayor eficiencia a un mayor costo (Sánchez Maza, 2013). Esta inversión adicional, se justifica si el área con la que se cuenta no permite colocar la cantidad de paneles necesarios para abastecer la demanda. Para ambos análisis, se tomará el mismo panel como referencia y solo variará la cantidad de paneles a utilizar en ambos proyectos, ya que el área definida es suficiente para el análisis de ambos casos, como se verá más adelante.

Para la electrónica de potencia, se escogieron los Inversores de la marca ABB de acuerdo a la disponibilidad en el mercado, calidad comprobada en otros proyectos, buena relación entre calidad y precio.

Tabla 8. Características Inversor ABB TRIO 27.6

Referencia	ABB TRIO- 27.6 TL- OUTD-S2X-400
Tensión nominal de entrada	28.6 kW
Rango de voltaje de entrada	500 – 800 V
Potencia nominal de salida	27.6 kW
Rango de voltaje de salida	320 – 480 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Eficiencia	98.2%

Fuente: Data Sheet ABB TRIO 27,6 S2X-400

El inversor escogido, no cuenta con transformador, incluye interruptor de desconexión para AC y DC, fusibles de protección y descargador de sobretensión que protege los equipos contra rayos y sobretensiones de maniobras.

En el anexo 2 ubicado en el cd acompañante, se encuentran las fichas técnicas de los elementos.

6.5. Inclinación de los paneles

La inclinación de los paneles se determina de manera que puedan captar la mayor cantidad de radiación posible. Para ello se tiene en cuenta la georreferenciación de la ubicación del sistema en el que intervienen el ángulo azimut³ y cenital⁴, los cuales determinan el recorrido solar durante el día. Además de esto, se debe tener en cuenta la distancia entre módulos y las sombras que puedan intervenir en el sistema (Sánchez Maza, 2013).

En los países cercanos a la línea del ecuador, el sol se encuentra en su punto más alto a aproximadamente 90° respecto a la superficie, por tanto los paneles se puede situar paralelos a la superficie, es decir sin ningún grado de inclinación. Sin embargo en la totalidad de las instalaciones actuales, se deciden instalar con algunos grados de inclinación para que se realice una auto-limpieza cuando se presentan lluvias. Por lo tanto para este caso estudio, se determina colocar los paneles a 11 grados de inclinación, siendo este el máximo ángulo donde no se generan pérdidas para el sistema. Para la ubicación de los paneles, se debe encontrar la dirección sur verdadera (geográfica) y no aquella que se indica en una brújula (magnética). La desviación entre estas ubicaciones puede influir significativamente en la eficiencia del sistema (Sánchez Maza, 2013).

6.6. Software para la simulación de los sistemas

Para el dimensionamiento del caso estudio se hará uso del software PVsyst previamente utilizado en instalaciones funcionales en la ciudad de Cali, como es el caso de la instalación de la universidad autónoma (P.Manrique, comunicación personal, 01 de octubre de 2015). PVsyst es una herramienta utilizada para desarrollar instalaciones solares FV con la cual se realiza la simulación y análisis de datos completos de los sistemas. Este software permite

³ Azimut: Angulo medido a partir del norte en dirección hacia el este

⁴ Cenital: Angulo medido desde la horizontal hacia la vertical. El horizonte tiene un cenit de 0 °.

dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación geográfica, tecnología empleada y pérdidas del sistema.

Como entradas para el diseño de ambos sistemas se tiene la siguiente información:

1. En la pestaña **“Lugar y meteo”** la georreferenciación para la obtención de los datos de radiación, radiación difusa, temperatura y velocidad del viento. Se utilizan los mismos valores para ambos casos de estudio. (Ver anexo 3 en el cd acompañante.)
2. En la pestaña **“Albedo-settings”** se determinan los límites del sistema como lo son los referentes a la temperatura mínima y máxima del lugar, temperatura promedio, voltaje mínimo, máxima cantidad permitida de pérdidas del sistema. En el mismo apartado se deben ingresar los valores de albedo⁵, dependiendo del lugar donde se va a colocar la instalación. De acuerdo al software los valores adecuados para los techos de concreto es de 0.30. Se utilizan los mismos valores para ambos casos. (Ver anexo 3 en el cd acompañante.)
3. En la pestaña **“orientación”** se ingresa la inclinación de los paneles, que para ambos casos de estudio será de 11 grados. (Ver anexo 3 en el cd acompañante)
4. En la pestaña **“sistema”** se debe ingresar la potencia a instalar, la superficie disponible, el tipo de panel e inversor. Con esta información se realiza el diseño del generador, teniendo en cuenta la cantidad de paneles conectados en serie y en paralelo que cumplan con la tensión y voltaje requeridos (Ver Anexo 3 para ambos casos: sistema de autoabastecimiento y de inyección a la red en el cd acompañante).
5. Finalmente una de las características más importantes que ofrece el PVsyst es el cálculo de pérdidas para la obtención de valores más aproximados de generación de energía. Las pérdidas se listan a continuación:
 - Pérdidas térmicas: Se calculan dependiendo de la temperatura media a la cual están expuestos los paneles y la velocidad del viento. Mientras la temperatura se encuentre más alejada al estándar de funcionamiento de los paneles (25°C) mayores serán las pérdidas.
 - Pérdidas en el cableado: Explicadas por la ley de Ohm y la resistencia al paso de corriente eléctrica propia de los materiales empleados.
 - Pérdida por calidad de los módulos: Desviación de la eficiencia efectiva media del módulo con respecto a las especificaciones de la fabricación. Los parámetros de tensión en circuito abierto (V_{ca}), Intensidad de corto circuito (I_{cc}) y punto de máxima potencia suelen presentar distribuciones estadísticas.
 - Pérdidas por polvo y suciedad: A pesar de que el valor es mínimo, si se llega a formar una capa de polvo y no se retira puede generar pérdidas significativas.

⁵ Albedo: Porcentaje de radiación que refleja la superficie

- Pérdidas IAM (incidencia de Angulo modificado): Corresponde a irradiancia que realmente alcanza la superficie de la célula solar, con respecto a la irradiancia bajo la incidencia normal, debido al ángulo de incidencia de la misma.

6.7. Dimensionado del Sistema 1: Autoabastecimiento

Para establecer la cantidad de energía que debía generar el sistema, se obtuvieron los datos del consumo mensual, observados en la tabla 9, se tomó el promedio mensual de energía demandada (7904 kWh) y se dividió en la cantidad de días que trabaja el edificio en el mes (26 días en promedio), con lo que se obtiene que la cantidad de energía promedio diaria requerida que es de 304 *kWh/dia*.

Tabla 9. Demanda energética mensual del edificio año 2015

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
3.720	6.180	7.800	8.220	8.640	8.100	8.220	9.300	9.180	8.477	8.519	8.499	7.904

Fuente: Elaboración propia

A pesar, de que la edificación trabaja 12 horas al día (Universidad del Valle, n.d.), el consumo y producción de dicha energía tiene un comportamiento especial determinado por las actividades que ahí realizan, que están relacionadas con las horas del sol.

Dada la imposibilidad de la consecución de los datos reales, se extrajo la información de curvas típicas de producción y demanda y se ejecutó el procedimiento que se describe a continuación:

6.7.1. Curva de demanda diaria

Para la obtención de la curva de demanda, se tomó como referencia los datos obtenidos a partir del escenario base del perfil de cargas de un edificio típico de oficinas (National Action Plan for Energy Efficiency, 2009).

Con base en los datos obtenidos, se obtuvo la relación porcentual de la energía generada por hora, se realizó la relación respecto a los valores de demanda reales y se obtuvo la cantidad de energía demandada por la edificación hora a hora como se observa en la tabla 10.

Tabla 10. Demanda de la edificación hora a hora

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda (kWh)	2,4	2,4	2,4	2,4	3,5	17,3	20,0	20,0	20,4	20,4	20,7	20,6
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda (kWh)	20,6	20,7	20,9	21,0	20,4	17,6	15,3	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9

Demanda diaria total (kWh)	304
-----------------------------------	-----

Fuente: Elaboración propia

6.7.2. Curva de generación diaria

Adicional a esto, se debe tener en cuenta la curva de generación diaria, pues la generación está estrictamente relacionada con las horas de sol, para esta curva, se tomó como referencia los datos de producción por hora de un sistema típico ubicado en la ciudad de Cali. Dichos datos fueron proporcionados por una empresa encargada de dicha instalación.

Al igual que en la curva de demanda, se realizó una relación porcentual para establecer la producción hora a hora del sistema. Para establecer la cantidad de energía promedio diaria a producir, se buscó un valor promedio diario cuya distribución minimizara la cantidad de energía que se debía comprar a la entidad comercializadora (Ver anexo 4, Curvas típicas de comportamiento, ubicado en el cd acompañante). Se estableció que se requería máximo 150 kWh/ día. En la ilustración 11 se muestra la comparación entre la curva de demanda y de generación para este caso.

Tabla 11. Cantidad de energía generada día a día

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Demanda (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	5,99	10,5	15,8	19,2	20,6
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda (kWh)	20,6	18,8	16,1	12,5	8,53	1,23	0	0	0	0	0	0

Demanda diaria total (kWh)	150
-----------------------------------	-----

Fuente: Elaboración propia

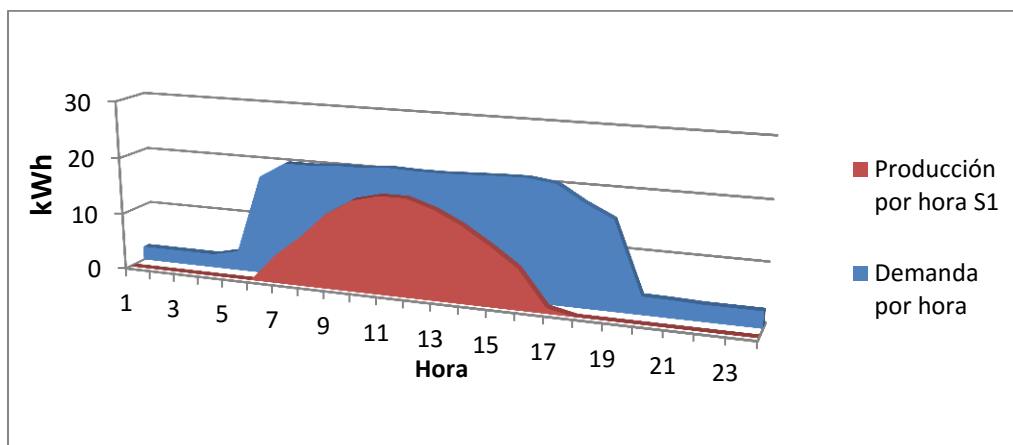
Para hallar la potencia instalada, se divide la cantidad de energía requerida, en la cantidad de horas de sol equivalentes o la radiación promedio en el sitio en kWh/m² Día. De acuerdo a lo descrito en el apartado 6.3. *Georreferenciación y radiación solar*, la radiación promedio es de 4,5 (Kwh/m². dia) , lo que significa 4,5 horas a una radiación de 1000 Wp. Por lo tanto la potencia instalada de la instalación debería generar en promedio 33,03 Wp.

Se debe tener en cuenta que al ser un modelo de autoabastecimiento conectado a la red, no se espera que se genere más a lo que se demanda, ya que se considerará como energía perdida teniendo en cuenta que en este caso aún no existe un decreto de la ley 1715 del 2014 que indique la tarifa a la cual la empresa comercializadora compraría los kilovatios inyectados a la red. Por lo tanto se busca generar un poco menos de la potencia instalada que se indica, para que dicha situación no se presente.

Adicional a esto dicho valor se encuentra sujeto a modificaciones dependiendo de la disponibilidad de la tecnología a emplear y las pérdidas por eficiencia del sistema.

En la ilustración 11. Se muestran gráficamente la producción del sistema 1 y la demanda del edificio.

Ilustración 11. Gráfico de Producción del Sistema 1 vs. Demanda del edificio



Fuente: Elaboración propia

6.7.3. Resultados de la simulación

De acuerdo al software, utilizando los parámetros mencionados anteriormente, se obtiene que la potencia instalada del sistema sea de 32,04 kW. Como se había explicado anteriormente, se modificó este valor debido al límite de la potencia máxima del inversor (27,5 kW) la cual se puede exceder hasta cierto límite. Para lograr alcanzar la potencia que se había indicado inicialmente, se debería instalar un nuevo inversor y no se considera que la inversión se justifique ya que como se había indicado para este caso, los excesos de energía no serán pagados a favor del generador.

De acuerdo al informe del software en promedio se generaran 3709 kWh al mes. El arreglo consta de 108 módulos UpSolar UPM300 – P conectados de a 18 unidades en serie y 6 en paralelo que ocupan en total 210 m² de la superficie disponible y un inversor ABB referencia TRIO-27.6-TL-S2X-400 (Ver anexo 5. Resultados Pvsyst, ubicado en el cd acompañante).

Tabla 12. Cantidad de energía producida por el Sistema 1

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
4.089	3.605	3.904	3.660	3.467	3.344	3.618	3.697	3.895	3.774	3.506	3.954	3.709

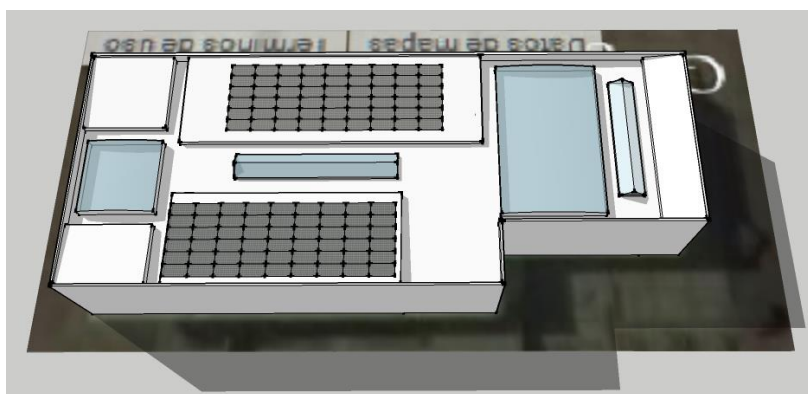
Fuente: Elaboración propia

Con la cantidad de energía generada mostrada en la tabla 12, se estima que la instalación lograra suplir el 41% de la demanda total de la edificación cuantificada en kWh.

6.7.4. Diagrama de sombras

Las sombras son extremadamente peligrosas ya dificultan la recepción de radiación de los módulos (Sánchez Maza, 2013), pero dada la ubicación de la instalación, no existen edificios colindantes o árboles que puedan hacer sombra sobre los paneles. Se realiza una simulación de las sombras, para asegurar que los paneles no queden ubicados donde se generan las sombras causadas por los bordes que circundan el área. El diagrama se realizó por medio de la versión de prueba del software Google Sketch up.

Ilustración 12. Diagrama de sombras sistema 1 (Autoabastecimiento)



Fuente: Elaboración propia – Google Sketch up

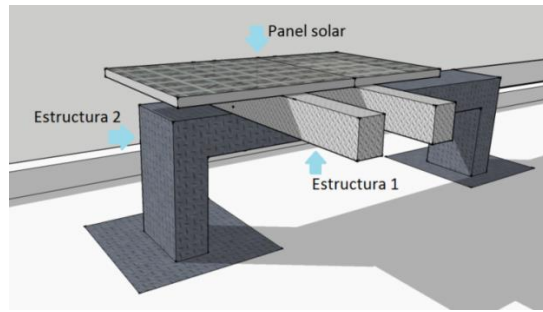
6.7.5. Calculo de la estructura

La estructura garantiza el aislamiento contra la intemperie, evita el calentamiento del módulo, permite la circulación de aire entre la superficie y el panel, facilita la manipulación y transporte, además de proteger el modulo contra choques o golpes (UPME, 2003). El cálculo detallado de la estructura para el sistema, se encuentra en el Anexo 6, ubicado en el cd acompañante.

En el momento de calcular la estructura se debe tener en cuenta tanto el peso de los paneles, más la fuerza ejercida por la velocidad del viento, siendo esta de 100 km/h para la ciudad de Cali de acuerdo al Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente (Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial, 2010).

Cada panel, viene diseñado para ser fijado sobre una estructura inicial que se encarga de unirlos a todos, por medio de un sistema de rieles. Esta estructura inicial, se llamara estructura 1 y es la encargada de unir los paneles mediante barras verticales. La estructura vertical, será nombrada como la estructura 2, esta une la estructura 1 y se ancla al suelo de la edificación.

Ilustración 13. Estructuras para el Sistema 1



Fuente: Elaboración propia

Para calcular la fuerza del viento se tuvo en cuenta el reglamento de construcción sismo resistente NSR-10, título B de cargas (Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial, 2010), en el cual se indica que las presiones del viento positivas y negativas no serán menores a $0,40 \text{ kN/m}^2$ y $-0,4 \text{ kN/m}^2$. Para este caso, la zona donde están ubicados los paneles es una zona de presión a final de cubierta barlovento por lo que la presión se considera negativa, es decir aquella que levanta los techos cuando la estructura de estos no es la más adecuada.

Con la presión del viento mínima y mediante la fórmula determinada para calcular la fuerza ejercida por el viento, se calcula la fuerza por metro lineal, mediante la ecuación 1 (Sánchez Maza, 2013). Siendo p la presión del viento, S la superficie sobre la cual actúa la fuerza y α el ángulo al cual se encuentran ubicados los paneles.

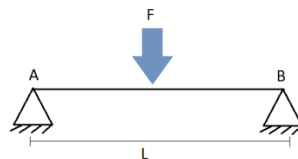
Ecuación 1. Cálculo de la fuerza del viento

$$f_{\text{viento}} = p \cdot S \cdot \sin \alpha$$

De acuerdo a las especificaciones del fabricante los paneles pesan $26,5 \text{ Kg/unidad}$ (UpSolar, n.d.). Al disponer del peso, se realiza la conversión a fuerza multiplicando dicho valor por la constante de gravedad.

Se realiza el cálculo de la estructura aproximándola a una viga simple empotrada con una carga puntual F , como se muestra en la ilustración 14. Se hallan las reacciones en cada una de los puntos extremos mediante la sumatoria de momentos y fuerzas resultantes para obtener las fuerzas de reacción de los puntos A y B.

Ilustración 14. Viga simple empotrada



Fuente: Elaboración propia

Para determinar si el perfil escogido puede soportar las fuerzas ejercidas sobre él, se calcula la distancia que debe haber entre una viga y otra, antes de que el material se deforme. Este

cálculo se hace mediante la ecuación de tensión cortante máxima, que despejada para L seria:

Ecuación 2: Formula de tensión cortante máxima despejada para L

$$L = \sqrt{\frac{2 * E. acero * I_{xx}}{F.S * y * f_{panel} + f_{viento}}}$$

Se debe realizar un balance entre la luz máxima entre perfiles (L) y el factor de seguridad que por norma debe ser mayor a 1. Para obtener la cantidad de perfiles requeridos, se calculan los requerimientos en metros y se dividen en el largo del perfil (6 m). Los resultados obtenidos tanto para la estructura 1, como para la 2 se resumen en el cuadro a continuación:

Tabla 13. Requerimiento estructural caso autoabastecimiento

	Estructura 1	Estructura 2
Tipo de perfil [mm]	50 x 30 x 2	90 x 50 x 2,5
Luz entre perfiles [m]	1,1	2
Factor de seguridad	4	2,5
Unidades requeridas	36	24

Fuente: Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que la estructura requiere de perfiles adicionales que permitan darle la altura y el ángulo deseado a la estructura. Estos, a su vez deben ser debidamente soldados a platinas de acero para realizar el anclaje al suelo. Es importante aclarar que la estructura en su totalidad es de acero revestido con pintura galvanizada, lo que le permite una buena resistencia a la intemperie y disminuye los costos respecto a la utilización de estructuras en aluminio prefabricadas para la instalación de este tipo de generadores.

6.7.6. Protecciones del sistema: Combiner Box

En la combiner Box se realiza la unión de las cadenas de paneles, las cuales para el caso estudio serian 6 y se colocan protecciones para la conexión de corriente continua. La combiner box se puede comprar o se puede armar, pero dadas las características específicas requeridas para esta instalación, no se encontró una disponible en el mercado, por lo que se decide armar una. A continuación se describen algunos de los componentes más importantes (Cooper industries, 2015):

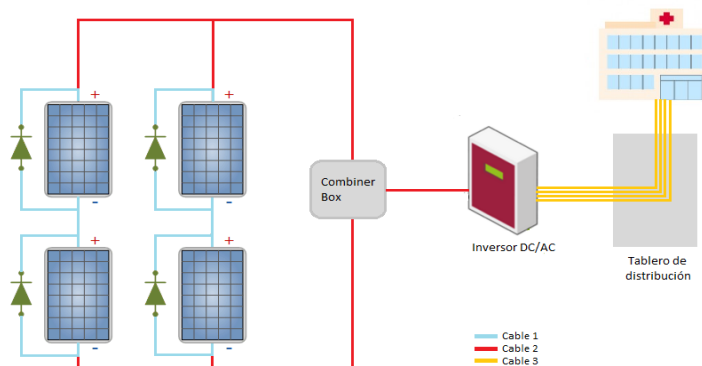
- Interruptor general de Corriente continua: Se emplea para desconectar todo el circuito desde la combiner y evitar que la energía salga hacia el inversor. En caso de presentarse algún tipo de corto, se dispara e impide la circulación. Para el caso estudio se escogió un breaker Schneider IC 60M 2X 63 AMP 20KA / 220 V Referencia: A9F74263
- Bornes Portafusibles: Permiten alojar los fusibles, como su nombre lo indica. Se requieren seis entradas para los polos positivos provenientes de la instalación.

- **Fusibles:** Dispositivo utilizado como medio de protección, especialmente diseñado con un metal de punto de fusión bajo, el cual se derrite cuando la intensidad de corriente para la cual fue diseñado, sea superada por un exceso de carga. Los fusibles ayudan a disminuir el riesgo de incendio y destrucción de otros elementos. Se emplean en la parte positiva del sistema por lo que se requerirán 6 unidades.
- **SPD / SPD (Supresor de Voltajes Transitorios):** Actualmente la mayoría de los fabricantes recomiendan que la instalación cuenta con un SPD de alta exposición - categoría C para instalación exterior y acometida (Quiroga Tinoco, 2014).
- **Gabinete metálico para tableros de control:** Caja metálica diseñada para exteriores, hermética, recubierta con pintura electrostática con doble fondo, cerradura y conexión de puesta a tierra.
- **Barraje neutro y tierra:** Barra de cobre o sección equivalente, la cual se utiliza para fijar la entrada de los cables negativos y la tierra. Sus dimensiones dependen de lo establecido por la norma, deben contar con cauchos aislantes que lo separen de la caja y deben estar protegidos por una lámina de policarbonato que evite el contacto directo con los mismos (EPM, 2012).

6.7.7. Conductores

Para realizar el dimensionamiento se debe tener en cuenta el voltaje, el amperaje, la temperatura y la distancia que debe recorrer el conductor. De acuerdo con la NEC (código eléctrico nacional estadounidense) se debería tomar el 25% adicional al amperaje máximo a conducir con una caída de tensión de mínimo 1%. Este código es utilizado para la regulación de algunas partes de los sistemas de energía solar fotovoltaicos en Colombia, debido a que el RETIE (Reglamento técnico de instalaciones eléctricas colombiano) aún no tiene una normatividad desarrollada especial para este tipo de sistemas (NEC, 2008).

Ilustración 15. Esquema de cableado de la instalación - Sistema 1



Fuente: Elaboración propia

Se llamará cable 1 al encargado de la conexión entre paneles en serie. Al realizar la conexión en serie, el voltaje aumenta, pero el amperaje se mantiene equivalente al de una sola unidad. Estos cables vienen integrados al panel solar, por lo que se considera que tienen la sección adecuada para realizar este tipo de conexiones.

El cable 2 es un cable especial para energía fotovoltaica en corriente continua que lleva el amperaje y voltaje de todo el sistema hasta la combiner Box y de esta al inversor. En la tabla 14 se pueden observar sus características de manera detallada

Tabla 14. Descripción conexión corriente continua – Sistema 1

Voltaje de la instalación	659 V
Amperaje de la instalación	49 A
Amperaje cable (+25%)	61,25 A
Tipo de cable	Gela cable solar #6
Cantidad requerida	150 m

Fuente: Elaboración propia

El cable 3 es de corriente alterna y se conecta desde el Inversor hacia el tablero de distribución de energía eléctrica. Desde el inversor, se obtiene una conexión en estrella que permite trabajar equipos tanto en trifásica como en 110V, por lo que se obtienen 4 cables: 3 fases y un neutro. Para este caso, se decide emplear cables de cobre dado que presentan mayor conductividad que los de aluminio, menor caída de tensión y mayor resistencia a la corrosión (Wiles et al., 2003). Para cada uno de ellos, se deben emplear los colores indicados en el RETIE para conexiones de corriente alterna.

Dado que se recomienda ubicar en inversor bajo techo para protegerlo de la intemperie, se colocara este en el cuarto de control del edificio, al lado del tablero de distribución ya existente, por lo que la distancia y por ende cantidad de cable empleada es mínima. En la tabla 15 se muestran las especificaciones del cable a emplear de acuerdo al manual de instalación del inversor y la referencia AWG para calibre de alambre estadounidense empleada tanto en el NEC, como en el RETIE (ABB, n.d.).

Tabla 15.Descripción conexión corriente alterna - sistema 1

Voltaje de la instalación	320 – 480 V
Amperaje de la instalación	46 A
Amperaje cable (+25%)	57,5 V
Tipo de cable	Cable de sobre siete hilos #6
Cantidad requerida	20 m

Fuente: Elaboración propia

Para proteger los cables de la intemperie, se deben instalar dentro de una tubería cerrada galvanizada. Para el caso se estudió se escoge una tubería de 1” de diámetro y basándose en las distancias del edificio se determina una necesidad de 17 tubos (102m) para proteger los cables anteriormente mencionados. Adicional a esto se deben considerar el uso de

accesorios requeridos para su correcta instalación como abrazaderas y codos para conexiones entre ellos.

6.7.8. Puesta a tierra

Se requiere de un conductor encargado de disipar la energía en caso de que sucedan fallas como variaciones de tensión, fallas en la instalación, deterioro natural, descargas atmosféricas, falsos contactos, entre otros. En caso de que alguna de las situaciones mencionadas se presente, la corriente eléctrica que llega al artefacto busca el camino más corto por el cual dirigirse, por lo que si no se cuenta con protección a tierra, la corriente podría quedar cargada en las partes metálicas. Si alguna persona realiza contacto con alguna de estas partes le ocasionaría un choque eléctrico que podría incluso llegar a ser mortal (Tames, 2013).

Se requiere un cable de mayor sección a los empleados en la instalación, que circunde todas las partes metálicas de la instalación pasando por las estructuras, la caja de la combiner box, la caja del inversor, la conexión a tierra incluida en el inversor y los tubos galvanizados de los cables de conexión. Los marcos de aluminio de cada panel vienen con pequeños orificios en la superficie que permiten realizar la conexión de cada uno de ellos a la estructura la cual a su vez estará aterrizada.

Para realizar la conexión a tierra se emplearan 150 m de cable desnudo de aluminio # 0 y una varilla de cobre copperweld debidamente soldada, con tierra conductiva especial (Bentonita sódica) la cual será instalada en alguna superficie en contacto directo con tierra real, que cumpla con las condiciones de conductividad requeridas.

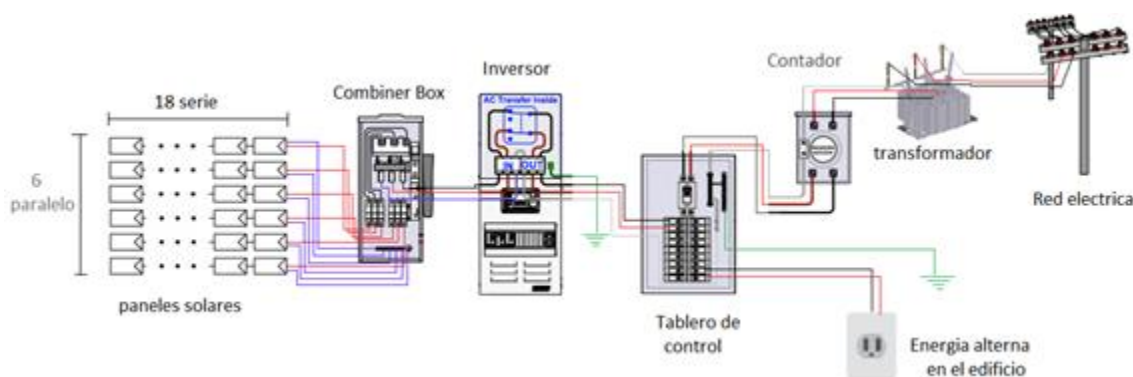
6.7.9. Medición y comunicación

Se utilizara la tarjeta ABB monitoring and communications VSN300 como complemento del inversor para la supervisión y control del sistema fotovoltaico. Esta tarjeta permite realizar el seguimiento mediante una aplicación de internet y es utilizada para cambiar los parámetros del inversor, administrar el control de energía conectada a la red y conocer la cantidad de energía generada por el sistema, incluso en tiempo real (ABB, 2015).

6.7.10. Diagrama del sistema

A continuación, en la ilustración 16 se observa el resumen los elementos y las conexiones entre ellos para el sistema 1.

Ilustración 16. Diagrama del sistema 1 – Autoabastecimiento



Fuente: Elaboración propia

6.7.11. Resumen de componentes y precios

De acuerdo al artículo 12 del capítulo tercero de la ley 1715 de 2014 “ El inversionista interesado en la obtención del incentivo tributario de la exclusión del IVA, para la compra de bienes tales como equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional, necesarios para las nuevas inversiones en proyectos de FNCE⁶ en sus etapas de pre-inversión e inversión, deberá adjuntar a la solicitud de registro de su proyecto ante la UPME la relación de los bienes y servicios que serán objeto del beneficio, de acuerdo a los procedimientos que se establezcan para tal fin”

Por tanto se realiza la cotización de todos los elementos necesarios para instalación con valores sin IVA incluido. Se decide agregar un 10% sobre la inversión inicial bajo el nombre de “otros e imprevistos” en caso de que se presenten eventos fortuitos y como un rubro adicional que cubre todos aquellos pequeños componentes que no se tuvieron en cuenta en la cotización inicial, dado que su precio era pequeño en comparación con la totalidad de la inversión. El resumen de los rubros se encuentra en la tabla 16 y la totalidad de los componentes en el Anexo 7, ubicado en el cd acompañante.

⁶ Fuentes no convencionales de energía

Tabla 16. Inversión inicial - Sistema 1

Descripción	V/ Total
Módulos fotovoltaicos	\$ 69.120.000
Polo a tierra	\$ 1.061.350
Conductores	\$ 1.057.100
Inversores	\$ 19.192.224
Estructura	\$ 2.784.216
Combiner Box	\$ 1.049.400
Instalación del sistema (15% sobre materiales)	\$ 14.139.644
Otros (10%)	\$ 10.840.393
Total (Sin IVA)	\$ 119.244.327

Fuente: Elaboración propia

6.8. Dimensionado del Sistema 2: Maximización de la energía producida

Para el segundo caso, se busca maximizar la cantidad de energía producida, por lo que se dispondrá de la totalidad del área para ubicar paneles, de manera que se genere un exceso de energía que pueda ser inyectado a la red, contabilizado por un contador bidireccional y pagado en bonos de energía. De acuerdo a la ley 1715 (artículo 2, capítulo 8) (Congreso de Colombia, 2014b), los generadores de excedentes entregados a la red de distribución se harán acreedores de créditos de energía, cuyos derechos se pueden negociar con terceros naturales o jurídicos.

Para calcular la cantidad de energía que se debería generar, se analiza la cantidad máxima de paneles que podría ubicar en la superficie, dependiendo del área disponible. Por lo que se divide el área de la superficie disponible entre el área de cada uno de los paneles. El resultado indica que se podrían ubicar máximo 232 paneles con capacidad de generación de hasta 69,6 Kw. Al igual que en caso anterior, este valor se encuentra sujeto a modificaciones dependiendo de la capacidad de los elementos adicionales a emplear en la instalación.

6.8.1. Resultados de la simulación

Con ayuda de software PVsyst, empleando los mismo parámetros de entrada del caso anterior con excepción de la cantidad de paneles e inversor se realiza la simulación para el nuevo modelo y se obtiene una potencia instalada de 64.8 kW. El valor real presenta una pequeña diferencia respecto al calculado debido a la capacidad máxima de entrada del inversor. Para lograr ocupar el espacio disponible que se había indicado inicialmente, se debería instalar un nuevo inversor y no se considera que la inversión se justifique.

El arreglo consta de 216 módulos UpSolar UPM300 – P conectados de a 18 unidades en serie y 12 en paralelo que ocupan en total 419 m² de la superficie disponible y dos inversores ABB referencia TRIO-27.6-TL-S2X-400 que generan en promedio 7.420 Kw /

mes. En el Anexo 5 ubicado en el cd acompañante, se encuentran los resultados de la modelación

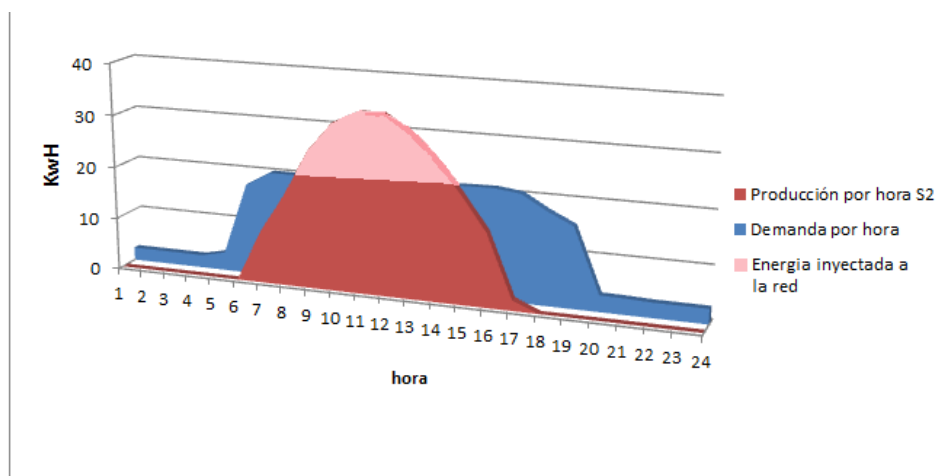
Tabla 17. Cantidad de energía producida por el sistema 2 en el año 2015

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
8.178	7.209	7.807	7.319	6.933	6.688	7.236	7.394	7.789	7.569	7.111	7.810	7.420

Fuente: Elaboración propia

Se elaboró el análisis a partir de las *curvas de típicas de producción del sistema y demanda de la edificación como se explica en el apartado 6.7.1. Y 6.7.2. Del presente documento. En la ilustración 17 se pueden observar gráficamente. De los resultados se obtiene que el 20% de la energía producida por el sistema se inyectara a la red. Al realizar la diferencia entre la cantidad de energía inyectada a la red y la tomada de ella, los resultados indican que se logra abastecer el 81,4% de la demanda total de la edificación (Ver Anexo 4. Curvas típicas de comportamiento, ubicado en el cd que acompaña el documento). Los porcentajes mencionados hacen relación a la cantidad de energía en kWh más no en dinero. Como se verá más adelante el precio al cual la entidad comercializadora cobra por el kWh tomado de la red, es diferente al precio al cual pagan cada kW inyectado a la misma.*

Ilustración 17. Grafica de producción del sistema 2 vs demanda del edificio

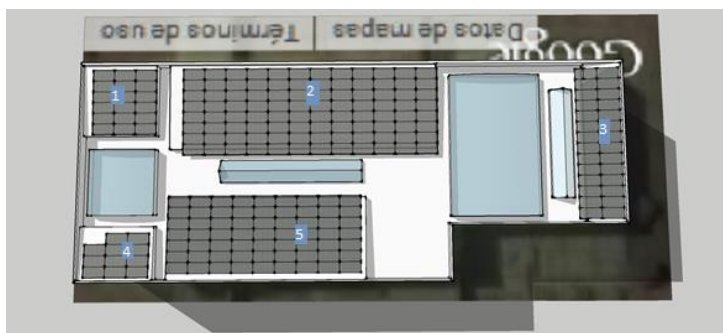


Fuente: Elaboración propia

6.8.2. Diagrama de sombras

Se realizó un diagrama de sombras para el sistema dos, con el fin de conocer la ubicación de los paneles. Se puede observar que no hay sombras que puedan disminuir la eficiencia de la instalación.

Ilustración 18. Diagrama de ubicación de paneles - Sistema 2



Fuente: Elaboración propia

6.8.3. Cálculo de la estructura

Dado que se empleó el mismo tipo de panel, se realiza el proceso explicado en el capítulo 6.1.5. *Cálculo de la estructura*. Para el cálculo del segundo sistema y se obtienen los resultados observados en la tabla 18 para cada área. (Para el cálculo completo, ver anexo 6, ubicado en el cd acompañante)

Tabla 18. Resumen de requerimientos estructurales Sistema 2

Caso 2	Cantidad de paneles	Estructura 1	Estructura 2
Área 1	18	6	4
Área 2	96	32	20
Área 3	28	10	6
Área 4	11	4	4

Fuente: Elaboración propia

Al igual que en el primer sistema, se requieren perfiles adicionales para las patas de la instalación y platinas de acero para realizar el anclaje al techo de la edificación.

6.8.4. Protecciones del sistema: Combiner Box

Dado que el sistema 2 requiere dos inversores, se requerirán dos combiner Box, con las mismas características que se especificaron anteriormente en el numeral 6.1.6. *Combiner Box*. Cada combiner recibirá 6 cadenas de paneles y a su vez cada combiner se conectará a uno de los inversores y cada uno de estos a su vez al tablero de distribución existente como 6 líneas separadas de 110V.

6.8.5. Cableado

Se calcula teniendo en cuenta el proceso mencionado en el apartado 6.1.7. *Conductores*. Se obtienen los resultados para corriente continua en la tabla 19 y corriente alterna en la tabla 20.

Tabla 19. Cableado corriente continua - Sistema 2

Voltaje instalación	659 V
Amperaje instalación	98 A
Amperaje cable (+ 25%)	122,5 A
Tipo de cable	Gela cable solar #2
Cantidad requerida	330 m

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20. Cableado corriente alterna - Sistema 2

Voltaje instalación	320 – 480 V1
Amperaje instalación	46 A
Amperaje cable	57,5 A
Tipo de cable	Cable de cobre siete hilos #6
Cantidad requerida	40 m

Fuente: Elaboración propia

6.8.6. Puesta a tierra

Para realizar la conexión se emplearan 280 m un cable desnudo de aluminio #0 y dos varillas de cobre copperweld debidamente soldadas, enterradas en tierra conductiva especial (Bentonita sódica). Como se especificó en el punto 6.1.8. *Puesta a tierra*.

6.8.7. Medición y comunicación

Se utilizara de igual manera la tarjeta de monitoreo para cada uno de los inversores, como se había explicado en el apartado 6.1.9. *Medición y comunicación*.

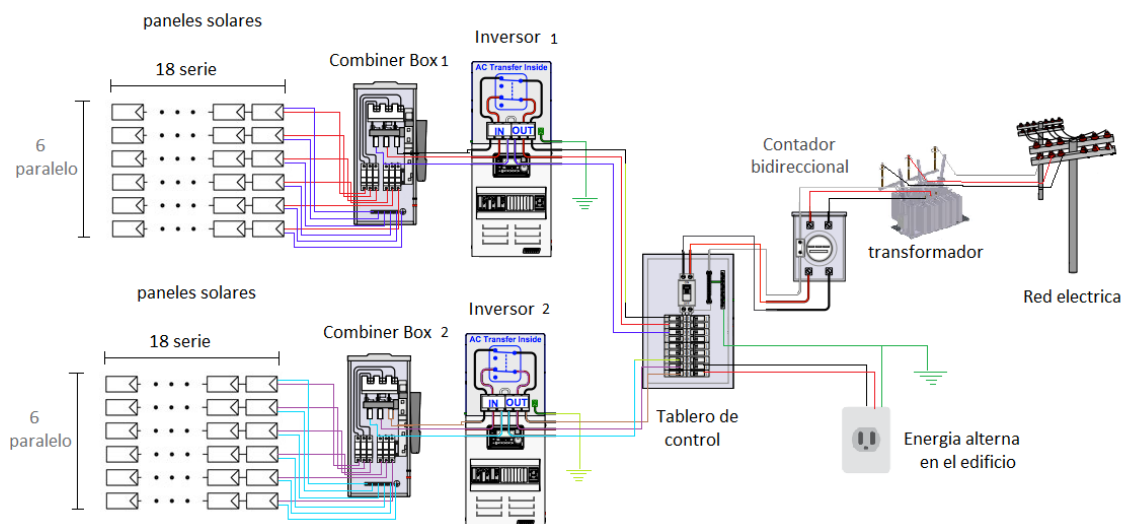
Adicional a estos componentes, se debe adquirir un contador bidireccional para la instalación, que permita contabilizar la cantidad de energía que se inyecta a la red y la cantidad que se toma de ella. Debido a que aún no existe la regulación que controle el uso y normatividad de contadores con las empresas comercializadoras de energía, como Emcali, se selecciona un contador bidireccional disponible en el mercado y se asume que la empresa comercializadora le dará el visto bueno para su uso, como se hace actualmente con los contadores unidireccionales comprados por el usuario.

El contador, no agrega ni toma energía del sistema, solamente se utiliza para medir. Para este caso estudio se escogió el contador eléctrico ZIV/ 5CTD aprobado para uso en España (Ministerio de industria turismo y comercio de españa, 2007).

6.8.8. Diagrama del sistema

A continuación, se observa una ilustración que resume los elementos y las conexiones entre ellos para el sistema 2.

Ilustración 19. Resumen de componentes de la instalación - Sistema 2



Fuente: Elaboración propia

6.8.9. Resumen de componentes y precio

El resumen de los rubros se encuentra en la tabla 21 y la totalidad de los componentes en el Anexo 7. Lista de materiales, en el cd acompañante.

Tabla 21. Inversión inicial - Sistema 2

Descripción	V/ Total
Módulos fotovoltaicos	\$ 138.240.000
Polo a tierra	\$ 2.014.520
Conductores	\$ 3.289.680
Inversores	\$ 38.384.448
Estructura	\$ 5.453.862
Combiner Box	\$ 2.338.800
Instalación del sistema (15% sobre materiales)	\$ 56.916.393
Otros (10%)	\$ 43.635.901
Total (Sin IVA)	\$ 290.273.604

Fuente: Elaboración propia

7. Análisis financiero

Dando continuidad al objetivo 2, se busca evaluar la factibilidad y sostenibilidad de los sistemas propuestos.

Todos los cálculos y resultados del sistema 1 se encuentran en el Anexo 8 y todos los cálculos y resultados del sistema 2 se encuentran en Anexo 9. Ambos se encuentran en el cd acompañante.

7.1. Parámetros

Se definen los parámetros de cada uno de los modelos financieros.

7.1.1. Horizonte de proyección

Para el ejercicio, se decidió proyectar a un horizonte de 20 años, ya que la eficiencia del inversor es garantizada por el proveedor durante este tiempo y se considera el componente que menor duración tendría en el sistema. Otros componentes como los paneles solares, podrían llegar a tener una vida útil de incluso 40 años, aunque el tiempo tiene repercusiones negativas en su rendimiento, por lo que se garantiza su calidad solo durante los primeros 25 años a una eficiencia mayor al 85%. Una razón adicional para determinar dicho horizonte de proyección, es que el mercado de la energía solar, al ser un mercado emergente, tiende a tener avances significativos en su tecnología, haciendo que en periodos posteriores a 20 años, los equipos usados en el modelo propuesto puedan ser considerados desactualizados.

7.1.2. Demanda

Para abordar la demanda en el modelo financiero, se considera las condiciones actuales de capacidad del edificio. Se asume, que en el tiempo, la demanda del edificio permanecerá constante ya que no existen espacios disponibles para prestar más servicios o adquirir más tecnología que pueda influir en un aumento del consumo. El dimensionado del sistema, está concebido para que supla una demanda real actual, si se toma ésta demanda como una variable con comportamiento creciente, se tendría un impacto negativo en el análisis de marginalidad de la alternativa. En caso de que un aumento en la demanda se presente, éste excedente se supliría con la red de Emcali, pero se conservaría el ahorro generado por la implementación del sistema propuesto.

7.1.3. Costos actuales del servicio de energía

El mercado eléctrico colombiano está compuesto por cuatro tipos de agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; un agente regulador del mercado (CREG); ciertas instancias gubernamentales (UPME y Ministerio de Minas y Energía, entre otras) que intervienen en las actividades de planeación y control; un administrador del mercado mayorista de energía

(XM) y los usuarios del sistema (regulados o no regulados). Cualquier problema que afecte a alguno de los agentes, trae consecuencias directas en los eslabones siguientes del sistema, que se pueden ver reflejadas en los costos del usuario final. La tarifa cobrada al consumidor final, es el precio por kWh que se cobra cada mes por concepto de venta de energía eléctrica. Esta tarifa es calculada mediante la siguiente fórmula (CREG, 2007):

Ecuación 3. Cálculo de la tarifa de energía

$$CuV_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + Cv_m + PR_{n,m} + R_m$$

Donde,

n= Nivel de tensión de conexión del usuario

m= Mes para el cual se calcula el costo del servicio

$CuV_{n,m}$: Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, en el mes m.

G_m : Componente del costo perteneciente a la generación de la energía en el mes m

R_m : Costo por restricciones para el mes m

T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh)

$D_{n,m}$: Costo por uso del Sistema de Distribución (\$/kWh)

Cv_m : Margen de comercialización (\$/kWh)

$PR_{n,m}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh)

La tarifa del servicio de la energía incluye el componente de costo de generación y distribución que conjuntamente alcanzan el 71% del costo unitario. Por su parte, las pérdidas y las restricciones explican cerca de una décima parte del total (Lozano et al., 2010).

En el sector eléctrico colombiano, las empresas comercializadoras adquieren la energía en el mercado mayorista, donde todos los generadores ofrecen la energía generada en sus plantas a un precio determinado a partir de las curvas de oferta y la demanda de energía del momento. Dichas transacciones se realizan mediante contratos bilaterales⁷ y/o compras en bolsa. Por lo tanto, el precio final puede resultar de una combinación entre ambos y depende de las necesidades de energía a suplir.

Es importante recordar que la estacionalidad climática y en especial el fenómeno cíclico del Niño afectan el precio en bolsa, que al ser de corto plazo genera mayor volatilidad. Estos fenómenos causan disminución en los embalses y obligan al sistema a generar energía con fuentes térmicas. Dado que la capacidad de abastecer la demanda de dichas plantas no es suficiente, se generan sobre costos que se ven reflejados en menores transacciones de energía en bolsa y en mayores costos por kW generado. Gil zapata & Ochoa Maya (2008), plantean unas características de la series de precios de generacion, que ocasionan la complejidad en el analisis del comportamiento de dicho componente, como son :

- Alta frecuencia de negociación
- Media y varianza no constantes

⁷ Realizados en subastas a sobre cerrado

- Estacionalidad múltiple (correspondiente a periodicidad diaria y semanal)
- Efecto calendario (fines de semana y días de fiesta)
- Alta volatilidad
- Alto porcentaje de precios inusuales (principalmente en periodos de alta demanda)
- Dependencia de variables explicativas como la hidrología y la demanda.

Debido a la dificultad expuesta anteriormente para el manejo de la variable, se utilizó como acercamiento a ésta tendencia de comportamiento, la tasa promedio de variación a partir de la información de los últimos 5 años. Para los componentes del costo.

El procedimiento consistió en los siguientes pasos:

Se halló la tasa de variación mensual para cada año, calculando la tasa de crecimiento o disminución entre el valor aplicado en enero y diciembre

Ecuación 4. Tasa de variación en los flujos

$$i = \left(\frac{\text{Valor Futuro}}{\text{Valor Presente}} \right)^{\frac{1}{N \cdot \text{Periodos}}} - 1$$

Se reemplaza;

$$\Delta_n = \left(\frac{\text{Tarifa diciembre}}{\text{Tarifa enero}} \right)^{1/12} - 1$$

Siendo;

$\Delta_n = \text{Tasa de variación mensual para cada año}$

Despejando Δ_n se obtiene la variación para cada uno de los años entre 2011 y 2015

Se calcula la tasa de variación anual, partiendo de la tasa de variación mensual para cada año y usando la fórmula de conversión de una tasa de corto plazo a largo plazo.

Ecuación 5. Tasa de variación anual

$$\Delta_n = (1 + \Delta_{\text{año}})^n - 1$$

Siendo $\Delta_{\text{año}} = \text{la tasa de variación anual para cada uno de los años}$

Se despeja $\Delta_{\text{año}}$,

$$\rightarrow \Delta_{\text{año}} = (\Delta_n + 1)^{1/n} - 1$$

Partiendo de la ecuación de Tasa de variación anual para cada años, se calcula la tasa geométrica media de variación equivalente a los últimos 5 años ($\Delta_{\text{equivalente}}$)

Ecuación 6. Tasa Geométrica media de variación equivalente a los últimos 5 años

$$(1 + \Delta_{equivalente})^5 = (1 + \Delta_1) \times (1 + \Delta_2) \times (1 + \Delta_3) \times (1 + \Delta_4) \times (1 + \Delta_5)$$

Para el análisis de la tarifa de venta de la energía inyectada a la red, debe separarse el componente de Generación de los otros componentes de costo de la tarifa total (Ecuación 3), pues este valor se tomará como el precio al cual se venderán los **kilovatios inyectados a la red**. La asunción se hace debido a la falta de información acerca de la regulación de la ley 1715 por parte del Estado. Debido a esto, se calcula una tasa geométrica media de variación equivalente de los 5 años para la componente de generación y otra para los otros componentes (transmisión, comercialización, distribución, pérdidas y restricciones).

Las tasas de crecimiento obtenidas fueron:

- Tasa de crecimiento geométrico medio (TCGM) del componente de Generación: **19,44%**
- Tasa de crecimiento geométrico medio (TCGM) de los otros componentes: **6,88%**

En otras palabras, la TCGM del componente de Generación es la tasa a la cual crecerá el componente de generación y la TCGM de los otros componentes, la tasa de crecimiento de los otros componentes (Transmisión, Distribución, Comercialización, Pérdidas y Restricciones).

La tabla 22 muestra los resultados de la tarifa mensual proyectada de los años 5, 10, 15 y 20, calculada como la suma de los valores obtenidos al proyectar el precio de la componente de generación y el rubro correspondiente a los otros componentes.

Tabla 22. Proyección de precios de la energía cada 5 años (\$/ kWh).

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	683,5	669,1	610,3	657,5	603,8	692,0	632,5	658,8	652,9	732,2	749,3	682,9
10	1304,4	1295,8	1195,4	1302,2	1185,1	1390,1	1242,4	1306,3	1285,0	1470,4	1497,7	1333,5
15	2672,3	2688,3	2504,0	2752,4	2486,2	2971,6	2608,2	2763,7	2702,1	3142,6	3188,9	2785,9
20	5800,8	5891,1	5526,2	6114,3	5493,1	6654,9	5765,6	6143,8	5980,2	7036,9	7121,3	6136,4

Fuente: Elaboración propia

7.1.4. Tarifa del componente de generación

Este es el precio al cual se venderá al sistema energético nacional, los excedentes de energía producidos inyectados a la red. Según el artículo 8 de la Ley 1715, “*los autogeneradores a pequeña escala que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable, los excedentes entregados 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, las cuales se fundamentarán en los criterios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera*”.

Este precio se definió como el valor del componente de generación y aumentará con la TCGM del componente de generación equivalente al 19,44%, calculada en el punto 7.1.3. *Costos actuales del servicio de energía.*

Los resultados de cada mes para las proyecciones de los años 1, 5, 10, 15 y 20, se muestran en la tabla 23.

Tabla 23. Proyección de la tarifa de venta de energía (\$ / kWh)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	\$166	\$172	\$163	\$183	\$163	\$202	\$171	\$184	\$178	\$213	\$215	\$181
5	\$339	\$350	\$332	\$372	\$331	\$410	\$348	\$374	\$361	\$434	\$437	\$368
10	\$824	\$851	\$808	\$904	\$804	\$997	\$845	\$909	\$878	\$1.054	\$1.062	\$894
15	\$2.002	\$2.067	\$1.963	\$2.197	\$1.955	\$2.423	\$2.054	\$2.210	\$2.135	\$2.562	\$2.581	\$2.173
20	\$4.865	\$5.025	\$4.772	\$5.339	\$4.753	\$5.890	\$4.992	\$5.371	\$5.189	\$6.227	\$6.273	\$5.281

Fuente: Elaboración propia

7.2. Costos de suministro de energía en condiciones actuales

Es el gasto asumido por la Universidad actualmente usando el sistema tradicional de compra de energía eléctrica a un tercero.

Para la obtención del gasto del sistema actual se parte del consumo mensual del edificio y la tarifa impuesta por la empresa comercializadora en el horizonte de proyección.

La variable costo de suministro de energía se define como:

Ecuación 7. Costo de suministro de energía

$$\text{Costo de suministro de energía} = \text{consumo mensual (kWh)} \times \text{tarifa Emcali (\$/kWh)}$$

Tabla 24. Costo de suministro de energía eléctrica asumido por la Universidad conservando el esquema actual en millones de pesos (\$)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	1,6	2,6	2,9	3,3	3,2	3,4	3,2	3,7	3,7	3,7	3,9	3,6
5	2,5	4,1	4,8	5,4	5,2	5,6	5,2	6,1	6,0	6,2	6,4	5,8
10	4,9	8,0	9,3	10,7	10,2	11,3	10,2	12,1	11,8	12,5	12,8	11,3
15	9,9	16,6	19,5	22,6	21,5	24,1	21,4	25,7	24,8	26,6	27,2	23,7
20	21,6	36,4	43,1	50,3	47,5	53,9	47,4	57,1	54,9	59,6	60,7	52,2

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 24 muestra el costo de suministro de energía anual proyectado a 20 años de la Universidad conservando el esquema actual. Los valores se encuentran en millones de pesos.

Estos valores se obtienen proyectando en el tiempo la componente de generación con la TCGM del componente de generación más los valores proyectados en el tiempo de las otras componentes con la TCGM de las otras componentes, calculadas anteriormente.

7.3. Costos de suministro del Sistema 1 (Sistema de Autoabastecimiento):

Para calcular el costo de suministro del sistema 1, se debe primero conocer la cantidad de energía que se deberá comprar a la empresa comercializadora Emcali. Este cálculo parte de la diferencia entre el consumo del edificio y la generación del sistema por hora, ya que la diferencia variará mucho de una hora a otra. Este cálculo se hizo con base en *las curvas típicas de Demanda y Producción explicadas en los puntos 6.7.1 y 6.7.2*. Del presente documento.

Una vez teniendo los valores de producción y demanda por hora y por mes, se calcula la diferencia, la cual corresponde a **La cantidad faltante de energía**, que será la energía que no alcanza a ser suplida por el Sistema 1 y se le deberá comprar a Emcali a la tarifa fija. (Ver anexo 8 para mayor detalle, ubicado en el cd acompañante).

De esto se tiene que el costo del suministro o gasto del Sistema 1 en el mes n , está dado por la suma de la **energía faltante diaria**, multiplicado por el número de días hábiles del mes, multiplicado por la tarifa de Emcali (con todos sus componentes) en dicho mes (Ecuación 1).

Ecuación 8. Costo del suministro o gasto del sistema 1

$$\begin{aligned} \text{Gasto Sistema } 1_n &= \left(\sum_{1}^{24} \text{Faltante de energía (kWh)} \right) \times \text{Días del mes}_n \\ &\times \text{Tarifa de suministro de Emcali}_n(\text{kWh}) \end{aligned}$$

Los resultados del gasto 1 en millones de pesos se muestran en la tabla 25.

Tabla 25. Proyección del gasto del sistema 1 en millones de pesos

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,6	1,3	1,7	2,0	2,1	2,2	2,0	2,5	2,3	2,3	2,5	2,1
5	0,9	2,1	2,8	3,3	3,5	3,6	3,2	4,1	3,8	3,8	4,2	3,5
10	1,7	4,0	5,4	6,6	6,8	7,2	6,3	8,1	7,5	7,6	8,4	6,7
15	3,5	8,3	11,3	13,9	14,3	15,5	13,2	17,1	15,7	16,3	17,9	14,1
20	7,7	18,3	25,0	30,9	31,5	34,6	29,2	38,1	34,7	36,5	39,9	31,0

Fuente: Elaboración propia

7.4. Cálculo del costo de suministro del Sistema 2 (inyección):

Para realizar el cálculo del costo de suministro del sistema 2 se debe de igual manera, calcular la diferencia entre lo demandado y lo producido. Estas diferencias se calculan por

hora utilizando los porcentajes obtenidos de las *curvas típicas de demanda y producción explicadas en el punto 6.7.1. y 6.7.2.* Si la diferencia es positiva (se demanda más de lo que se produce), significa que habrá una **faltante de energía** que tendrá que pagarse a la tarifa fija de Emcali. Si por el contrario, la diferencia es negativa (se produce más de lo que se demanda), esa cantidad será equivalente a los **Kilovatios inyectados a la red** y representará un flujo positivo, pues estos kilovatios son vendidos a la tarifa de venta de energía.

Por lo tanto el costo de suministro o gasto del sistema 2 será igual al neto entre el dinero que se debe pagar por las faltantes de energía y el dinero obtenido por la venta de los kilovatios inyectados.

Ecuación 9. Costo del suministro o gasto del sistema 2

Gasto Sistema2

$$= \left((\text{Precio de Venta } (\$)) \times \text{Kilovatios Inyectados (kWh)} \right) - \left((\text{Tarifa Emcali} (\$)) \times \text{Faltante de Energia (kWh)} \right)$$

Se debe tener en cuenta que la tarifa a la cual se adquiere energía de la red, es la tarifa proyectada completa con todos los componentes. Por el contrario el precio de Venta de la energía restante e inyectada a la red únicamente corresponde al valor proyectado de la tarifa de generación. Los resultados de las proyecciones del gasto para el sistema 2 se muestran en tabla 26.

Tabla 26. Proyección de gastos del sistema 2 en millones de pesos (\$)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	-0,4	0,4	0,7	0,9	1,1	1,0	0,9	1,2	1,1	1,0	1,2	0,9
5	-1,1	0,3	0,9	1,3	1,6	1,5	1,3	1,9	1,6	1,4	1,8	1,3
10	-3,1	0,1	1,3	2,1	2,9	2,7	2,1	3,5	2,7	2,3	3,3	2,1
15	-8,2	-0,8	2,1	3,8	5,7	5,2	3,8	6,9	5,1	4,3	6,4	3,5
20	-20,6	-3,3	3,4	7,3	11,8	10,8	7,4	14,5	10,1	8,3	13,3	6,4

Fuente: Elaboración propia

7.5. Estados financieros Sistema 1

Una vez calculados los gastos marginales de cada sistema, se construyen los estados financieros: Estado de Resultados, Balance General y Flujo de Caja.

7.5.1. Estado de resultados

La universidad del Valle inscrita en la DIAN bajo la actividad económica 8544 “Educación de universidades” no es contribuyente de impuesto a la renta, a partir del año 2014 no es gran contribuyente, es agente retenedor de Renta, IVA e impuesto CREE⁸, no es responsable de IVA por lo que no pertenece al régimen común ni al simplificado, ni

⁸ Impuesto sobre la renta para la equidad que sustituye las contribuciones parafiscales.

requiere la realización de reservas legales (Division financiera Universidad del Valle, n.d.). Por lo tanto, el estado de resultados del proyecto se verá como el observado en la tabla 27.

Tabla 27. Consolidado y proyección del Estado de resultados para el Sistema 1

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
<i>Total Ingresos</i>	\$ 15.169.309	\$ 24.728.280	\$ 48.732.964	\$ 102.590.071	\$ 227.235.579
<i>Total costos</i>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Utilidad Bruta</i>	\$ 15.169.309	\$ 24.728.280	\$ 48.732.964	\$ 102.590.071	\$ 227.235.579
<i>Mantenimiento preventivo de equipos</i>	\$ 1.192.443	\$ 1.342.105	\$ 1.555.868	\$ 1.803.677	\$ 2.090.956
<i>EBITDA</i>	\$13.976.866	\$ 23.386.175	\$ 47.177.096	\$ 100.786.394	\$ 225.144.623
<i>Depreciaciones</i>	\$ 23.848.865	\$ 23.848.865	\$ -	\$ -	\$ -
<i>EBIT</i>	\$ (9.872.000)	\$ (462.691)	\$ 47.177.096	\$ 100.786.394	\$ 225.144.623
<i>Utilidad Neta del Periodo</i>	\$ (9.872.000)	\$ (462.691)	\$ 47.177.096	\$ 100.786.394	\$ 225.144.623

Fuente: Elaboración propia

7.5.2. Inversión inicial

La inversión inicial se obtuvo a partir de cotizaciones de diversas fuentes. Se suministró la cotización que consta del valor de los módulos, el polo a tierra, los conductores, las cajas de protecciones y la estructura, dando un subtotal de materiales de **\$ 119.244.327**. El valor mencionado incluye la mano de obra de instalación y el transporte de los equipos.

Algunos de los costos de elementos como los paneles solares e inversores están sujetos a la TRM⁹, ya que son importados en Colombia por empresas encargadas de su comercialización. Dado que esta inversión se realiza una sola vez durante el horizonte de la proyección y los precios fueron obtenidos en pesos colombianos, no se tendrá en cuenta el impacto de esta variable, sin embargo se debe tener presente que las cotizaciones del proyecto se realizaron cuando la tasa de cambio del mercado se encontraba en \$3.142 y cualquier variación fuerte de esta podría repercutir en el valor total de la inversión inicial.

7.5.3. Ingreso

Para este trabajo se tomará el ingreso como el ahorro que se obtuvo comparando los gastos del sistema actual versus los gastos en los que se incurriría con la implementación del sistema 1. En otras palabras, es la diferencia entre lo que se paga con el esquema actual y lo que se paga con el sistema 1. Esta diferencia proporciona un estimado de cuánto es el beneficio monetario de pasar del esquema de compra actual al sistema propuesto. En la tabla 28 se encuentra resumido el ahorro del sistema 1 proyectado para los años 1, 5, 10, 15 y 20.

⁹ Tasa de cambio representativa del mercado

Tabla 28. Ahorro del sistema 1

Año	Gastos esquema actual	Gastos Sistema 1	Ahorro ACT vs Sistema 1
1	\$ 38.828.224	\$ 23.658.915	\$ 15.169.309
5	\$ 63.380.429	\$ 38.652.149	\$ 24.728.280
10	\$ 125.101.595	\$ 76.368.632	\$ 48.732.964
15	\$ 263.693.394	\$ 161.103.323	\$ 102.590.071
20	\$ 584.618.475	\$ 357.382.895	\$ 227.235.579

Fuente: Elaboración propia

7.5.4. Gastos de O&M

Se deben realizar tareas como limpieza de los módulos fotovoltaicos, revisión y modificación del cableado y posible remplazo de fusibles. Este tipo de instalaciones de energía no contiene piezas móviles ni requiere lubricación por lo que su mantenimiento es muy escaso, sin embargo, es recomendable realizar revisiones periódicas de manera preventiva. Se sugiere realizar una inspección a los paneles solares una o dos veces al año para asegurarse que las conexiones y el sistema en general se encuentren funcionando adecuadamente (Sánchez Maza, 2013).

Los gastos de O&M (Operación y mantenimiento), se calculan como el 1% de la inversión inicial y aumentan cada año de acuerdo a la inflación proyectada de 3% anual para los años siguientes (Banco de la república, 2015).

7.5.5. Depreciación

Con respecto a la depreciación de los activos, se sigue lo estipulado en el artículo 14 de la Ley 1715: “Instrumentos para la promoción de las fuentes no convencionales de energía. Incentivo contable depreciación acelerada de activos. La actividad de generación a partir de FNCE¹⁰, gozará del régimen de depreciación acelerada. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre inversión, inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia de la presente ley. Para esos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%), como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores”(Congreso de Colombia, 2014)

Los equipos de toda la instalación se deprecian en 5 años (20% anual) con el método de línea recta. Los resultados se muestran en la tabla 29.

¹⁰ Fuentes no convencionales de energía

Tabla 29. Tabla de depreciación Sistema 1

Activos	Valor de compra	Años Depreciados	Depreciación anual
Módulos fotovoltaicos	\$ 69.120.000	5	\$ 13.824.000
Polo a tierra	\$ 1.061.350	5	\$ 212.270
Conductores	\$ 1.057.100	5	\$ 211.420
Inversores	\$ 19.192.224	5	\$ 3.838.445
Estructura	\$ 2.784.216	5	\$ 556.843
Combiner box DC	\$ 1.049.400	5	\$ 209.880
Mano de obra	\$ 14.139.644	5	\$ 2.827.929
Otros	\$ 10.840.393	5	\$ 2.168.079
	\$ 119.244.327		\$ 23.848.865

Fuente: Elaboración propia

7.5.6. Balance General

Para el ejercicio no habrá endeudamiento, ni préstamos con ninguna entidad bancaria, por lo que se asume que la Universidad dispondrá de los recursos necesarios para la inversión en el proyecto.

A continuación se muestra la foto del consolidado del Balance General para el proyecto del sistema 1.

Tabla 30. Consolidación y proyección del Balance General Sistema 1

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
<i>Disponible</i>	\$ 13.976.866	\$ 91.660.937	\$ 272.507.081	\$ 651.674.257	\$ 1.486.845.437
<i>Activos Fijos</i>					
<i>Sistema de energía solar</i>	\$ 119.244.327	\$ 119.244.327			
<i>Depreciación acumulada</i>	\$ 23.848.865	\$ 119.244.327			
Activo	\$ 109.372.327	\$ 91.660.937	\$ 272.507.081	\$ 651.674.257	\$ 1.486.845.437
Pasivo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Aporte Socios</i>	\$ 119.244.327	\$ 119.244.327	\$ 119.244.327	\$ 119.244.327	\$ 119.244.327
<i>Utilidad o Pérdida Neta del Periodo</i>	\$ (9.872.000)	\$ (462.691)	\$ 47.177.096	\$ 100.786.394	\$ 225.144.623
<i>Resultados acumulados (Reservas)</i>	\$ -	\$ (27.120.700)	\$ 106.085.658	\$ 431.643.536	\$ 1.142.456.488
Patrimonio	\$ 109.372.327	\$ 91.660.937	\$ 272.507.081	\$ 651.674.257	\$ 1.486.845.437

Fuente: Elaboración propia

7.5.7. Flujo de caja libre

Para el descuento de los flujos, se emplea la Tasa Social de Descuento (TSD) equivalente al 12%. Esto significa que todos los proyectos de inversión pública deben generar un beneficio económico y social mínimo del 12% (Departamento Nacional de planeación - Republica de Colombia, 2013).

7.5.8. Resultados Modelo Sistema 1

Los resultados del modelo 1 serán la TIR, el VPN y la recuperación de la inversión:

- TIR= 24%
- VPN= \$207.690.082
- Recuperación de la inversión= 6 años

Se concluye que el Sistema 1 es rentable. Ambos criterios, resultan favorables; la TIR es mayor al 12% y el VPN es mayor a cero.

7.6. Estado financiero Sistema 2

Al igual que para el Sistema 1, se construyen los Estados de resultados del Sistema 2

7.6.1. Estado de resultados

En la tabla 31 se presenta el estado de resultados para la alternativa 2 consolidados, proyectados a 20 años.

Tabla 31. Consolidado y proyección del Estado de resultados para el Sistema 2

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
<i>Total Ingresos</i>	\$ 29.046.904	\$ 49.620.197	\$ 103.033.997	\$ 225.925.817	\$ 514.955.606
<i>Total costos</i>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Bruta	\$ 29.046.904	\$ 49.620.197	\$ 103.033.997	\$ 225.925.817	\$ 514.955.606
<i>Mantenimiento preventivo de equipos</i>	\$ 2.902.736	\$ 3.267.055	\$ 3.787.412	\$ 4.390.649	\$ 5.089.965
EBITDA	\$ 26.144.168	\$ 46.353.142	\$ 99.246.584	\$ 221.535.168	\$ 509.865.640
<i>Depreciaciones</i>	\$ 58.054.721	\$ 58.054.721	\$ -	\$ -	\$ -
EBIT	\$ (31.910.553)	\$ (11.701.579)	\$ 99.246.584	\$ 221.535.168	\$ 509.865.640
Utilidad Neta del Periodo	\$ (31.910.553)	\$ (11.701.579)	\$ 99.246.584	\$ 221.535.168	\$ 509.865.640

Fuente: Elaboración propia

7.6.2. Inversión inicial

De igual manera que se hizo para el cálculo de la inversión en el sistema 1, las cotizaciones se hicieron con varios proveedores, excluyendo todos los valores del IVA. En total la inversión inicial tiene un valor total de **\$ 290.273.604**.

7.6.3. Ingreso

El ingreso para el sistema 2, se calcula como la diferencia entre lo que se paga con el sistema actual y el gasto neto implementando el sistema 2.

Los resultados se resumen en la tabla 32 proyectados para los años 1, 5, 10, 15 y 20 en millones de pesos.

Tabla 32. Ingreso proyectado Sistema 2 en millones de pesos (\$)

Año	Gastos sistema actual (\$)	Pago por faltantes de energía (\$)	Venta por kW inyectados (\$)	Gasto neto S2 (\$)	Ahorro / Ingreso ACT vs S2 (\$)
1	38,8	15,3	5,5	9,8	29,0
5	63,4	25,0	11,2	13,8	49,6
10	125,1	49,3	27,2	22,1	103,0
15	263,7	104,0	66,2	37,8	225,9
20	584,6	230,6	161,0	69,7	515,0

Fuente: Elaboración propia

7.6.4. Gastos de O&M

Al igual que para el sistema 1, equivaldrá a un 1% de la inversión inicial y se aumentaran de acuerdo a la inflación esperada anual.

7.6.5. Depreciación

La depreciación funciona de manera análoga que el sistema 1, depreciando los equipos a 5 años gracias a la Ley.

La tabla con las depreciaciones se muestra a continuación en la tabla 33.

Tabla 33. Tabla depreciaciones Sistema 2

ACTIVOS	Valor de compra	Años depreciados	Depreciación anual
Módulos fotovoltaicos	\$ 138.240.000	5	\$ 27.648.000
Polo a tierra	\$ 2.014.520	5	\$ 402.904
Conductores	\$ 3.289.680	5	\$ 657.936
Inversores	\$ 38.384.448	5	\$ 7.676.890
Estructura	\$ 5.453.862	5	\$ 1.090.772
Combiner Box DC	\$ 2.338.800	5	\$ 467.760
Instalación del sistema (15% sobre materiales)	\$ 56.916.393	5	\$ 11.383.279
Otros (10%)	\$ 43.635.901	5	\$ 8.727.180
	\$ 290.273.604		\$ 58.054.721

Fuente: Elaboración propia

7.6.6. Balance General

La financiación será toda subsidiada por la Universidad. No habrá endeudamiento ni préstamos.

El balance general consolidado para los años 5, 10, 15 y 20, se muestra en la siguiente tabla 34.

Tabla 34.Consolidación y proyección del Balance General Sistema 2

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
<i>Disponible</i>	\$ 26.144.168	\$ 177.272.240	\$ 550.485.636	\$ 1.372.580.331	\$ 3.246.821.258
<i>Activos Fijos</i>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Sistema de energía solar</i>	\$ 290.273.604	\$ 290.273.604	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Depreciación acumulada</i>	\$ 58.054.721	\$ 290.273.604	\$ -	\$ -	\$ -
Activo	\$ 258.363.051	\$ 177.272.240	\$ 550.485.636	\$1.372.580.331	\$ 3.246.821.258
Pasivo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Aporte Socios</i>	\$ 290.273.604	\$ 290.273.604	\$ 290.273.604	\$ 290.273.604	\$ 290.273.604
<i>Utilidad o Pérdida Neta del Periodo</i>	\$ (31.910.553)	\$ (11.701.579)	\$ 99.246.584	\$ 221.535.168	\$ 509.865.640
<i>Resultados acumulados (Reservas)</i>	\$ -	\$ (101.299.786)	\$ 160.965.448	\$ 860.771.558	\$ 2.446.682.013
Patrimonio	\$ 258.363.051	\$ 177.272.240	\$ 550.485.636	\$ 1.372.580.331	\$ 3.246.821.258

Fuente: Elaboración propia

7.6.7. Flujo de caja libre

La tasa de descuento, al igual que para el sistema 1, será del 12%, que es la tasa equivalente a los proyectos de inversión pública.

7.6.8. Resultados Modelo Sistema 2

Los resultados del modelo del sistema 2 serán:

- TIR = 21,60%
- VPN= \$402.683.083
- Recuperación de la inversión= 7 años

El Sistema 2 resulta ser rentable, pues la TIR es mayor al 12% y el VPN mayor a cero.

8. Análisis de riesgo

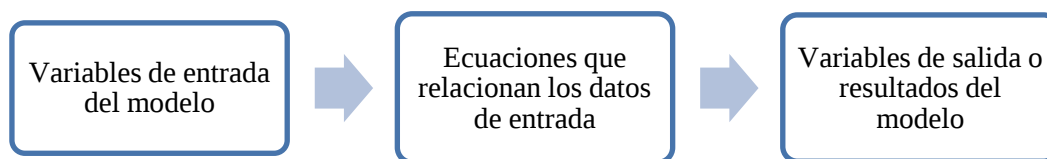
Dando cumplimiento al Objetivo 3, se realizó un análisis de las alternativas, teniendo en cuenta la naturaleza de algunas variables que pueden afectar los resultados del modelo con el tiempo. Para el análisis se utilizó el programa *@Risk*, un aplicativo de Excel que utiliza la simulación para mostrar los resultados posibles en un modelo de hoja de cálculo e indica qué probabilidad hay de que se produzcan.

Para diseñar el modelo en la hoja de cálculo se siguió la siguiente metodología:

Se definieron las celdas de las variables denominadas de “entrada” o “inputs”. Estas celdas de entrada se combinan entre sí mediante ecuaciones o fórmulas las cuales sirven de nexo para obtener un resultado final. La celda o celdas que contienen información deseada para la toma de decisiones se denominan celdas de “salida” o “outputs” (Velez Pareja & Machain, 2003).

Lo anterior se muestra esquemáticamente en la Ilustración 20.

Ilustración 20. Esquema general de riesgo en *@Risk*



Fuente: Elaboración propia

8.1. Identificación de variables de entrada y de salida y sus relaciones

Para proceder con la simulación, se inició haciendo una identificación de las variables de entrada y salida del modelo, además de eso, se identificaron las relaciones entre estas variables, garantizando que el cambio de las variables de entrada efectivamente reflejara un impacto sobre las variables de salida.

Variables de entrada:

- **Radiación:** Tiene una incidencia directa en la cantidad de energía producida por los sistemas. Entre mayor sea la radiación, más podrá producir el sistema, logrando un efecto favorable en los flujos de caja del proyecto, pues impactan directamente el ahorro.
- Para el Sistema 1, resultará beneficioso que la producción supla toda la demanda pues representaría un ahorro mayor en el modelo. En caso de que sea mayor a la demanda, ese adicional de kWh se perderán.
- Para el Sistema 2, entre mayor sea la producción del sistema, mayor ahorro/ingresos traerá el proyecto, representando un beneficio mayor en los estados de resultados.

- **Tasa de crecimiento geométrico media para la tarifa de Emcali (TCGM Tarifa Emcali):** esta tasa tiene incidencia en los precios de la tarifa de Emcali; un aumento en la tasa de crecimiento implicaría mayores precios en la tarifa, haciendo que la implementación del sistema de autogeneración, represente beneficios monetarios mayores a los calculados en los escenarios base.
- **Tasa de crecimiento geométrico media para los precios de venta de kilovatios inyectados (componente de generación, TCGM Tarifa venta):** la tasa de aumento en los precios de venta tiene una relación proporcional al aumento del dinero obtenido por la venta, representando un impacto positivo en los flujos de caja del sistema propuesto 2.

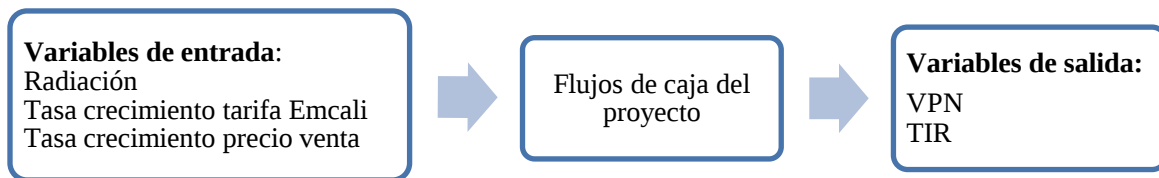
Posteriormente, se identificaron las variables de decisión o de salida:

- VPN: Valor presente neto
- TIR: Tasa interna de retorno

Ambas dependientes de los flujos de caja del proyecto.

Concluyendo lo anterior, se representa esquemáticamente el modelo de riesgo del proyecto en la Ilustración 21.

Ilustración 21. Esquema general de riesgo



Fuente: Elaboración propia

8.2.Simulación

Para la simulación, se decidió crear dos modelos de análisis en donde las variables de entrada: “Tasa crecimiento tarifa Emcali” y “Tasa crecimiento tarifa venta”; tendrán comportamientos diferentes, arrojando valores para las variables de salida que resultan interesantes a la hora de realizar el análisis del proyecto. La variable de entrada “Radiación” se comportará de la misma manera para ambos escenarios.

Los dos modelos de análisis se definen como:

Modelo 1 – Modelo Realista: en éste análisis, las tasas de crecimiento se simularán tomando como base los valores calculados mediante las TCGM. El propósito de este Modelo es estudiar el comportamiento de las variables de decisión en un panorama en el que las tarifas sigan aumentando en la misma línea.

Modelo 2 – Modelo Pesimista: para el segundo modelo, las tasas de crecimiento de las tarifas tendrán valores mucho menores al calculado. Este modelo se plantea ya que se desea analizar el comportamiento de las variables de salida en un horizonte desfavorable para ver hasta qué punto puede perjudicar al modelo una disminución de la tasa de crecimiento de las tarifas de energía.

Procediendo con la simulación, se utilizó como guía los pasos propuestos por Velez-Pareja en el artículo *Análisis De Inversiones Bajo Riesgo: Simulación Montecarlo (Including the Risk in the Analysis: Simulation)* en el 2003 (Velez Pareja & Machain, 2003).

Cada uno de los escenarios se simuló de igual manera siguiendo los siguientes pasos:

Paso 1: Determinación de las distribuciones de probabilidad de las variables de entrada

Radiación: para obtener los límites de la variable, se utilizaron diferentes fuentes entre ellas la NASA, el Atlas de Radiación solar de Colombia de la UPME, los datos calculados por Gutierrez Bolaños & Franco Patiño (2011) y la base de datos de Meteonorm. (Ver Anexo 10. Radiación, ubicado en el cd acompañante).

De los datos obtenidos se estableció un límite inferior, un límite superior y un promedio que fueron definidos como los parámetros de una distribución Triangular. Los valores de radiación en kWh/m²/día se muestran en la tabla 35.

Tabla 35. Parámetros de distribución triangular para la radiación en kWh/m²/día

Mes	Mínimo	Promedio	Máximo
Ene	4,5	4,63	5
Feb	4,5	4,66	5
Mar	4,55	4,91	5,5
Abr	4,34	4,70	5
May	4	4,34	4,5
Jun	4,3	4,64	5
Jul	4,46	4,89	5,5
Ago	4,36	4,63	5
Sep	4,49	4,73	5
Oct	4,4	4,58	5
Nov	4	4,38	4,98
Dic	4	4,39	4,73

Fuente: Elaboración propia

Tasa crecimiento geométrico medio para la tarifa de Emcali y Tasa de crecimiento geométrico media para los precios de venta de kilovatios inyectados (componente de generación): a ambas tasas, se les asigna un rango en el que pueden variar, estableciendo un mínimo, un valor más probable, un máximo y asociándolo a una distribución triangular. Esta asunción se realiza debido a la carencia de datos que permitan determinar un rango de movimiento, sin embargo al realizar múltiples simulaciones y como resultado del teorema

del límite central, se obtendrá una distribución gaussiana. Para el modelo de análisis 1 se determinó el valor medio como los valores calculados en el numeral 7.1.3. *Costos actuales del servicio de energía* y se estableció un rango de $\pm 2,5$.

Para el modelo de análisis 2, se estableció un escenario donde el valor medio de la tasa de crecimiento de la tarifa de Emcali, se determinó de acuerdo a la inflación esperada para los años próximos y de acuerdo a la participación del componente de generación en el valor unitario. En las tablas 36 y 37 se encuentran los valores determinados para el análisis.

Para el **Modelo 1** los valores entre los que fluctúan las tasas son:

Tabla 36. Rangos de distribución triangular para el Modelo 1

	Mínimo	Valor medio	Máximo
TCGM Tarifa Emcali	4,4 %	6,9 %	9,4 %
TCGM Tarifa de venta	16,94 %	19,44 %	21,94 %

Fuente: Elaboración propia

Y para el **Modelo 2** los valores entre los que fluctúan las tasas son:

Tabla 37. Rangos de distribución triangular para el Modelo 2

	Mínimo	Valor medio	Máximo
TCGM Tarifa Emcali	1 %	3 %	5 %
TCGM Tarifa de venta	3 %	5 %	7 %

Fuente: Elaboración propia

Paso 2: Definir el número de veces que se va a simular

Se realizó pruebas en las simulaciones con 100, 1.000, 10.000 y 100.000 iteraciones. Se eligieron los resultados de la última simulación (100.000 iteraciones), ya que era la simulación cuyos resultados mostraban más estabilidad en la curva de distribución.

Paso 3: Introducir los datos al modelo en las celdas de las variables de entrada

Una vez instalado el programa *@Risk*, (el demo de prueba gratuito se puede descargar de la página oficial de Palisade), se toma el modelo financiero realizado en Excel, donde se encuentran las distintas relaciones entre variables de entrada, flujos y variables de salida.

Primero, se deben definir las variables de entrada, estableciendo para cada una la distribución que en este caso es una función Triangular. Posteriormente, se ingresan los valores máximos, promedios y mínimos de la distribución. Este procedimiento se debe realizar para cada una de las variables de entrada mencionadas anteriormente.

Paso 4: Definir las celdas de las variables de salida

Se deben definir en el modelo de Excel, las variables de salida (VPN y TIR). Estas variarán respecto a los límites de las variables de entrada.

Paso 5: Correr el simulador

Por último, de acuerdo al número de iteraciones y simulaciones definidas, se inicia la simulación de cada modelo de análisis.

Paso 6: Analizar los resultados

Los resultados son arrojados por el software, de ellos se selecciona la información deseada y se comentan los resultados. Todos los informes completos de las simulaciones se encuentran en el anexo 11, ubicado en el cd acompañante.

Gracias a los resultados de ambas simulaciones, se obtuvo la jerarquía de las variables de entrada. Dicha jerarquía posiciona cada variable de entrada según el impacto que puedan tener sobre las variables de salida, siendo la posición jerárquica 1: la variable que más impacto tiene y 10 la que menos impacto tiene.

La tabla 38 muestra las 10 variables de entrada consideradas las más riesgosas. Cabe aclarar que para ambos modelos de simulación y ambos sistemas, la jerarquía fue la misma.

Tabla 38. Jerarquía para variables más riesgosas

Jerarquía	Variables de entrada (variables de riesgo)
1	Tasa geométrica de crecimiento Tarifa de Venta
2	Tasa geométrica de crecimiento Tarifa de Emcali
3	Radiación en NOVIEMBRE
4	Radiación en JULIO
5	Radiación en MARZO
6	Radiación en DICIEMBRE
7	Radiación en OCTUBRE
8	Radiación en JUNIO
9	Radiación en ABRIL
10	Radiación en AGOSTO

Fuente: Informe de simulación @Risk

Para cada sistema, en cada modelo de análisis simulado, se obtienen los diagramas de tornado, que son una manera gráfica de analizar la sensibilidad de esta jerarquización de las variables de entrada y cómo impactan la distribución de la variable de salida. Entre mayor sea el impacto de la variable de entrada, más larga será su barra, como se observa en la ilustración 22.

8.2.1. Resultados del Sistema 1

Los resultados para el **Modelo 1 (realista)**, muestran que los valores de VPN siempre serán positivos y que el valor de TIR no será inferior a 21,89%. Adicional a esto, se obtiene que en el 95% de los casos simulados el valor de la TIR es superior a 23,13% y el del VPN superior a \$178 millones, haciendo que dentro del rango establecido para la simulación, el sistema 1 en este modelo de análisis resulte rentable. Los valores se muestran en la tabla 39.

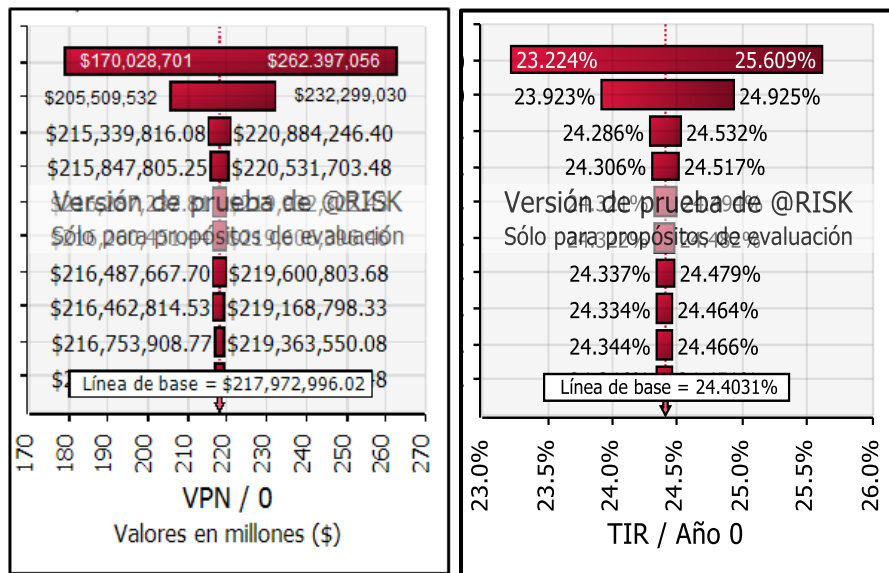
Tabla 39. Valores de salida modelo 1- S1

Variable salida	Mínimo	Media	Máximo	Desv Est	Varianza	5%	95%
TIR/ Año 0	21,89%	24,40%	26,87%	0,77%	5,9052E-05	23,13%	25,67%
VPN/ Año 0 [millones]	\$148,2	\$218	\$307	\$25,7	6,34E8	\$178	\$263

Fuente: Informe de simulación @Risk

En cuanto a las variables más sensibles, representadas para cada variable de salida en los gráficos de tornado de la ilustración 22, se puede concluir que en la simulación no se arrojó ningún resultado en el que el Sistema resultara desfavorable.

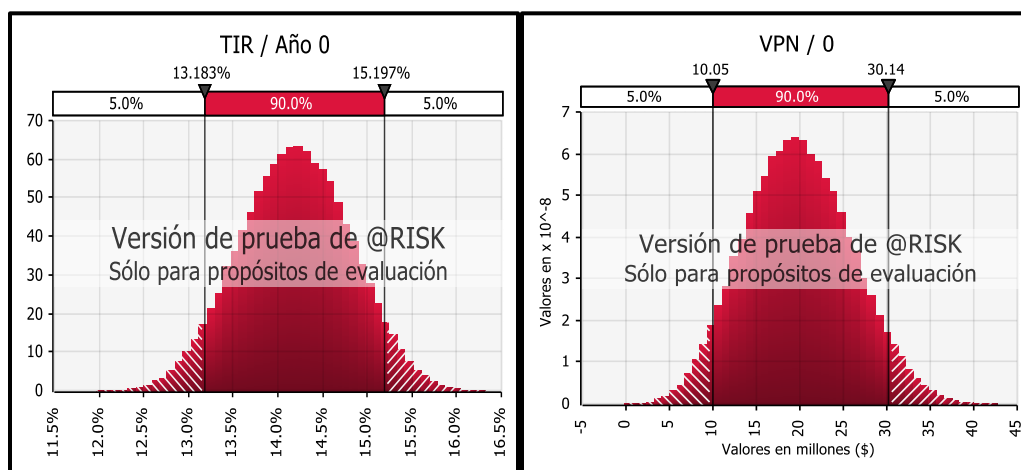
Ilustración 22. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 1 – S1



Fuente: Informe de simulación @Risk

En conclusión, si los valores definidos en la simulación se dan, el sistema 1 sería favorable. Por otro lado, los resultados del **Modelo 2 (pesimista)**, muestran que bajo este panorama, el sistema 1 podría resultar desfavorable solo si tomara sus valores mínimos en la distribución, ya que el mínimo para TIR es del 11,97% y el VPN de -\$0,2675 millones. Adicional, la simulación muestra que para el 90% de los casos simulados los valores de TIR estuvieron entre 13,18% y 15,2% y los de VPN entre \$10 y \$30 millones. Esto se representa gráficamente en la ilustración 23 y los valores de la distribución se muestran en la tabla 40.

Ilustración 23. Distribuciones de probabilidad de TIR y VPN modelo 2 – S1



Fuente: Informe de simulación @Risk

Tabla 40. Valores para el modelo 2- S1

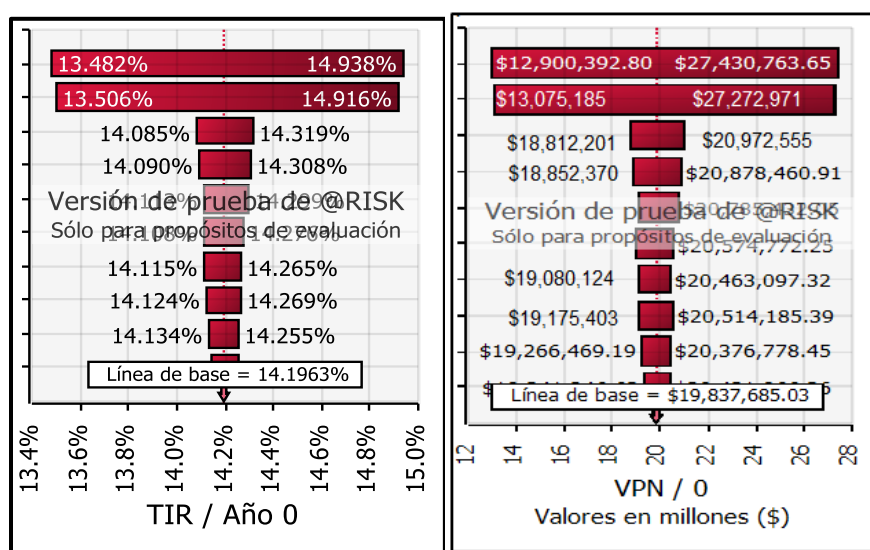
Nombre	Mín	Media	Máx	Desv Esta	Varianza	5%	95%
TIR / Año 0	11,97%	14,20%	16,31%	0,61%	3,71479E-05	13,18%	15,20%
VPN / 0 [Millones]	-\$ 0,27	\$19,84	\$42,69	\$6,08	3,70E7	\$10,05	\$ 30,14

Fuente: Informe simulación @Risk

Las variables de entrada más riesgosas se observan en la ilustración 24, representadas en los diagramas de tornado.

La simulación arrojó que el sistema 1 en este panorama es viable, así las variables más riesgosas jerarquizadas en la tabla 38, tomen los valores mínimos que se establecieron en la concepción del modelo.

Ilustración 24. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 2 – S1



Fuente: Informe de simulación @Risk

Análisis de punto de equilibrio sistema 1

Se analiza el valor mínimo que podría tomar una variable de entrada para obtener la tasa mínima de retorno del proyecto, para este caso es de 12%. Se escogió la variable de tasa de crecimiento geométrica media (TGCM) de la tarifa de venta o generación, ya que de acuerdo a la jerarquización de riesgo de la tabla 38, es la que mayor impacto tiene sobre las variables de salida del modelo. Se realiza en análisis dejando fijos los valores correspondientes a las variables de entrada de radiación y Tasa de crecimiento geométrica media (TGCM) de la Tarifa Emcali y se varía en un rango arbitrario la Tasa de crecimiento geométrica media (TGCM) de la Tarifa de Venta o generación. Se obtiene como resultado que el valor de la tarifa debe ser mayor a **-10,07%**, para que la TIR sea mayor a la tasa mínima de retorno para este tipo de proyectos.

Debido a que no hay forma de relacionar el comportamiento entre las variables de entrada, en especial aquellas que pertenecen a la tasa de crecimiento geométrica media de la tarifa de Emcali (otros componentes) y de la tarifa de venta (generación), se plantea un escenario donde el crecimiento de ambas sea cero, lo que significa que los precios se mantendrían a lo largo del tiempo. Dicho escenario indica que la tasa de retorno del proyecto sería de 9,68%, lo que muestra que para este caso el proyecto no sería rentable económicamente, ya que a pesar de que la tasa es positiva, es menor a la tasa mínima de retorno.

8.2.2. Resultados del Sistema 2

Siguiendo con el sistema 2, en el **Modelo 1 (realista)**, los valores de la distribución de las variables salida muestran favorabilidad, con valores mínimos para la TIR de un 19,5% y para el VPN de 272,7 millones de pesos.

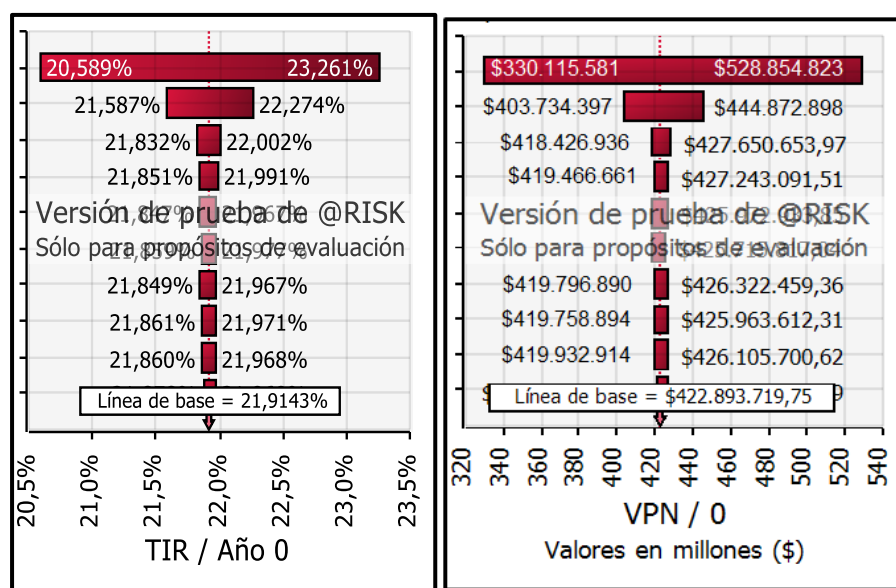
Los valores de la distribución, expuestos en la tabla 41 y los gráficos de tornado de la ilustración 25, ayudan a concluir que el sistema 2 será rentable en este panorama inclusive si las variables más riesgosas toman los valores mínimos posibles.

Tabla 41. Valores para el modelo 1- S2

Nombre	Mínimo	Media	Máx	Desv Est	Varianza	5%	95%
TIR / Año 0	19,52%	21,91%	24,26%	0,87%	6,56E-05	20,57%	23,27%
VPN / 0 [Millones]	\$ 272,7	\$ 422,8	\$ 610,3	\$59,3	3,52E15	\$ 329,7	\$ 527,9

Fuente: Informe de simulación @Risk

Ilustración 25. Gráficos de tornado para las variables de salida modelo 1 – S2

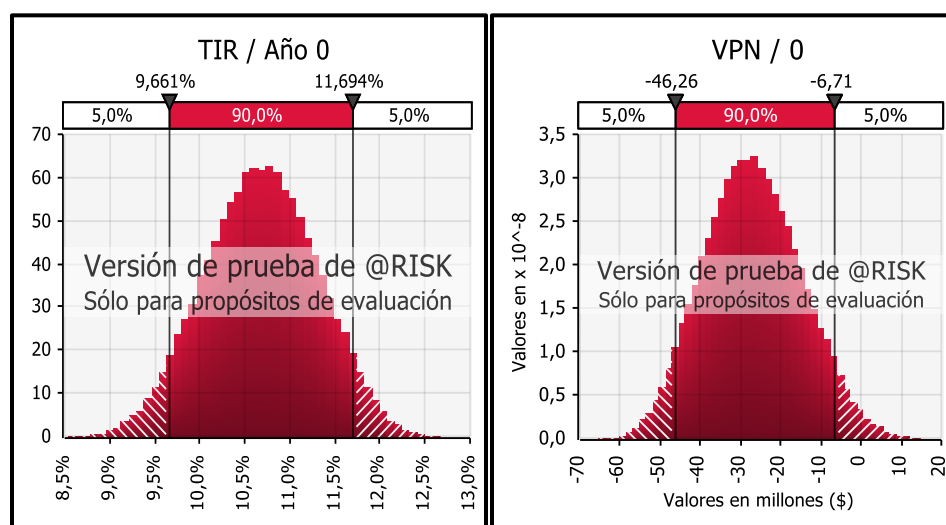


Fuente: Informe de simulación @Risk

Por otro lado, para el **Modelo 2 (pesimista)** el sistema 2 muestra que la alternativa es viable sólo en los valores máximos de la distribución.

Las distribuciones de las variables de salida se muestran en la ilustración 26 y para mayor claridad, los valores se resumen en la tabla 42.

Ilustración 26. Distribución de probabilidades TIR y VPN modelo 2 – S2



Fuente: Informe de simulación @Risk

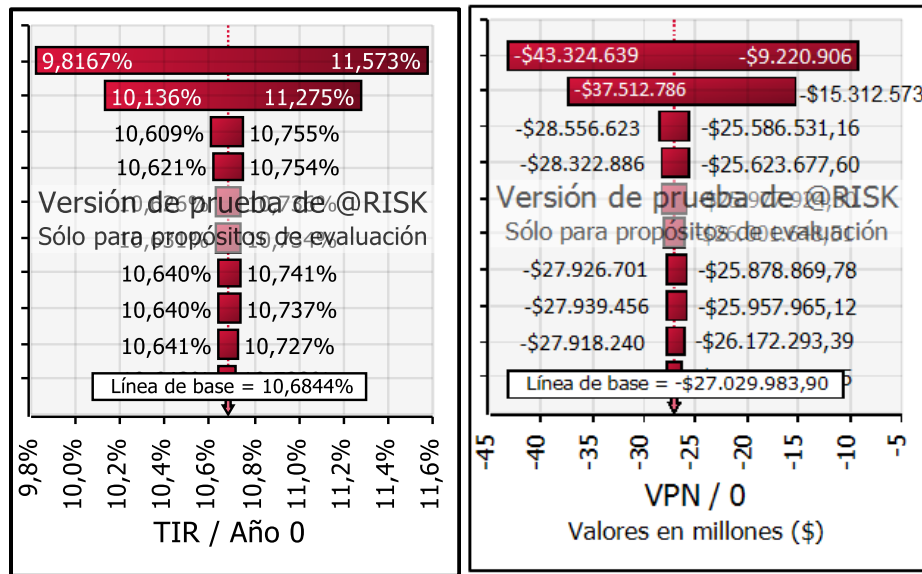
Tabla 42. Valores para el modelo 2- S2

Nombre	Mín	Media	Máx	Desv Est	Varianza	5%	95%
TIR / Año 0	8,53%	10,68%	12,67%	0,62%	3,78E-05	9,66%	11,69%
VPN / 0 [Millones]	-\$ 65,12	-\$ 27,02	\$ 15,36	\$11,97	1,43E14	-\$ 46,26	-\$ 6,71

Fuente: Elaboración propia

Los diagramas de tornado mostrados en la Ilustración 27, muestran que para la variable más sensible y que tiene mayor impacto en los criterios de decisión (tasa geométrica de crecimiento de la tarifa de venta o componente de generación), el proyecto no será viable en ningún valor.

Ilustración 27. Gráfico de tornado para variables de salida modelo 2 – S2



Fuente: Informe de simulación @Risk

En general, se puede observar que el sistema 2 es más sensible a los cambios que se puedan presentar en las variables de entrada, pues es afectado positivamente por un ingreso si las tarifas de venta de energía aumentan y se afecta negativamente si estas disminuyen. Es por eso que para los modelos de análisis 1 y 2, el proyecto resulta viable y no viable respectivamente.

Análisis de punto de equilibrio sistema 2

Al igual que en el análisis de punto de equilibrio del sistema 1, se escoge la Tasa de crecimiento geométrica media (TGCM) de la Tarifa de Venta o crecimiento del componente de generación, ya que de acuerdo a la tabla 38, es la que mayor impacto tiene sobre las variables de salida del modelo. Se obtiene como resultado que la TCGM de Generación o tarifa de venta o generación debe ser mayor a **4,66%**, de manera que la TIR sea mayor a 12%.

Al igual que en el análisis de punto de equilibrio del sistema 1, si las TCGM se mantienen constantes en el tiempo, la tasa del retorno del proyecto sería de 6,03%, significando que la alternativa no es rentable.

9. Conclusiones

En este proyecto de grado, se evaluó la factibilidad de implementación de dos sistemas de generación de energía solar fotovoltaica en la Universidad del Valle, realizando el análisis técnico, financiero y de riesgo para ambos casos propuestos.

Se plantea este proyecto como respuesta a la preocupación del déficit presupuestal de la Universidad del Valle. Se espera que por medio de éste, se logre disminuir los costos de energía pagados actualmente por la institución educativa. Se escogió un proyecto de energía solar fotovoltaica, dado que Colombia tiene gran potencial para la generación de este tipo de energía, debido a su ubicación cercana a la línea del ecuador y la carencia de estaciones a través del año. Se debe tener en cuenta que el proyecto, se plantea para un edificio, pero que se podría escalar a otras edificaciones pertenecientes a la institución, mediante el método aquí desarrollado

El presente trabajo, permitió conocer la complejidad del sistema energético colombiano, los agentes involucrados y los factores que afectan su funcionamiento. Cuando uno de dichos factores, afecta un eslabón de la cadena del sistema, se ve reflejado de manera positiva o negativa en la tarifa pagada por los usuarios finales. El componente de generación, es considerado el más variable de la cadena y se ve principalmente afectado por el cambio climático y fenómenos ambientales como El Niño. Por lo que cuando los embalses de las hidroeléctricas presentan bajos niveles, se debe recurrir a la generación térmica, lo cual genera mayores costos y problemas medioambientales.

Para el planteamiento de los sistemas, se tiene en consideración la nueva ley 1715 que busca incentivar el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, mediante incentivos tributarios otorgados a aquellos usuarios del sistema que inscriban sus proyectos en la fase pre operativa. Es de gran importancia, tener en cuenta que de acuerdo a lo mencionado en la ley, existe la posibilidad de que este tipo de proyectos realizados en instituciones públicas, sean financiados por el Estado. A pesar de que la ley no se encuentra totalmente regulada, se tomaron en cuenta los decretos expedidos hasta la fecha de acuerdo al CREG.

La principal desventaja para la implementación de esta tecnología es el alto costo que aun presentan los paneles solares disponibles en el mercado. A pesar de que la principal materia prima (el silicio) es abundante, la producción de dichos paneles, aun no se realiza de manera masiva y la eficiencia de los mismos aún no alcanza su punto máximo. En Colombia la radiación solar se considera muy estable, por lo que la cantidad de energía generada es constante a través del año. Esta condición, facilita el empleo de sistemas de generación conectados a la red, cuando se disponga de ella. Al no requerir baterías para el almacenamiento, los costos de este tipo instalación son menores a las empleadas para autoabastecimiento en las zonas no interconectadas.

Para el sistema 1: autoabastecimiento, se determinó una potencia instalada de 32,04 kW, que lograría disminuir en promedio un 40% el total de la factura actual. En el caso del sistema 2, de inyección a la red, se instalarían 64,8 kW y lograría disminuir en promedio

82% del total de la factura. Para cada uno de los sistemas se determinaron sus componentes y dimensionado, lo que permitió conocer el funcionamiento de este tipo de tecnología y realizar un presupuesto flexible y cercano a la realidad del mercado actual.

Como resultado del análisis técnico se obtienen los parámetros con los cuales se construyen cada uno de los modelos financieros (modelo financiero del sistema 1 y modelo financiero del sistema 2). Estos modelos buscan analizar de manera comparativa el gasto conservando el sistema actual de compra de energía y el gasto en el que se incurriría con cada uno de los sistemas propuestos. El horizonte de proyección fue de 20 años, plazo que castiga económicamente cada proyecto, ya que los equipos más costosos, los paneles, tienen mayor vida útil.

Es importante mencionar que algunos de los beneficios otorgados por la ley, no tienen un impacto en el caso de estudio en la Universidad del Valle, dado que ésta por ser una entidad de carácter público no paga IVA ni retención en la fuente. Es decir, que para futuros trabajos usando el modelo en entidades privada, podría resultar aún más beneficioso implementar un sistema de este tipo.

A pesar de que estos beneficios no aplican a la Universidad, se determinó que ambos sistemas son rentables, mediante los criterios de VPN y TIR, de acuerdo a la tasa de retorno usada en el modelo del 12% (Tasa de Retorno para Proyecto de Inversión Públicas).

Buscando proporcionar criterios de decisión más robustos y conociendo la complejidad del mercado energético colombiano, se identificaron las variables que podían afectar en mayor medida los resultados. Estas variables fueron: radiación, tasa de crecimiento de la tarifa de energía de Emcali (que incluye el crecimiento de todos los componentes del costo) y la tasa de crecimiento de la tarifa de venta de energía inyectada (que toma sólo el crecimiento de la componente de generación). A partir de los modelos financieros planteados, se analizó el comportamiento futuro mediante la técnica de simulación Montecarlo. Se establecieron dos escenarios para las variables seleccionadas, las cuales se plantearon con una distribución triangular con un rango escogido por las autoras. Se escogió dicha distribución a falta de datos acerca del comportamiento futuro del precio de la energía, en especial del componente de generación. Estas variables tienden a comportarse en forma gaussiana cuando se realizan múltiples simulaciones, debido al teorema del límite central, por lo que la simulación del riesgo se considera bastante acertada. Para investigaciones futuras se espera realizar un escenario con valores de crecimiento más precisos obtenidos a partir de modelos que puedan predecir el comportamiento de dichas variables de manera más certera.

Los resultados del modelo 1 (realista), son positivos para ambos sistemas, obteniendo resultados favorables para ambos criterios de decisión. Los resultados positivos, dependen en su gran mayoría de la tasa de crecimiento del precio de la energía. Por lo que en caso de que las tarifas se mantengan estables, es decir que la tasa de crecimiento sea cero y los precios continúen presentando valores iguales a los registrados en los últimos 12 meses, la tasa de retorno del proyecto sería de 9,68%. A pesar de que este resultado es menor a la tasa mínima esperada, el porcentaje continua siendo positivo

Los resultados del modelo 2 (pesimista) a pesar de mostrar un panorama desfavorable, arrojan resultados negativos para el sistema 1 solo en los valores mínimos. Por el contrario, para el sistema 2, se muestran resultados desfavorables para toda la distribución del riesgo, concluyendo que si esos valores se dieran, el sistema 2 no sería. En caso de que las tasas de crecimiento sean cero, la tasa de retorno del proyecto será de 6,03%. Al igual, que en el modelo de análisis 1, el resultado es positivo a pesar de que es menor a la Tasa Mínima de Retorno.

El sistema 2 presenta mayor sensibilidad en los resultados de riesgo, ya que tiene relacionada la variación de la tarifa de venta de energía inyectada. Esta tarifa depende de la componente de generación, la cual se caracteriza por reflejar mayor complejidad para la modelación de su comportamiento y mayor variabilidad.

En general, un proyecto de este tipo resultaría rentable para la Universidad no sólo por los ahorros que traería, sino porque sería beneficioso para el medio ambiente y representaría la innovación dentro de la institución. La implementación de sistemas de generación de energías limpias, disminuye el uso de tecnologías de generación hidráulica y térmica, por lo que se reducen los efectos negativos sobre el ecosistema., contribuyendo así a mejorar la problemática mundial del medio ambiente.

El presente trabajo, permite establecer un modelo aplicable a cualquier tipo de análisis de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica, que podría emplearse como soporte para futuros análisis de proyectos de esta naturaleza, otorgando un análisis objetivo que permita una mejor toma de decisiones.

10. Referencias Bibliográficas.

- ABB. (2015). Guía de instalacion rapida inversor ABB TRIO- 20.0/ 27.6.
- ABB. (2015). Product Manual VSN300 Wifi Logger Card (FW 1.8.9).
- Banco de la republica. (2015). *Informe sobre inflacion*. Obtenido de http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/isi_sep_2015.pdf
- Comision federal de electricidad. (2008). *Interconexion a la red electrica de baja tension de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW*. Obtenido de http://proyectedeenergiarenovable.com/Descargas/Manuales/Curso_Interconexcion_a_red/CFE_G0100-04.pdf
- Congreso de Colombia. Ley 1715 Mayo 2014 (2014).
- Cooper industries. (2015). Solar combiner solution. Obtenido de <http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/crousehinds/commercial-products/catalog-pdfs/solar-combiner-solutions.pdf>
- CREG. (2007). *Definicion de la formula tarifaria de energia electrica, para el proximo periodo tarifario*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/\\$FILE/D-043_FORMULA_TARIFARIA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/$FILE/D-043_FORMULA_TARIFARIA.pdf)
- Departamento Nacional de planeacion - Republica de Colombia. (2013). Manual de Soporte Conceptual Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos.
- Division financiera Universidad del Valle. (2015). Universidad del Valle- Contabilidad. Obtenido de <http://contabilidad.univalle.edu.co/>
- El observatorio de la universidad Colombiana. (2015). Nomina de Univalle se lleva el 82% del presupuesto. Obtenido de http://universidad.edu.co/index.php?option=com_content&view=article&id=5444:nomina-de-univalle-se-lleva-el-82-de-su-presupuesto&catid=16:noticias&Itemid=198
- El País. (2014). Aumento en la tarifa de energía será gradual. Obtenido de <http://www.elpais.com.co/elpais/cal/noticias/aumento-tarifa-energia-sera-gradual-anuncio-emcali>
- Energia renovables. (2014). Energias renovables - Tipos de paneles fotovoltaicos. Obtenido de <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- EPM. (2012). Normas técnicas de tableros de medida eléctrica.
- Gil zapata, M. M., & Ochoa Maya, C. (2008). Modelación de la volatilidad de los precios de la energía electrica en Colombia. Revista Ingenierias universidad de Medellin. Vol.7 no.12 Medellín June 2008

- Grupo de energía de Bogotá. (2005). Energía de Bogotá. Obtenido de <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>
- Gutierrez Bolaños, J. A., & Franco Patiño, J. F. (2011). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico de 20kWp conectado a la red* (Tesis de pregrado). Universidad Autonoma de Occidente. Santiago de Cali, Colombia.
- Heredia londoño, D. marcela. (2013). *Desarrollo de una guía enfocada a medidores de energía y conexiones de medidores*. Universidad tecnologica de pereira. Pereira, Colombia.
- Ibañez Plana, M., Rosell Polo, J. R., & Rosell Urrutia, J. I. (2005). *Tecnología Solar*. Madrid, España. Editorial: Mundi-prensa.
- Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2014). Introducción - Los fenómenos el niño, la niña - Oscilación del sur.
- Lozano, I., Rincon, H., & Banco de la republica. (2010). *Borradores de economia - Formación de las tarifas electricas e inflacion en colombia*. Informe: Borradores de economia. Numero 634 Diciembre 2010 Bogota, Colombia.
- Meteonorm. (2015). PVsyst - Base de datos de radiacion.
- Ministerio de ambiente vivienda y desarrollo territorial. (2010). *Reglamento colombiano de regulacion sismoresistente NSR10 - Titulo B: Cargas*.
- Ministerio de industria turismo y comercio de españa. Certificado de examen de modelo ZIV / 5CTD-E1F (2007).
- National Action Plan for Energy Efficiency. (2009). *Office Building Energy Use Profile*. Obtenido de <http://www.iluvtrees.org/wp-content/uploads/2009/05/iltoofficebuildingprofile.pdf>
- NEC. (2008). NEC - Allowable Ampacities of Insulated Conductors Rated 0-2000 Volts.
- Ormaechea Ballesteros, C. (2012). *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW* (Tesis de pregrado) Universidad Carlos III de Madrid, España
- Perales Benito, T. (2014). *El universo de las energias renovables*. Barcelona, España. Editorial: Marcombo
- Quiroga Tinoco, J. (2014). *Supresores de sobrevoltajes transitorios*. Obtenido de <https://zonaemec.files.wordpress.com/2014/04/3-supresores.pdf>
- Sánchez Maza, M. Á. (2013). *Energia solar fotovoltaica*. México D.F, México. Editorial: Limusa S.A. de C.V
- Sidrach de Cardona, M. (2009). Monitorización de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Obtenido de http://perusolar.org/16-spes-taller/Monitorizacion_MSidrach.pdf

- Tames, E. S. (2013). Eliseo sebastian - Consultor en gestion de medio ambiente. Obtenido de <http://eliseosebastian.com/paneles-fotovoltaicos-con-linea-a-tierra/>
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2012). Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2013 - 2027.
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2014). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano*.
- Universidad autonoma de occidente. (2015). Valle del Cauca con gran potencial para producir energía limpia. Obtenido de <http://www.uao.edu.co/noticias/valle-del-cauca-gran-potencial-para-producir-energia-limpia>
- UPME. (2003). *Formulacion de un programa basico de normalizacion para aplicaciones de energias alternativas y difusion*. Documento ANC-0603-12-01 Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para la energización rural dispersa en Colombia - Versión 01. Obtenido de http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_DE_ESPECIFICACIONES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_PARA_LA_E.pdf
- UpSolar. (2015). UpSolar 6 Polycrystalline PV Module 72 Cells.
- Velez Pareja, I., & Machain, L. (2003). *Análisis de Inversiones bajo riesgo: Simulación (Including the risk in the analysis: Montecarlo Simulation)*.
- Voltech. (2015). Voltech. Obtenido de <https://www.voltech.com.mx/cables.php>
- Wiles, J., Ellis, A., & Foster, R. (2003). *Sistemas de energia solar fotovoltaica de acuerdo a las normas de seguridad: practicas recomendadas para centroamerica*. Southwest Technoloy development Institute. Obtenido de <http://cenicasol.chica.org.ni/wp-content/uploads/2012/09/NEC-manual-CentroAmerica.pdf>