



UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE COLOMBIA

**EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA QUE PERMITA  
AUMENTAR LA COBERTURA Y CONFIABILIDAD DE  
ENERGÍA EN SECTORES RURALES DEL OPERADOR DE  
RED**

**LUIS FERNANDO GARCÍA TIRADO**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA  
2016



**EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA QUE PERMITA  
AUMENTAR LA COBERTURA Y CONFIABILIDAD DE  
ENERGÍA EN SECTORES RURALES DEL OPERADOR DE  
RED**

**LUIS FERNANDO GARCÍA TIRADO**

Trabajo Final de Maestría en Ingeniería Eléctrica presentado como requisito parcial para  
optar al título de:  
**Magister en Ingeniería Eléctrica**

Director:  
Javier Rosero García, PhD.

Línea de Investigación:  
Calidad de Servicio y Energías Renovables  
Grupo de Investigación:  
Electrical Machines and Drives - EM&D

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
BOGOTÁ D.C., COLOMBIA  
2016





## Dedicatoria

Dedico este trabajo y cada uno de los instantes vividos a Dios, quien me ha permitido aprender para entender e interpretar su obra, a las dos mujeres que me acompañan día a día, mi esposa Erika, quien me ha demostrado altruismo sincero y a mi hermosa hija Martina para quien el aporte de este trabajo represente un futuro con las mejores condiciones.

## **Agradecimientos**

Mis totales agradecimientos al profesor Javier Rosero García por su apoyo incondicional y dedicación en la elaboración de este trabajo, su confianza y los conocimientos entregados fueron fundamentales, al Ingeniero Mauricio Domínguez por su apoyo y disposición a la hora de una explicación, su interés en el tema y el haberme facilitado acceder a la información. Al ingeniero Gustavo Gómez Vanegas y Carlos Lastre por su apoyo, a mi familia por entender las razones de mi esfuerzo, a mis docentes de la Universidad Nacional y amigos que de una u otra forma aportaron conocimiento en este trabajo.



# Contenido

	Pág.
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>8</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>11</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>13</b>
<b>LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS</b> .....	<b>16</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>18</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>20</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>22</b>
<b>I. MARCO CONCEPTUAL</b> .....	<b>27</b>
1.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	27
1.1.1 <i>GD en Colombia</i> .....	28
1.1.2 <i>Plan de expansión 2014-2028</i> .....	29
1.2. SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICOS .....	31
2.2.1 <i>PV en Colombia</i> .....	32
2.2.2 <i>Sistemas fotovoltaicos aislados</i> .....	32
2.2.3 <i>Sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución</i> .....	33
1.3. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	34
<b>II. LEGISLACIÓN Y REGULACIÓN VIGENTE A 2015</b> .....	<b>37</b>
2.1. LEGISLACIÓN VIGENTE .....	37
2.2.4 <i>Legislación FNCER</i> .....	37
2.2. REGULACIÓN VIGENTE .....	42
2.2.1 <i>Autogeneradores y ventas de excedentes</i> .....	44
2.3. NORMAS NACIONALES .....	46
2.4. NORMATIVAS INTERNACIONALES .....	52
<b>III. ESCENARIOS DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>58</b>
3.1. ESCENARIO 1. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS, AISLADO Y POR UNIDAD RESIDENCIAL .....	58
3.2. ESCENARIO 2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS, CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y POR UNIDAD RESIDENCIAL .....	59
3.3. ESCENARIO 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS, CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR NODO .....	59
3.4. CASO DE ESTUDIO .....	60

---

3.4.1	<i>Indicadores de calidad de sectores rurales (frecuencia y duración)</i> .....	61
3.4.2	<i>Tiempo de restablecimiento del servicio.</i> .....	63
3.4.3	<i>Altos costos de compensación por esquema regulatorio (Usuarios peor servidos)</i> .....	64
3.4.4	<i>Altos niveles de irradiación solar.</i> .....	66
3.4.5	<i>Definición del caso de estudio</i> .....	70
3.5.	ESCENARIOS DE OPERACIÓN .....	72
3.5.1	<i>Escenario 1. Sistema fotovoltaico con baterías, aislado y por unidad residencial</i> .....	74
3.5.2	<i>Escenario 2. Sistema fotovoltaico con baterías, conectado a la red de distribución y por unidad residencial</i> .....	74
3.5.3	<i>Escenario 3. Sistema fotovoltaico con baterías, conectados a la red de distribución por nodo.</i> ..	77
3.6.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS .....	78
3.6.1	<i>Metodología para el Cálculo de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas</i> .....	79
3.6.2	<i>Elementos activos</i> .....	80
3.6.3	<i>Aplicación de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas</i> .....	80
3.6.4	<i>Definición de Unidades Constructivas</i> .....	80
3.7.	REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA.....	85
3.7.1	<i>Decreto de Ley 1623 de 2015</i> .....	85
3.7.2	<i>Propuesta de Remuneración</i> .....	87
<b>IV.</b>	<b>EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>92</b>
4.1.	EVALUACIÓN AMBIENTAL .....	92
4.1.1	<i>Análisis de Impacto Ambiental</i> .....	93
4.1.2	<i>Evaluación de Impacto ambiental (EIA)</i> .....	94
4.2.	FACTIBILIDAD TÉCNICA.....	103
4.2.1	<i>Dimensionamiento de la demanda de energía</i> .....	103
4.2.2	<i>Dimensionamiento de Módulos Fotovoltaicos</i> .....	105
4.2.3	<i>Dimensionamiento de Baterías</i> .....	109
4.2.4	<i>Dimensionamiento de Regulador</i> .....	112
4.2.5	<i>Dimensionamiento de convertidor</i> .....	113
4.2.6	<i>Tablero General de Conexiones</i> .....	114
4.2.7	<i>Sistema de puesta a tierra</i> .....	115
4.2.8	<i>Calidad de Potencia</i> .....	115
4.2.9	<i>Coordinación de Protecciones</i> .....	120
4.3.	FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	131
4.3.1	<i>Costos asociados</i> .....	131

4.3.2	<i>Supuestos de evaluación</i> .....	131
4.3.3	<i>Costos de inversión y operación en el proyecto</i> .....	132
4.3.4	<i>Beneficios del proyecto</i> .....	135
4.3.5	<i>Evaluación económica</i> .....	138
4.3.6	<i>LCOE</i> .....	140
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	142
4.5.	MATRIZ DE RIESGOS .....	148
<b>V.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>150</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>155</b>

## Lista de figuras

Figura 1. Estructura de metodología del proyecto.....	25
Figura 2. Tecnologías de Generación Distribuida .....	27
Figura 3. Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE. Fuente: UPME .....	30
Figura 4. Proyección de la capacidad solar fotovoltaica distribuida en las principales ciudades del país. Fuente: UPME.....	31
Figura 5. Disminución de los costos en sistemas fotovoltaicos .....	32
Figura 6. Composición de una instalación solar FV aislada. ....	33
Figura 7. Composición de una instalación solar FV conectada a la red de distribución....	34
Figura 8. Comportamiento Histórico de las Pérdidas de Distribución de Energía Eléctrica .....	35
Figura 9. Esquema escenario 1 .....	58
Figura 10. Esquema escenario 2 .....	59
Figura 11. Esquema escenario 3 .....	60
Figura 12. Clasificación de circuitos con mayor SAIFI y SAIDI.....	62
Figura 13. Clasificación de circuitos con mayor CAIDI .....	63
Figura 14. Selección de circuitos con mayor costo de compensación.....	65
Figura 15. Irradiación global horizontal medio diario anual para Cundinamarca en el año 2014. Escala 1:9.000.000 .....	66
Figura 16. Distribución del brillo solar medio diario anual para Cundinamarca en el año 2014. Escala 1:9.000.000 .....	68
Figura 17. Promedio número de días al mes sin brillo solar anual. Escala 1:9.000.000 ..	69
Figura 18. Ubicación geográfica Municipio Caparrapí [26]. ....	71

---

Figura 19. Esquema cartográfico del circuito caso de estudio.....	72
Figura 20. Unifilar circuito caso de estudio.....	73
Figura 21. Localización escenario 1.....	74
Figura 22. Principales causas de falla.....	75
Figura 24. Localización de escenario 2.....	77
Figura 25. Localización de escenario 3.....	77
Figura 26. Diagrama unifilar de red con sistema FV. ....	121
Figura 27. Característica de operación tiempo/corriente de los relés de sobrecorriente. Fuente Gers, 3rd.....	122
Figura 28. Tipos de curva tiempo - corriente de un reconectador .....	124
Figura 29. Secuencia de operación de un reconectador bajo falla permanente .....	124
Figura 30. Flujo de corriente en sistemas fotovoltaicos. Fuente propia. ....	127
Figura 31. Descripción de aumento en corriente de corto circuito. ....	128
Figura 32. Curva de operación característica por fatiga del fusible [48]. ....	129
Figura 33. Esquema de falso disparo.....	130
Figura 34. Resultados Escenario 1. ....	143
Figura 35. . Resultados Escenario 2. ....	145
Figura 36. Resultados Escenario 3. ....	147
Figura 37. Grafica comparativa de resultados.....	148
Figura 38. Matriz de riesgos del proyecto. ....	149



## Lista de tablas

Tabla 1. Impuesto sobre la renta Ley 1715 de 2014 .....	39
Tabla 2. Exclusión IVA Ley 1715 de 2014 .....	39
Tabla 3. Exención de aranceles Ley 1715 de 2014.....	40
Tabla 4. Aspectos contables Ley 1715 de 2014.....	40
Tabla 5. Tiempo de despeje por variación de tensión. ....	54
Tabla 6. Rango de frecuencia en sistemas interconectados. ....	54
Tabla 7. Cuadrantes de calidad de suministro. Fuente propia .....	62
Tabla 8. Características del circuito escogido para caso de estudio. ....	70
Tabla 9. Características técnicas del circuito caso de estudio.....	71
Tabla 11. Resumen de análisis de confiabilidad .....	76
Tabla 12. Metodología de creación de Unidades Constructivas.....	81
Tabla 13. Análisis de precios unitarios Escenario 1. ....	82
Tabla 14. Análisis de precios unitarios Escenario 2. ....	82
Tabla 15. Análisis de precios unitarios Escenario 3. ....	83
Tabla 16. Costo del Equipo considerando DDP. ....	83
Tabla 17. APU Obra Civil Sistema FV.....	84
Tabla 18. Resumen de APU a cada UC para sistemas FV. ....	85
Tabla 19. Nuevas Unidades Constructivas para sistemas FV.....	85
Tabla 20. Proyectos del sector eléctrico sujetos a Licencia Ambiental.....	94
Tabla 21. Factores de revisión de Matriz de Leopold.....	96
Tabla 22. Actividades de EIA.....	97
Tabla 23 Impactos de acuerdo a la metodología de Leopold. ....	98

---

Tabla 24. Valores de impacto .....	99
Tabla 25. Matriz de identificación de impactos.....	100
Tabla 26. Resultado de valoración de impactos.....	102
Tabla 27. Cuadro de cargas escenario 1 .....	104
Tabla 28. Cuadro de cargas escenario 2 .....	104
Tabla 29. Cuadro de cargas escenario 3 .....	104
Tabla 30. Características panel solar seleccionado. ....	109
Tabla 31. Equipos necesarios escenario 1.....	114
Tabla 32. Equipos necesarios escenario 2.....	114
Tabla 33. Equipos necesarios escenario 3.....	114
Tabla 34. Resumen de supuestos para evaluación económica.....	132
Tabla 35. Capex y Opex escenario 1.....	133
Tabla 36. Capex y Opex escenario 2.....	134
Tabla 37. Capex y Opex escenario 3.....	135
Tabla 38. Beneficios del proyecto.....	136
Tabla 39. Valoración de beneficios escenario 1.....	136
Tabla 40. Valoración de beneficios escenario 2.....	137
Tabla 41. Valoración de beneficios escenario 3.....	137
Tabla 42. Indicadores de la bondad financiera del escenario 1 con impuestos.....	139
Tabla 43. Indicadores de la bondad financiera del escenario 2 con impuestos.....	140
Tabla 44. Indicadores de la bondad financiera del escenario 3 con impuestos.....	140
Tabla 45. Calculo de LCOE para los tres escenarios.....	141
Tabla 46. Análisis de resultados escenario 1.....	143
Tabla 47. Análisis de resultados escenario 2.....	145

Tabla 48. Análisis de resultados escenario 3. ....	147
Tabla 49. Riesgos identificados del proyecto. ....	149

## Lista de siglas y abreviaturas

<b>ACB</b>	Análisis Costo Beneficio
<b>ADD</b>	Áreas de Distribución
<b>C</b>	Carbono
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metano
<b>CIER</b>	Comisión de Integración Energética Regional
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>CO<sub>2e</sub></b>	Dióxido de carbono equivalente
<b>COP</b>	Pesos colombianos
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>DANE</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
<b>DNP</b>	Departamento Nacional de Planeación
<b>EEB</b>	Empresa de Energía de Bogotá
<b>EIA</b>	Evaluación de Impacto Ambiental
<b>EIA</b>	US Energy Information Administration / Administración de Información energética de los Estados Unidos
<b>EPM</b>	Empresas Públicas de Medellín
<b>FNCER</b>	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>GJ</b>	Gigajoule
<b>HSP</b>	Hora solar pico
<b>ICEL</b>	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IMCO</b>	Instituto Mexicano para la Competitividad
<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change
<b>IPSE</b>	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency
<b>kWh</b>	Kilovatio/hora

<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy / Costos nivelados de energía
<b>MDL</b>	Mecanismos de Desarrollo Limpio
<b>MJ</b>	Megajulio
<b>MME</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>NAMA</b>	Nationally Appropriate Mitigation Action / Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación
<b>NO<sub>x</sub></b>	Óxidos nitrosos
<b>OEF</b>	Obligaciones de Energía Firme
<b>OIEA</b>	Organización Internacional de Energía Atómica
<b>PJ</b>	Petajoule
<b>PM<sub>10</sub></b>	Material Particulado
<b>PMA</b>	Plan de Manejo Ambiental
<b>PSA</b>	Pago por Servicios Ambientales
<b>QUERI</b>	Quick Estimation of Respiratory health Impacts
<b>REN21</b>	REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dióxido de azufre
<b>SSPD</b>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional
<b>tCO<sub>2e</sub></b>	Tonelada de dióxido de carbono equivalente
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>TWh</b>	Teravatio/hora
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>URE</b>	Uso Racional de la Energía
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas

---

## Resumen

---

<b>Proponente:</b>	Luis Fernando García T.
<b>e-mail:</b>	<a href="mailto:lufgarciati@unal.edu.co">lufgarciati@unal.edu.co</a>
<b>Programa:</b>	Maestría en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica
<b>Director:</b>	Javier Rosero García, PhD.
<b>Título del Trabajo Final de Maestría:</b>	Evaluación de factibilidad de implementar generación distribuida fotovoltaica que permita aumentar la cobertura y confiabilidad de energía en sectores rurales del operador de red.
<b>Entidad:</b>	Universidad Nacional de Colombia
<b>Dirección:</b>	Oficina 208, Bogotá D.C.
<b>e-mail:</b>	<a href="mailto:emd_bog@unal.edu.co">emd_bog@unal.edu.co</a>
<b>Teléfono:</b>	+57 316 5000 Ext 11153
<b>Línea de Investigación:</b>	Redes Inteligentes
<b>Grupo de Investigación</b>	Electrical Machines & Drives, EM&D -COL0120979
<b>Url:</b>	<a href="http://www.ing.unal.edu.co/grupos/emd/index.html">www.ing.unal.edu.co/grupos/emd/index.html</a>



El presente documento presenta la evaluación de la factibilidad técnica y económica de implementar generación distribuida fotovoltaica que permita aumentar la cobertura y confiabilidad de energía en sectores rurales del operador de red. Dentro del trabajo se considera un análisis de criterios y requerimientos de diseño, tecnología actual disponible, costos de instalación, operación y mantenimiento, CAPEX y OPEX requeridos, restricciones tecnológicas, análisis de confiabilidad, eficiencia, beneficios y retornos de la inversión. También se considera el cambio climático, periodos de sequía como el fenómeno del niño, la dependencia en la generación eléctrica en el país de proyectos hidroeléctricos, altos costos de la energía en tiempo de escasez y riesgo de racionamiento, las señales regulatorias, los requerimientos de la regulación en calidad de suministro y potencia y la reducción de costos en los últimos años de tecnología fotovoltaica. La solución planteada en este trabajo es el punto en donde todas estas variables pueden converger de forma positiva y aportando en beneficios y desarrollo para todas las partes.


**Palabras clave:** Fotovoltaica, generación distribuida, confiabilidad, factibilidad, operador de red.

---

## Abstract

---

**Author:** Luis Fernando García T.  
**e-mail:** [lufgarciati@unal.edu.co](mailto:lufgarciati@unal.edu.co)  
**Program:** Maestría en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica  
**Advisor:** Javier Rosero García, PhD.  
**Job Grade Title:** Evaluation of feasibility of implementing distributed generation PV that increases the coverage and reliability of energy in rural areas of the network operator.  
**Organization:** Universidad Nacional de Colombia  
**Address:** Office 208, Bogotá D.C.  
**e-mail:** [emd\\_bog@unal.edu.co](mailto:emd_bog@unal.edu.co)  
**Phone:** +57 316 5000 Ext 10696  
**Research Area:** Electric Mobility  
**Research Group:** Electrical Machines & Drives, EM&D - COL0120979  
**Url:** [www.ing.unal.edu.co/grupos/emd/index.html](http://www.ing.unal.edu.co/grupos/emd/index.html)



This document presents the evaluation of the technical and economic feasibility of implementing distributed generation photovoltaic allowing increase coverage and reliability of energy in rural areas of the network operator. In the work, it's considered a criteria analysis and design requirements, available current technology, installation costs, operation and maintenance CAPEX and OPEX required, technological constraints, reliability analysis, efficiency, profits and investment returns. Being well and considering climate change, periods of drought as El Niño dependency on electricity generation in the country of hydroelectric projects, high energy costs in times of shortages and rationing risk, regulatory signals, requirements the regulation and power supply quality and cost reduction in recent years of photovoltaic technology; it can be concluded that the solution proposed in this paper is the



point where all these variables can converge positively and bringing in benefits and development for all parties.

**Keywords:** Photovoltaic, distributed generation, reliability, feasibility, network operator

## Introducción

Las publicaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE) muestran que la tecnología solar fotovoltaica (FV) podría generar hasta el 16% de la electricidad mundial en 2050 y la electricidad solar térmica de concentración (CSP) podría proporcionar un 11% adicional. Estas dos tecnologías combinadas evitaría la emisión de más de 6.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año para 2050. Esta cifra es mayor que todas las emisiones relacionadas con la energía procedentes de Estados Unidos o la casi totalidad de las emisiones directas del sector del transporte de todo el mundo. También, se muestra la rápida disminución de costos de módulos y sistemas fotovoltaicos en los últimos años que abre nuevas perspectivas para el uso de energía solar en los próximos años. Esta tecnología es muy intensiva en capital y en la mayoría de veces la inversión se hace por adelantado [1].

Considerando los avances de la generación a pequeña escala y la evolución en sistemas de almacenamiento de energía se abren posibilidades de aplicación en distribución de energía eléctrica. La generación distribuida propone ventajas relacionadas con eficiencia, inversiones en la construcción de redes, costos de mantenimiento y operación de la red. Estos aspectos tienen alta relevancia en los sectores más apartados de la operación central de un Operador de Red (OR). Estos lugares se encuentran en las zonas rurales donde las condiciones de indisponibilidad de suministro son altas y la confiabilidad se ve perjudicada por tiempos prolongados de restablecimiento, factores climáticos adversos, difícil acceso por bloqueos de vías, entre otras. De forma similar ocurre para las zonas no interconectadas donde su cobertura se encuentra medianamente cercana de un OR.

Los aspectos de cumplimiento de la regulación de calidad de servicio (CREG 097 de 2008) establece los grupos de calidad<sup>1</sup> 3 y 4 de nivel de tensión 1 denominados clientes

---

<sup>1</sup> Grupo 3: Urbano, Menos de 50.000 habitantes. Grupo 4: Sector Rural.

rurales que tienen un peso cercano al 74% del ITAD<sup>2</sup> en este nivel de tensión. Esto hace que una falla en la zona rural sea más impactante que en zona urbana para la compensaciones y riesgo de reconocimiento de AOM<sup>3</sup>. Actualmente, CREG 179 de 2014[2] es una nueva propuesta de esquema regulatorio donde se establecen nuevas reglas más exigentes para OR en aspectos de calidad de suministro, incentivos y compensaciones. Igualmente, la aprobación de la Ley 1715 de 2014[3] y sus incentivos permitirán a los colombianos acceder a tecnologías de punta a nivel mundial, desarrollar tecnologías propias, innovadoras y de gran valor agregado para aumentar la diversificación energética. Las fuentes de energía no convencionales contribuirán a diversificar y robustecer la matriz eléctrica colombiana debido a que el país cuenta con una capacidad de generación que depende en aproximadamente 70% de la tecnología hidroeléctrica y no cuenta con suficiente respaldo con otras tecnologías de generación. La matriz podría estar en una situación de riesgo cuando se presentan cambios climáticos como el actual fenómeno del niño [4]. La factibilidad técnica y económica se debe evaluar para la generación distribuida a través de un sistema fotovoltaico y almacenamiento como alternativa para un OR en lugares alejados que requieren de inversiones altas en infraestructura (red, estructuras y equipos). Se aclara que este esquema donde una empresa distribuidora puede suplir la demanda bajo generación distribuida fotovoltaica no está contemplado en la regulación vigente y no se encuentran estudios de casos colombianos. Este proyecto investiga y propone un esquema para definir unidades constructivas y remuneración de activos asociadas a las energías alternativas que permita a un OR hacer uso de estas posibilidades después evaluar la factibilidad técnica y financiera establecido en la ley 1715 de 2014 y aspectos regulatorios. Este proyecto propone y evalúa los escenarios de implementación generación fotovoltaica (FV) aislada, esquema de generación fotovoltaica conectada a la red de distribución individual y esquema de generación fotovoltaica conectada a la red de distribución en nodo que

---

<sup>2</sup> Índice trimestral agrupado de la discontinuidad (ITAD). Índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía No suministrada (ENS) por cada unidad de energía suministrada (ES) por un (OR) durante el trimestre de evaluación.

<sup>3</sup> Valor de los gastos de Administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL, incluyendo los activos de nivel de tensión 1.

alimenten o suplan energía eléctrica a un sector rural. Para los tres escenarios se analizan la factibilidad técnica y económica.

El documento se estructura en cinco capítulos principales que describen la metodología del proyecto que se muestra en la figura 1. La metodología se desarrolla a partir de información de referencia para un OR con parámetros físicos y reales del sistema. El primer Capítulo se presenta el marco conceptual del proyecto donde se analizan los aspectos de generación distribuida, Sistemas fotovoltaicos y los atributos comparativos de los actuales sistemas de distribución.

En el Capítulo 2 se revisa las ventajas y desventajas de la legislación, regulación y normas nacionales que favorecen la implementación del esquema propuesto. Finalmente se hace un análisis de las políticas energéticas de la región.

El Capítulo 3 presenta la propuesta de los escenarios de implementación y operación, se determina un lugar específico con potencial de implementación del esquema. Sobre éste se realiza el análisis de los criterios y requerimientos de diseño y se evalúan las restricciones tecnológicas y ambientales.

La factibilidad técnica y económica del esquema propuesto se desarrolla en el Capítulo 4 que tiene como objetivo evidenciar los costos asociados y evaluar la remuneración a través de retornos de inversión.

Finalmente, el Capítulo 5 muestra las conclusiones del proyecto y se exponen las recomendaciones.

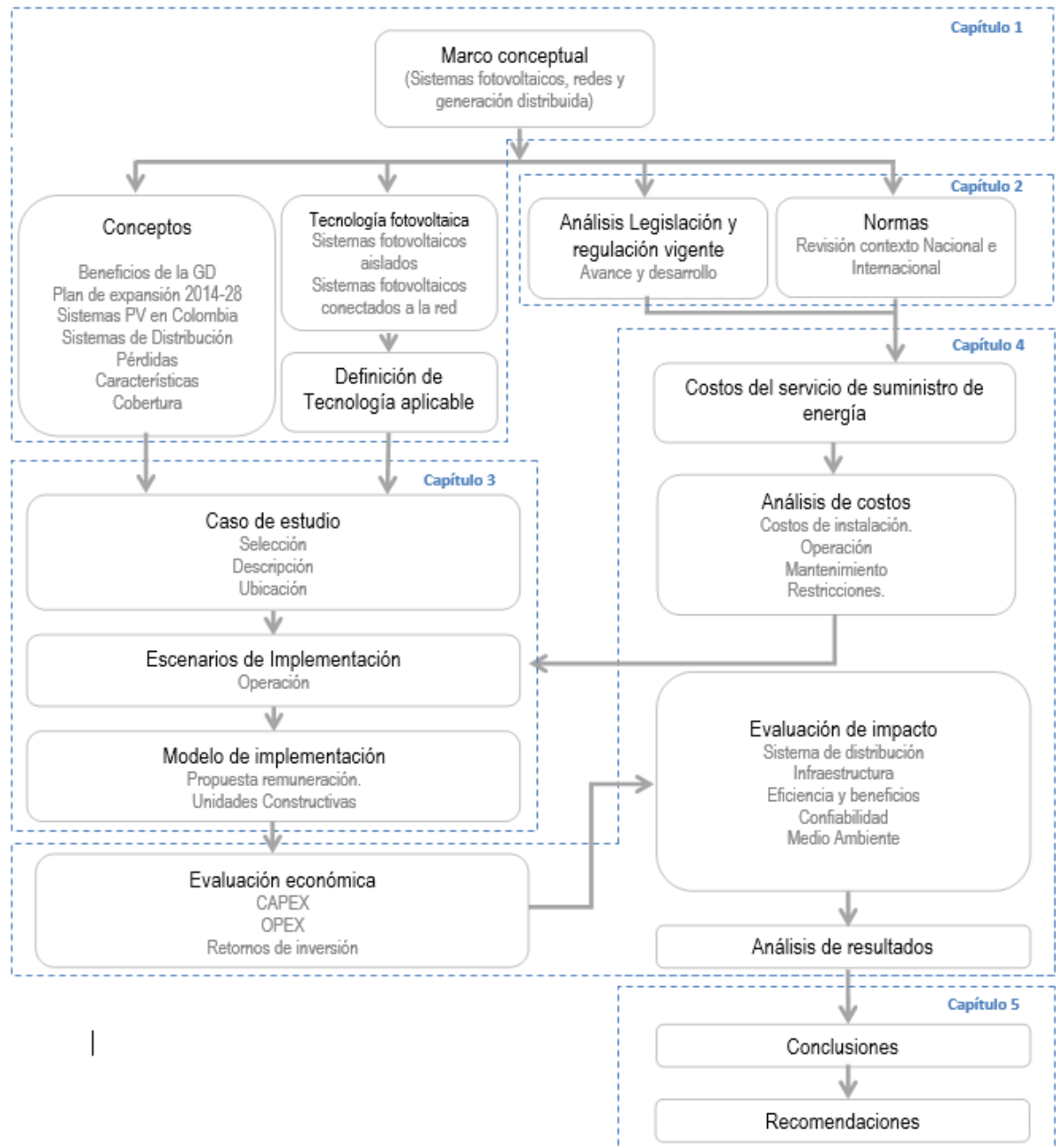


Figura 1. Estructura de metodología del proyecto



# I. Marco Conceptual

El marco conceptual está compuesto por generación distribuida, sistema de generación fotovoltaico y sistema de distribución.

## 1.1. Generación Distribuida

La Generación Distribuida es el uso de forma integrada o segregada de recursos de generación o de almacenamiento de energía eléctrica modular cercana al centro de carga con la opción de interactuar para comprar o vender energía con la red eléctrica. La compra y venta de energía puede considerarse la máxima eficiencia energética por parte de empresas eléctricas o terceros que benefician con su uso al sistema eléctrico, a clientes finales específicos o a ambos. El fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías que permiten generación a baja potencias de forma eficiente, confiable y de calidad. Estas tecnologías de generación y de almacenamiento se resumen en la figura 2 [5].

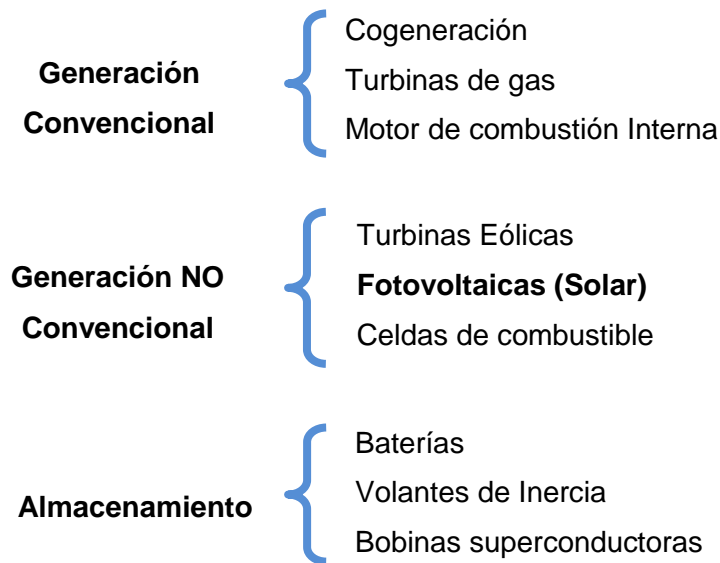


Figura 2. Tecnologías de Generación Distribuida

Existe beneficios de implementar GD en un sistema eléctrico y se relacionan a continuación [6] [7] [8]:

1. Refuerzo o suplencia a la red de distribución. Empresa distribuidora o grandes clientes requieren reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas para evitar congestiones debido a altas demandas en algunas épocas del año.
2. Calidad de suministro. La implementación de GD proporciona la calidad requerida y elimina fluctuaciones.
3. Almacenamiento de energía. Se reducen las interrupciones cuando se cuenta con fuentes de energía con recurso renovables.
4. Respaldo. Aplicación de stand-by que asegura el suministro de electricidad de forma ininterrumpida. Funciona cuando se produce un corte en el suministro.
5. El sistema opera en paralelo con la red de distribución. Esto permite tomar o vender parte de la energía y usa la red para respaldo. Las ventajas más significativas de GD son [9]: Mejora la confiabilidad del suministro. Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
6. Evita o aplaza inversiones en transmisión y distribución cuando se ubica la generación cerca del consumo.
7. Minimizar el riesgo ante variaciones en el precio de la energía eléctrica suministrada por el comercializador.
8. Limita el riesgo y la exposición de la inversión dado su tamaño, facilidad de ubicación y cortos plazos de instalación.
9. Funcionan a escalas de pequeña generación y pueden ser adaptados por pequeños usuarios.

La principal característica de la Generación Distribuida se centra en que esta permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar donde se consume con las ventajas que esto conlleva [10].

### **1.1.1 GD en Colombia**

La utilización de energías renovables y la introducción de sistemas de generación distribuida ha sido fomentada por los gobiernos mediante diferentes tipos de incentivos basados por políticas ambientalistas [8]. En Colombia, la disminución de la dependencia



de combustibles fósiles y la diversificación del mercado energético para minimizar el riesgo de abastecimiento junto con la preocupación de reducir los impactos negativos permiten ver el potencial de generación con recursos renovables. La generación distribuida por medio de sistemas fotovoltaicos conlleva retos para la planeación, inversión, operación y regulación de los sistemas eléctricos tradicionales que exigen contar con un mayor número de agentes y mejores posibilidades de competencia. Además, es conveniente identificar las condiciones técnicas de interconexión para estos nuevos generadores que permitan mantener los niveles de confiabilidad establecidos [8]. A continuación, se consolidan las causas de la evolución de GD en el país:

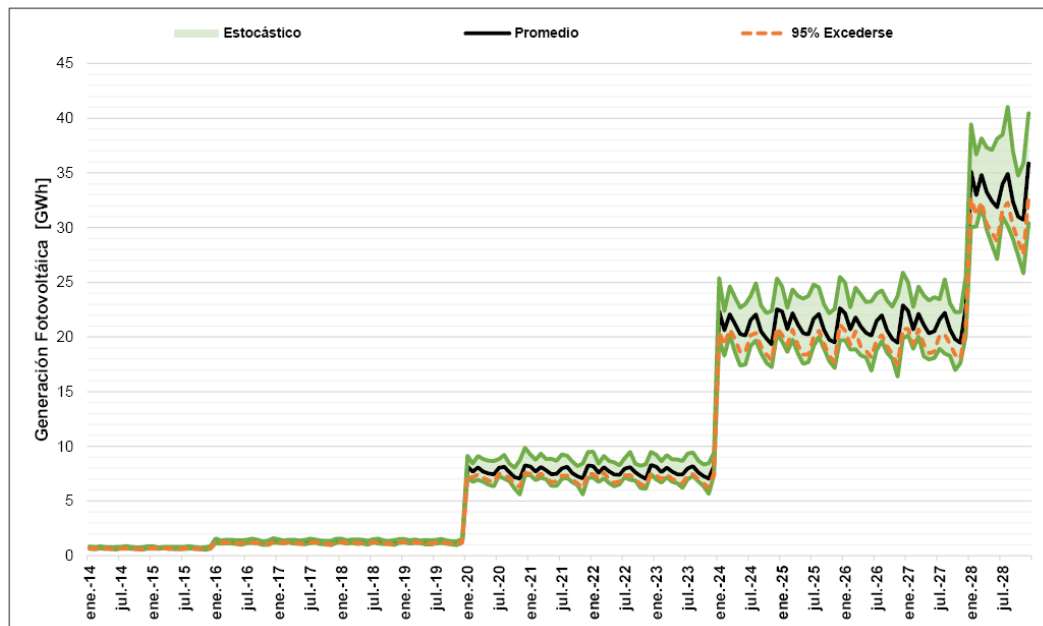
- El desarrollo de nuevas tecnologías
- Las restricciones para el trazado de nuevas líneas de transmisión
- El aumento de la demanda de electricidad confiable
- La liberación del mercado energético
- Las políticas ambientales derivadas del cambio climático

El estudio de Competitividad Global de Energía 2012 del Instituto Choiseul y Kpmg muestra que la confiabilidad de generación en Colombia se centra en generación hidroeléctrica, que representa el 63,7% de la capacidad instalada. La segunda fuente de generación es la termoelectricidad con un 31% (a gas 18,64%, carbón 7,41% y combustibles líquidos 5,31%)[11]. Los reportes de UPME e IDEAM muestran el potencial de generación solar en promedio multianual es de 4,5kWh/m<sup>2</sup> al día, las densidades de energía eólica anual a 20 metros de altura están entre 1 kW/m<sup>2</sup> y 1,331 kW/m<sup>2</sup>, a 50 metros entre 2,197 kW/m<sup>2</sup> y 2,744 kW/m<sup>2</sup>. Para pequeñas centrales hidroeléctricas el potencial estimado es de 25.000 MW y el potencial anual de energía de biomasa en Colombia es de 16.260 MWh [12].

### **1.1.2 Plan de expansión 2014-2028**

Para el horizonte del país 2019 – 2028 se requiere un incremento de la capacidad instalada para cumplir con los criterios de confiabilidad energética. La UPME hace una revisión del crecimiento de la economía, el Índice de Precios al Consumidor (IPC), tasa de cambio, empleo, inflación, sectores externo e interno, evolución de la demanda, la capacidad instalada y la introducción de fuentes no convencionales de energía en los escenarios propuestos y analiza un posible escenario de penetración de fuentes no

convencionales de energía [13]. En el escenario 10 de la UPME se espera incorporar 924.2 MW de generación con recursos renovables (solar fotovoltaica distribuida, biomasa y geotermia) para remplazar 650 MW de generación térmica convencional. También, el escenario 7 y 14 establece una mezcla óptima de todas las fuentes convencionales y no convencionales de generación incorporando 150 MW hidroeléctricos de mediana escala, 600 MW de generación térmica a base de carbón y gas natural, en plantas menores de 360 MW, 248 MW de cogeneración, 474 MW de generación eólica, 143.5 MW de generación solar fotovoltaica distribuida, y 275 MW geotérmicos. La figura 3 muestra la proyección de Generación Distribuida fotovoltaica del país.



**Figura 3. Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE. Fuente: UPME**

En la figura 4 se presenta la modelación del recurso solar fotovoltaico distribuido teniendo en cuenta el contenido de la ley 1715 de 2014. UPME considera que la generación solar tendrá un crecimiento considerable a través de Sistemas Fotovoltaicos - SFV (generación distribuida) particularmente en aquellos centros urbanos con alta demanda industrial y se seleccionan las 4 ciudades del país con mayor consumo de electricidad.

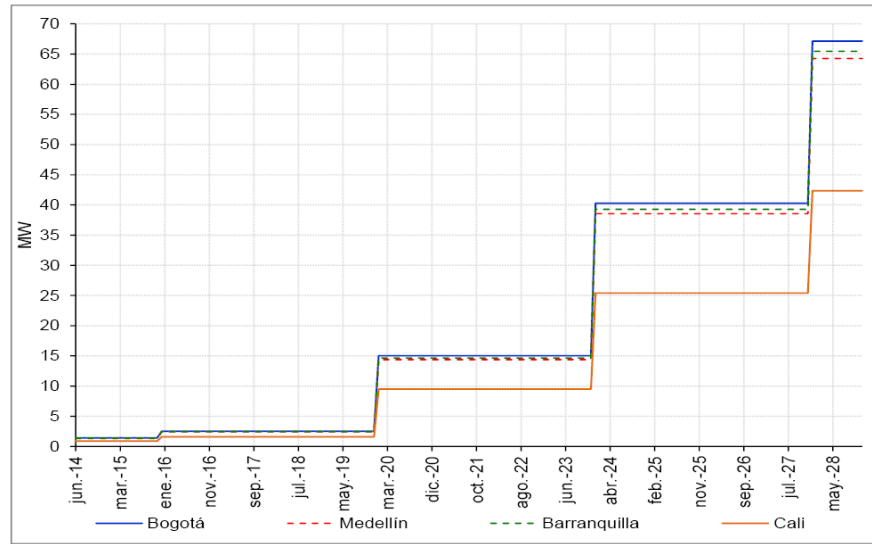
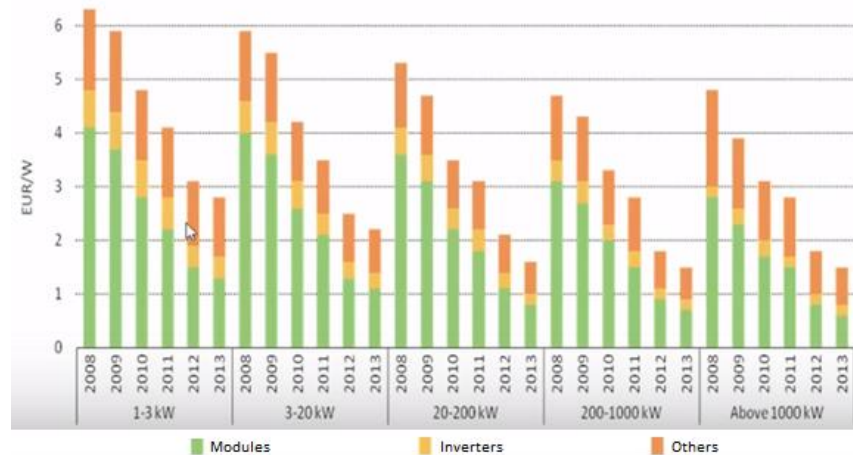


Figura 4. Proyección de la capacidad solar fotovoltaica distribuida en las principales ciudades del país. Fuente: UPME

## 1.2. Sistemas de Generación Fotovoltaicos

La energía solar fotovoltaica se subdivide en solar fotovoltaica aislada y fotovoltaica con conexión a la red de la compañía distribuidora de energía. La Agencia Internacional de Energía evidencia la disminución de los costos en los componentes de los sistemas fotovoltaicos en especial los asociados a los módulos como se muestra en la figura 5 y en zonas aisladas o no interconectadas, los sistemas fotovoltaicos se están imponiendo por su rentabilidad y autonomía.



**Figura 5. Disminución de los costos en sistemas fotovoltaicos**  
Fuente: IEA. Energy Technology Perspectives 2014 - Webinar 13 June 2014, Paris, France

Los países pertenecientes a *Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS)* de la *International Energy Agency (IEA)* representan 156 [GW] de instalaciones fotovoltaicas acumuladas conectadas a la red a finales de 2014. Los otros 38 países que se han considerado y no son parte del programa representan 21 GW adicionales, sobre todo en Europa: Reino Unido con 5,3 GW, Grecia con 2,6 GW, la República Checa con 2,1 GW, Rumanía con 1,2 GW y Bulgaria con 1,0 GW. Fuera de Europa, los principales países que representaron las mayores instalaciones acumuladas en 2014 fueron la India con 3 GW, África del Sur con 0,9 GW, Taiwán con 0,6 GW y Chile con 0,4 GW. Los países con la penetración de uso más alta son Italia con 8%, Alemania con 6.7% y España con 3.8% y a nivel mundial esta cifra es del 1.1% [14].

### **2.2.1 PV en Colombia**

El gobierno colombiano no ha fijado objetivos concretos de instalación para la fotovoltaica aunque en el Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050 elaborado por la UPME de 2016 se menciona una posible meta de 143 MW de generación solar en 2028. En Colombia se han instalado 10 MW de generación solar que corresponde a instalaciones aisladas en su mayoría. Aun que se tiene planes de una central solar y eólica híbrida de 18 MW en el departamento de Santander todavía no se llevado a cabo ningún parque solar. El proyecto más reciente de autoconsumo es de la cadena de Grupo Éxito en Barranquilla que cubre una superficie de 6.300 m<sup>2</sup> y generación anual 788 MW-h y en Cundinamarca el edificio Alkosto de la avenida 68 de Bogotá tiene de 268,5 kW de capacidad instalada.

### **2.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados**

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol. Normalmente se requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en baterías para permitir utilizarla durante las 24 horas del día. Estas instalaciones fotovoltaicas aisladas son ideales en regiones donde la conexión a la red eléctrica no es

posible o no está prevista debido a los altos costos de desarrollo de la construcción de los sistemas de transmisión y distribución para zonas rurales remotas.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas generalmente se diferencian por su tensión del sistema (corriente continua o corriente alterna). En los sistemas off-grid acoplados en corriente continua, el panel solar se conecta a través de reguladores de carga de CC/ CC. En la figura 6 se observa detalladamente la composición de una instalación Fotovoltaica aislada.

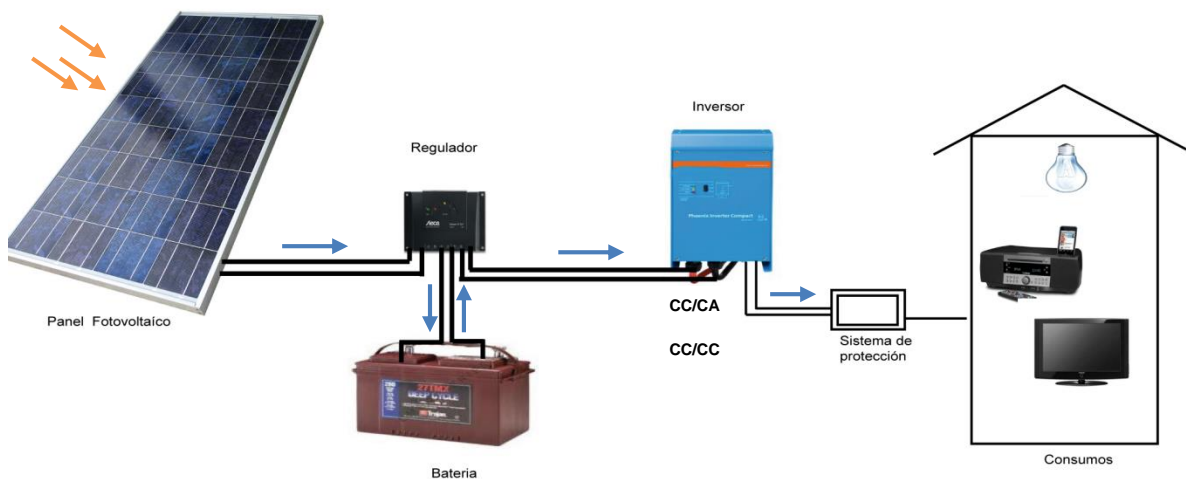


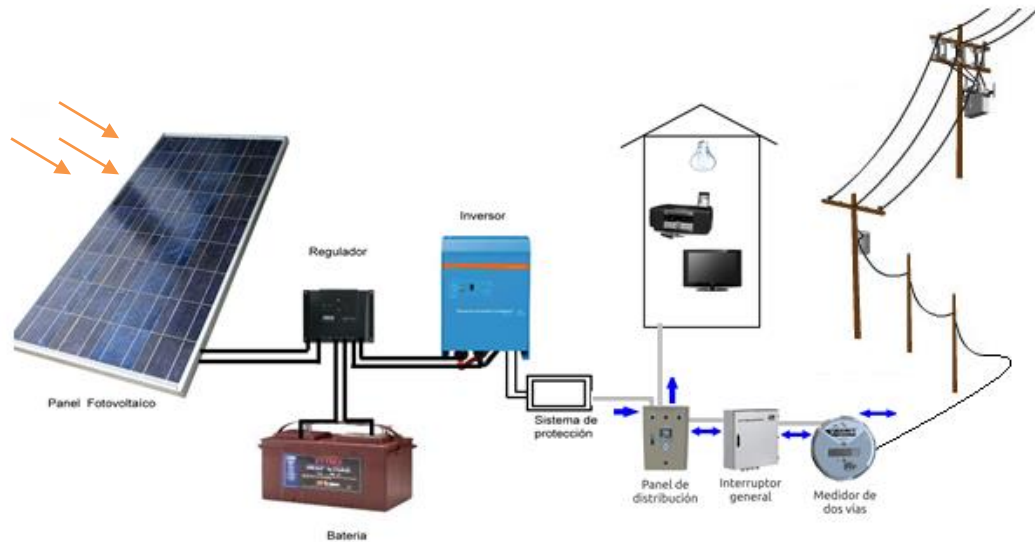
Figura 6. Composición de una instalación solar FV aislada.

### 2.2.3 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución

La conexión de instalaciones solares fotovoltaicas a la red eléctrica consiste en inyectar energía eléctrica directamente a la red de suministro eléctrico para su distribución y comercialización. Países como España, Alemania y Japón incentivan las energías renovables. Las empresas suministradoras están obligadas por ley a comprar la energía que se inyecta a su red y el precio a desembolsar por la venta de energía eléctrica está fijado por la ley [15]. Los sistemas fotovoltaicos interconectados operan como complemento a la generación convencional [16][17].

Los Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red (SFVCR) muestran que la tecnología fotovoltaica es útil en aplicaciones en áreas remotas y en consumidores urbanos como una aplicación de Generación Distribuida donde plantas de pequeña capacidad de generación son instaladas en los techos de edificios dentro del concepto BIPVS (Building

Integrated Photovoltaic Systems) [8][16]. La figura 7 muestra las configuraciones típicas de SFVCR de operación en un predio rural.



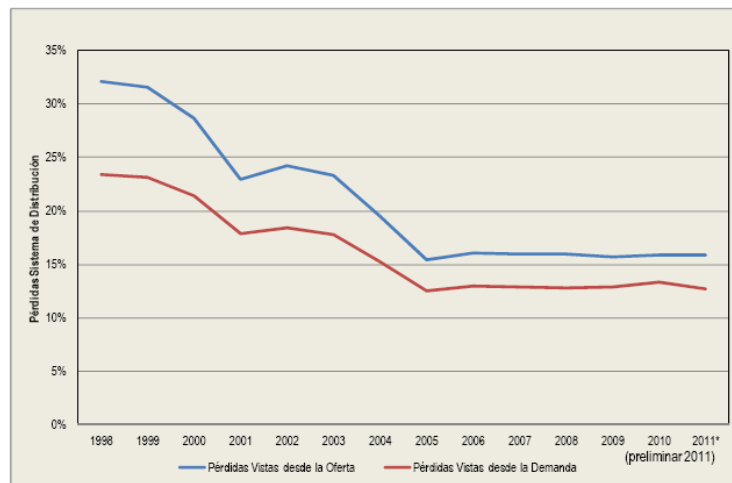
**Figura 7. Composición de una instalación solar FV conectada a la red de distribución.**

En SFVCR, el Generador Fotovoltaico se interconecta a la red eléctrica a través de un inversor. En SFV BIPVS la energía es inyectada a la red cuando la generación supera al consumo en un determinado instante y extrae energía de la red en caso contrario. Los SFVCR representan la aplicación de energía solar fotovoltaica de mayor eficiencia por que la generación está en el sitio de consumo con pocas pérdidas de transformación y puede aprovecharse en su totalidad debido a la elevada fiabilidad de la red [8][16].

### 1.3. Sistemas de Distribución

A pesar de la abundancia de fuentes hídricas en el país, la generación hidráulica encuentra cada día más problemas ambientales y sociales debido a la construcción de hidroeléctricas. Según el DANE, el 97% de la población colombiana tiene acceso a la energía, considerando que el 89.4% de los colombianos que vive en zonas rurales posee acceso al SIN, mientras que el 99.8% de aquellos que viven en zonas urbanas poseen acceso [18].

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución corresponden a las pérdidas técnicas y no técnicas presentadas en estos niveles de tensión. En la figura 8 se aprecia el comportamiento de las pérdidas del sistema de distribución vistas desde las ventas y desde la demanda. La evolución histórica de las pérdidas en los sistemas de distribución muestra una notable disminución en la última década [19].



**Figura 8. Comportamiento Histórico de las Pérdidas de Distribución de Energía Eléctrica**

Los sistemas de distribución rural en la actualidad poseen pérdidas técnicas de energía eléctrica cercano al 9.67% debido a las largas distancias que deben cubrir.

Las características de sistemas de distribución rural en Colombia se pueden resumir:

1. En las zonas rurales la dispersión de los clientes es alta al punto que pueden que las longitudes de los circuitos primarios pueden alcanzar longitudes desde 50 km hasta 150 km.
2. Generalmente las cargas rurales no exigen una atención tan oportuna por lo que sus clientes pueden tener un tiempo de interrupción mayor comparadas a otras zonas.
3. La exposición de sus redes aéreas presenta una mayor probabilidad de falla principalmente por fenómenos climatológicos.
4. Los tiempos de restablecimiento posteriores a una avería en algunas situaciones pueden llegar a ser muy altos debido a problemas de acceso a las zonas.
5. La expansión de redes requiere de grandes inversiones y una mayor fuerza laboral por su dificultada en los accesos y complejidad de las zonas.

6. La ubicación de fallas toma mayor tiempo por la longitud de las redes y en la mayoría de casos por la escasez de equipos de maniobra de operar bajo carga.

Respecto a la cobertura de los sistemas de distribución, según datos del Banco Mundial, la población de Colombia en 2014 fue de 48,93 millones de habitantes. Aproximadamente el 97 por ciento de la población tiene acceso a la electricidad y para el 3% restante, el gobierno se ha propuesto llevar electricidad a 477.000 hogares por medio de la ampliación de redes con iniciativas de electrificación rural. En agosto de 2015 se firmó un decreto que contempla más incentivos para las empresas de servicios públicos que amplíen su cobertura de suministro de electricidad.

En Colombia, el 24.63 % de la población vive en zonas rurales según cifras del DANE de 2009. Es por esto que un sistema FV muy cercano a la carga podría ser la solución ideal y sostenible para entregar a esta población una energía de mejor calidad. Estos sistemas pueden mejorar considerablemente la calidad del suministro, reducirían la contaminación por la no utilización de combustibles fósiles teniendo en cuenta que en el país la generación térmica es muy usada para suministrar energía en sectores rurales y zonas no interconectadas. Finalmente, se disminuirían los gastos económicos asociados a las pérdidas en las redes de transmisión y distribución.



## II. Legislación y Regulación vigente a 2015

Este capítulo tiene el propósito de analizar el papel del marco legal y regulatorio respecto a sus avances en el desarrollo y uso de energías alternativas y generación distribuida. De igual forma, revisar normas nacionales e internacionales como punto de referencia.

### 2.1. Legislación vigente

El análisis de la legislación del país en materia de la planeación de la expansión en generación y transmisión se referencia en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007 que establece que en la generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (SIN) le compete al Ministerio de Minas y Energía (MME) definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución. Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

#### 2.2.4 Legislación FNCER

La legislación más importante en el tema de energías renovables no convencionales y gestión eficiente de la energía se presenta a continuación:

- **Ley 697 de 2001.** Esta ley trata sobre el Uso Racional de Energía (URE), define como propósito nacional avanzar hacia la utilización de fuentes renovables en pequeña escala y, particularmente, apoya la investigación básica y aplicada para que, con el tiempo, se reduzcan costos y se amplíe la capacidad de energías como eólica, solar, geotérmica o biomasa.
- **Ley 788 de 2002.** Esta ley exime del impuesto a la renta las ventas de energía con fuentes renovables durante quince años si se obtienen los certificados de reducción de emisiones de carbono previstos en el Protocolo de Kioto que generan ingresos a los

empresarios. El 50% de estos ingresos tiene que destinarse a programas de beneficio social para gozar de la exención del impuesto.

- **Ley 1715 de 2014.** Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. La ley promueve mediante incentivos a la inversión, exclusiones de impuestos e IVA, y deducciones a la renta, el desarrollo de la autogeneración, generación distribuida y la cogeneración con fuentes no convencionales de energía, principalmente de carácter renovable. En este sentido, a continuación, se mencionan algunos aspectos relevantes para reglamentar dicha ley de acuerdo a lo establecido en Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028 [20].

Es importante establecer el impacto sobre el mercado eléctrico, de las condiciones “preferenciales” para la entrada de nuevas plantas de generación con fuentes renovables no convencionales a pesar que cuando estén integradas al mercado dichas tecnologías competirán bajo las mismas reglas y condiciones. Es necesario analizar los impactos de la nueva generación renovable sobre las tecnologías tradicionales en materia de estructuración, impactos de las fuentes intermitentes en la operación SIN y desarrollo de futuros proyectos.

Se debe diferenciar los incentivos entre las tecnologías renovables competitivas y no competitivas, ya que sus condiciones de mercado pueden generar ventajas o subsidios indirectos a empresas y capitales nacionales y extranjeros. Se debe garantizar avances de profundidad y robustez que permitan calidad y sostenibilidad respecto a: i) conocimiento integral de los recursos, ii) Modelaje y uso de los recursos, iii) cambio climático y variabilidad climática, y iv) sostenibilidad del sector eléctrico colombiano [20].

La ley 1715 de 2014 muestra cuatro aspectos significativos y relevantes para el desarrollo de este proyecto que son Impuesto sobre la renta, la exclusión del IVA, la exención de aranceles y finalmente aspectos contables relevantes referentes a la depreciación de los activos.

En la tabla 1 a 4 se describe cada aspecto de la ley.

### **Impuesto sobre la renta**

Deducción en el impuesto sobre la renta como fomento a la investigación, el desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y la utilización de energía a través de FNCE, y la gestión eficiente de la energía.

**Beneficio:** El beneficio consiste en el “derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada”, condicionado a:

- **Que el valor a deducir no supere el 50% de la renta líquida del contribuyente determinado antes de restar el valor de la inversión.**
- **Que el beneficio ambiental de la inversión haya sido certificado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.**

La deducción sólo se podría tomar sobre la ejecución del proyecto propiamente, pero no sobre las partes que guardan relación con sus fases previas: perfil (idea – análisis preliminar), la pre factibilidad (viabilidad técnica y económica) y la factibilidad.

**Tabla 1. Impuesto sobre la renta Ley 1715 de 2014**

### **Exclusión de IVA**

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

**Beneficio:** El beneficio está condicionado a dos circunstancias:

- **Que la UPME expida una lista de qué equipos y servicios se utilizan para el propósito mencionado, y**
- **Que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible certifique los equipos y servicios excluidos del IVA.**

**Tabla 2. Exclusión IVA Ley 1715 de 2014**

### Exención de aranceles

Aplica para los titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCER, respecto de la importación de: **Maquinaria, Equipos, Materiales e Insumos.**

**Beneficio:** Para el beneficio se exige:

- **Destinación exclusiva a labores de pre inversión e inversión en proyectos de FNCER.**
- **Ausencia de producción nacional y que su único medio de adquisición esté sujeto a la**

**Tabla 3. Exención de aranceles Ley 1715 de 2014**

### Aspectos contables relevantes

La actividad de generación a partir de FNCE goza del régimen de depreciación acelerada, así:

"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 estos 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."

Es necesario que se aclare si el incentivo tiene efectos contables y fiscales, o sólo contables. Entendiendo que cuando se modifique la tasa anual de depreciación se deberá involucrar a la DIAN, es posible que el incentivo tenga también efectos fiscales. Además, de no ser así no habría realmente un beneficio para la Compañía

**Tabla 4. Aspectos contables Ley 1715 de 2014**

- **Decreto 2469 de 2014 (Ministerio de Minas y energía).** Este decreto establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Simetría en condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y auto generadores a gran escala, contratos de respaldo y límite mínimo de la autogeneración a gran escala.
- **Decreto 2492 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía).** Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la

demanda. Lineamientos tendientes a promover la gestión eficiente de la energía, se deberá considerar criterios de respuesta de la demanda en planes de expansión. Respecto a la conformación de Áreas de Distribución (ADD). El MME conformará ADD, sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día. Adicionalmente la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD. La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del SIN.

- **Decreto 2143 de 2015 (Ministerio de Minas y Energía).** Se trata de una nueva normativa sobre la aplicación de incentivos que supone un desarrollo de la ley de energías renovables 1715 de 2014. Éste detalla la aplicación de los incentivos contemplados en la legislación de energías renovables y define los requisitos para obtener los incentivos, así como el registro de proyectos. Uno de los mayores incentivos que contempla la legislación es la deducción del 50% de las inversiones en proyectos de fuentes de no convencionales para los contribuyentes en un periodo de cinco años. El decreto también establece criterios sobre la medición y evaluación de los recursos para la producción y utilización de energía a partir de FNCE y deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios, exclusión del IVA, exención de gravamen arancelario, régimen de depreciación acelerada y adecuación de trámites.

De acuerdo con UPME aún no se han fijado objetivos concretos de instalación para la generación de energía fotovoltaica, sin embargo en el documento Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050 se indica una posible meta de 143 megavatios de solar en el año 2028 [13] que pueden servir de base para la elaboración e implementación de una política energética con fuentes renovables especialmente fotovoltaicos para el país.

## 2.2. Regulación vigente

El regulador colombiano está en una etapa de desarrollo comparado a países de la región como Chile y Brasil. Sin embargo, se hace una revisión de la regulación.

CREG en 2015, publicó para comentarios los propósitos y lineamientos de la remuneración de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019, modificaciones al cálculo de la Energía Firme (ENFICC) de las plantas eólicas y la regulación de fronteras embebidas, y definición de la Respuesta de la Demanda y de la Autogeneración a gran escala. Las resoluciones CREG más relevantes en estos temas son:

- **Resolución 028.** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se modifica la Resolución CREG 122 de 2003”. (Fronteras Embebidas).
- **Resolución 078.** Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.
- **Resolución 079.** Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.
- **Resolución 098.** Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se regula la Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez”.
- **Resolución 162.** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas”.
- **Resolución 175 de 2014.** Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la que se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN)”.
- **Documento CREG 077 de 2014.** Se propone que todos los proyectos de generación de energía eléctrica que quieran tener alguna conexión al SIN entren a subasta, incluyendo a las pequeñas centrales generadoras con capacidad menor a 19.5 kW

para contabilizar mejor la energía confiable disponible. La CREG argumenta que las plantas pequeñas tienen alta incertidumbre de generación eléctrica para aportar al sistema. Esta propuesta reduce las posibilidades de tener energía renovable solar en Colombia y significaría el fin para las pequeñas centrales hidroeléctricas debido a que las energías renovables tendrían que competir en términos de confiabilidad con las centrales térmicas y los grandes embalses. Para el caso de plantas menores, estas deberán competir en subasta con cualquier alternativa tecnológica viable bajo las siguientes características:

1. En la subasta inversa se escoge el proyecto de menor valor.
2. Participa todo tipo de tecnología en generación de electricidad.
3. La ratio de medida comparativa será USD/kW-mes entre las diferentes tecnologías
4. El periodo de remuneración está definido por tecnología.
5. La capacidad mínima para generación y puntos posibles de generación serán suministrados por la UPME.

Las reglas para las plantas de energía en Colombia dependen del tamaño. Para que una nueva gran central entre al sistema, esta tiene que participar en una subasta. El proyecto capaz de dar más energía confiable a un precio más bajo, gana un incentivo que le garantiza ingresos constantes durante 20 años y la hace financieramente viable.

La energía confiable en Colombia significa grandes embalses porque se puede guardar más agua para generar y centrales térmicas porque los combustibles se pueden guardar para quemar cuando se necesitan. Siendo un país en su mayoría hidroeléctrico, el gran reto de la energía eléctrica en Colombia es el lidiar con el fenómeno del Niño. El Niño trae sequías, lo que afecta el agua que llega los embalses en peligro el suministro de energía.

Las plantas menores de 20 MW pueden construirse sin necesidad de entrar en la subasta. Esto es una ventaja porque los recursos renovables (viento, agua, sol) no están disponibles todo el tiempo y no pueden competir por confiabilidad. Sin embargo, son importantes en términos de desarrollo y medio ambiente.

El concepto de este documento plantea una idea contraria al espíritu del uso eficiente de los recursos energéticos” que existe por ley en el sector eléctrico colombiano desde hace más de 20 años [21]. Estas medidas a simple vista podrían obstaculizar la construcción de

grandes centrales fotovoltaicas en el país tal como las que existen en Brasil y Chile, por lo cual se debe pensar en hacer algunas excepciones en los requisitos para la implementación de un gran Central fotovoltaica en el país.

- **Resolución 024 de 2015.** Esta resolución aplica para la generación a gran escala conectada al SIN. La UPME determinará el límite entre autogenerador a gran escala y pequeña escala. Se establece que un agente será considerado autogenerador cuando la energía producida para atender el consumo propio se entregue sin usar activos de uso de distribución y/o transmisión. El autogenerador podrá utilizar los activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo.
- **Resolución 024 de 2016.** Esta es la última propuesta regulatoria metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. Esta propuesta incluye capítulos como la remuneración de inversiones, unidades constructivas, calidad de suministro y remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables.

### 2.2.1 Autogeneradores y ventas de excedentes

Respecto a la viabilidad económica y regulatoria en GD según la Ley 143 de 1994, define los Autogeneradores como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades, de igual forma en la resolución 084 de 1996 especifica que el Autogenerador no podrá usar la red pública para fines distintos a los de obtener un respaldo del SIN. Respecto a la venta de excedentes en la misma norma señala que el Autogenerador no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Autogenerador. No obstante, en situaciones de racionamiento declarado de energía, los Autogeneradores podrán vender energía en la Bolsa en los términos comerciales que se definan. De acuerdo con las normas anteriores, independiente de la tecnología de producción de la energía, fotovoltaica, eólica, hidráulica, térmica y demás formas, es claro que tiene la calidad de Autogenerador quien produce energía eléctrica para atender exclusivamente sus propias necesidades y que por lo tanto, bajo esta calidad únicamente usa el Sistema Interconectado Nacional para obtener respaldo y no puede vender excedentes de energía, salvo en el caso expresamente dispuesto en la norma mencionada.



En el caso que el propósito del sistema fotovoltaico sea producir energía para su venta las opciones para comercializar dependen de la ubicación y la capacidad de la planta, las opciones son las siguientes:

- Si el proyecto está en una Zona No Interconectada (ZNI) se registrará principalmente por la resolución CREG 091 de 2007 y en general por las resoluciones que se expidan referentes a las ZNI.
- Si el proyecto va a estar conectado al SIN y su potencia es menor a 20 MW será considerado como planta menor y la comercialización conforme al artículo 3° de la resolución CREG 086 de 1996.
- Si el proyecto va a estar conectado al SIN y su potencia es mayor a 20 MW el proyecto está obligado a ser parte del despacho central y deberá vender su energía en la bolsa conforme a lo estipulado en la resolución CREG 024 de 1995. Adicionalmente podrá celebrar contratos bilaterales.

Las principales resoluciones de la CREG para la actividad de generación son las siguientes:

- Resolución CREG 055 de 1994. “Por lo cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el SIN”.
- Resolución CREG 024 de 1995. “Por lo cual se reglamenta los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN que hacen parte del reglamento de Operación”.
- Resolución CREG 025 de 1995. “Por lo cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN”
- Resolución CREG 084 de 1996. “Por lo cual se reglamentan las Actividades de Autogenerador conectado al SIN”
- Resolución CREG 086 de 1996. “Por lo cual se reglamenta la generación con Plantas Menores de 20 MW conectadas al SIN”
- Resolución CREG 070 de 1998. “Por lo cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica como parte del reglamento de operación del SIN”

La CREG define la generación con plantas menores y no permite la integración de actividades, excepto para aquellas empresas que estaban integradas antes de las

reformas y no se separaron con posterioridad. Al momento de expedir las leyes en 1994, la “Generación” y la “Distribución” tecnológicamente eran siempre separables pero los avances tecnológicos permiten ahora la Generación Distribuida.

La regulación del mercado de energía eléctrica no limita el desarrollo de estas fuentes y tecnologías para la generación eléctrica. Sin embargo, la arquitectura del mercado y las reglas fueron definidas pensando en las fuentes y tecnologías convencionales y, en consecuencia, hay algunos ajustes que deben adelantarse para nivelar las condiciones para la generación con recursos renovables en el país, derivados de la consideración de todos los costos y beneficios externos de su instalación y operación, así como la participación de generación distribuida en las redes [22].

Respecto a la viabilidad legislativa y regulatoria se puede identificar condiciones internacionales favorables para el desarrollo de GD pero con una penetración lenta en el Sistema Eléctrico Nacional. De igual forma, se identifican intereses de distintos desarrolladores para ejecutar proyectos, pero mientras no existan una reglamentación que fije incentivos sin generar distorsiones en el mercado normal y sistemas de tarifas garantizadas para el inversionista, la GD seguirá siendo una buena idea sin materializarse. Otros aspectos que deben reconsiderarse en la Legislación actual tienen que ver con aspectos de neutralidad tecnológica y el concepto de mínimo costo ya que estos limitan la incursión de nuevas tecnologías en nichos como zonas no interconectadas (ZNI) y zonas rurales.

### **2.3. Normas Nacionales**

A continuación, se presenta un breve resumen de la normatividad vigente en Colombia para sistemas de energía solar, según las normas técnicas colombianas publicadas por el ICONTEC referentes a sistemas de energía solar fotovoltaica. El ICONTEC ha publicado un número amplio de normas sobre energía solar, la mayor parte de ellas enfocadas en procedimientos para realizar ensayos en estos sistemas. A continuación, se resumen las normas de sistemas fotovoltaicos agrupados en las siguientes categorías:

- Terminología

- Mediciones y ensayos
- Componentes de Sistemas Solares Fotovoltaicos
- Eficiencia energética y especificaciones

### **2.3.1 Terminología**

#### **NTC 1736**

Energía solar. Definiciones y nomenclatura (24/8/2005). Esta norma define la nomenclatura para variables de radiación solar, parámetros meteorológicos, y parámetros de orientación y localización superficial. La norma lista las definiciones de conceptos generales (absorción, emitancia, reflectancia, etc.), conceptos de radiación y ángulos (afelio, ángulo de hora solar, declinación solar, flujo radiante, irradiación, etc.), y medición de la radiación (anillo de sombra, fotómetro, heliómetro, pirgeómetro, etc.).

#### **NTC 2775**

Energía solar fotovoltaica. Terminología y definiciones (24/8/2005). Esta norma sólo contiene definiciones referentes a sistemas fotovoltaicos, acordes con la simbología establecida en la norma NTC 1736. No incluye ningún tipo de clasificación de los sistemas fotovoltaicos. Sólo define conceptos como arreglo fotovoltaico, batería, potencia pico, celda fotovoltaica, corriente de carga, eficiencia de conversión, oblea, respuesta espectral, silicio policristalino, entre otros términos muy generales.

### **2.3.2 Mediciones y ensayos**

#### **NTC 5513**

Dispositivos fotovoltaicos parte 1: Medida de la característica intensidad tensión de los módulos fotovoltaicos (29/8/2007). Esta norma describe los procedimientos de medida de la característica corriente-voltaje (I-V) para celdas solares de silicio cristalino, empleando luz natural o simulada. La norma establece requisitos generales para efectuar las medidas, como la calibración del dispositivo de referencia, su respuesta espectral, la precisión de  $\pm 1$  °C entre el dispositivo de referencia y la probeta, y las conexiones de ensayo.

#### **NTC 5678**

Campos fotovoltaicos de silicio cristalino medida en el sitio de características I-V (24/6/2006). Esta norma describe los procedimientos de medida en sitio de las características de campos fotovoltaicos de silicio cristalino y la extrapolación de estos datos a condiciones estándar de medida o a otros valores de irradiancia y temperatura. Dichas medidas son útiles para determinar la potencia nominal, diferencias entre las características de los módulos en sitio y en laboratorio, y detectar la posible degradación de los módulos. Se describen dos métodos para realizar la medida, según la norma IEC 60891: el método A, que permite determinar la temperatura efectiva de la unión  $T_j$  a partir de medidas directas de temperatura; y el procedimiento B, que permite deducir  $T_j$  a partir de datos de  $V_{oc}$  de subcampos medidos a distintos niveles de irradiancia.

Se describe el equipo necesario para llevar a cabo cada método y se describen detalladamente los procedimientos a seguir para cada método con sus respectivas fórmulas. La precisión de la potencia extrapolada no supera el  $\pm 5\%$ .

#### NTC 5512

Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (29/8/2012). Esta norma describe el procedimiento para realizar un ensayo que permite determinar la resistencia de los módulos fotovoltaicos a la niebla salina, lo que puede resultar útil a la hora de evaluar la compatibilidad de los materiales usados en los módulos, así como la calidad y uniformidad de los recubrimientos protectores. Antes de realizar el ensayo, se debe hacer una inspección visual, determinar la característica I-V (según norma IEC 60904-1) y realizar un ensayo de aislamiento según normas NTC 2883 o NTC 5464. La norma no define el procedimiento del ensayo, sino que determina que éste debe realizarse de acuerdo con las normas IEC 60068-1 e IEC 60068-2-11.

#### NTC 5509

Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV) (29/10/2008). Esta norma define un ensayo que permite determinar la resistencia de un módulo fotovoltaico cuando es expuesto a radiación ultravioleta (UV). Particularmente, el ensayo permite determinar la resistencia de materiales como polímeros y capas protectoras.

### **2.3.3 Componentes de Sistemas Solares Fotovoltaicos**

#### **NTC 2883**

Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo (26/07/2006). La presente norma hace referencia a los requisitos establecidos para la calificación del diseño y la aprobación del tipo de módulos fotovoltaicos para aplicación terrestre y para la operación en largos periodos de tiempo en climas moderados (al aire libre), según lo define la norma IEC60721-2-1. Se presenta una secuencia de ensayos para determinar las características eléctricas y térmicas del módulo fotovoltaico, algunos ensayos se ilustran a continuación: determinación de la potencia máxima, ensayo de aislamiento (no inferior a 400 Mega ohmios), medición de los coeficientes de temperatura, desempeño a baja irradiancia, ensayo de pre acondicionamiento con radiación UV, ciclos térmicos, ensayo térmico del diodo bypass.

#### **NTC 5464**

Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre. Calificación del diseño y homologación (22/12/2006). Esa norma indica los requisitos, según la norma IEC 721-2-1, para la clasificación del diseño de los sistemas de módulos fotovoltaicos de lámina de delga, que son diseñados principalmente para operar en largos periodos de tiempo y en climas moderados (al aire libre). La tecnología base es de silicio amorío, pero también puede ser aplicable a otros módulos fotovoltaicos de lámina delgada. Se presenta una secuencia de ensayos, basada en la norma IEC 1215, para calificar el diseño y aprobar los sistemas con módulos fotovoltaicos de lámina delgada. Algunos de los ensayos son: Funcionamiento a CEM, de aislamiento, medida de los coeficientes de temperatura, funcionamiento a baja irradiancia, ensayo de luz UV, de ciclos térmico, de degradación inducida por luz, ensayo de fugas de corriente en mojado, entre otros. Además, con estos ensayos también se terminan las características eléctricas y térmicas del módulo fotovoltaico.

#### **NTC 5549**

Sistemas fotovoltaicos terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía (16/11/2007). Esta norma brinda una visión general de los SFV terrestres generadores de potencia y de los elementos funcionales que los constituye.

### NTC 5287

Celdas y baterías secundarias para sistemas de energía solar fotovoltaica. Requisitos generales y métodos de ensayo (15/07/2009): Esta norma suministra la información necesaria de los requisitos de las baterías que se utilizan en los sistemas solares fotovoltaicos y de los métodos de ensayo típicos utilizados para verificar la eficiencia de las baterías. No se incluye información acerca del tamaño de las baterías, el método de carga o al diseño en sí de los sistemas solares fotovoltaicos.

Las condiciones generales en las que se encuentran las baterías funcionando normalmente en un sistema fotovoltaico, pueden ser: de autonomía, corrientes típicas de carga y descarga, ciclo diario, ciclo estacional, periodo de estado de carga alta, periodo prolongado en estado de carga baja, estratificación del electrolito, almacenamiento, temperatura de funcionamiento, control de carga, protección física, entre otras.

Los ensayos típicos utilizados para verificar la eficiencia de las baterías son los siguientes: ensayo de capacidad, ensayo de capacidad de ciclaje, ensayo de conservación de la carga, ensayo de capacidad de ciclaje para condiciones extremas y por último están los ensayos de tipo y aceptación.

### NTC 5433

Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos (30/08/2006). La norma contiene información acerca de la configuración de sistemas con módulos fotovoltaicos para garantizar que estén constituidos de una manera óptima y segura. Para esto se requiere información de los materiales por los que está constituido el modulo fotovoltaico, como es el funcionamiento eléctrico, características térmicas, clasificación de potencia y tolerancias de producción y algunos valores característicos para la integración de sistemas (tensión de circuito abierto y corriente inversa).

### NTC 2959

Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos (18/09/1991). La presente norma tiene como objeto mostrar una metodología para la presentación de la información técnica relacionada con la selección de baterías para el

almacenamiento de energía en sistemas fotovoltaicos. Además, se presenta un procedimiento para verificar la capacidad, eficiencia y duración de las baterías de acumulación.

#### NTC 5627

Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales (29/10/2008). La actual norma establece requisitos para la clasificación del diseño, de los componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Se centra principalmente en componentes solares específicos tales como baterías, inversores (onduladores), controladores de carga, conjuntos de diodos, radiadores, limitadores de tensión, cajas de conexiones y dispositivos de rastreo del punto de máxima potencia, pero puede aplicarse a otros componentes complementarios del sistema.

Por otro lado, se presenta la calificación de los sistemas fotovoltaicos, basado en lo especificado por la norma NTC 2883 y NTC 5464. La norma también muestra una secuencia de ensayos para determinar las características de funcionamiento de cada componente, como: inspección visual, ensayo de funcionamiento, de comportamiento, de aislamiento, exposición a la intemperie, vibración, choque, radiación ultravioleta, húmeda-congelación, entre otros.

### **2.3.4 Eficiencia energética y especificaciones**

#### NTC 4405

Eficiencia energética. Evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos y sus componentes (24/06/1998). La presente norma hace referencia a la metodología para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos, distribuyéndose en tres etapas: etapa de paneles o módulos, etapa de regulación y etapa de acumulación. Por otro lado, se contienen algunas definiciones referentes a sistemas solares como: área efectiva del panel, carga de un acumulador, celda fotovoltaica, eficiencia del panel o módulo, energía consumida, irradiancia solar incidente, entre otras.

#### GTC 114

Guía de especificaciones de sistemas fotovoltaicos para suministro de energía rural dispersa en Colombia (01/12/2004). Esta norma establece algunas pautas sobre las

especificaciones y características técnicas que se deberían tener en cuenta en el proceso de selección, instalación, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos (SFV) que se emplean para suministrar energía a las zonas rurales presentes en Colombia.

NTC 5710

Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía (30/09/2009). Esta norma establece algunos métodos para proteger los sistemas fotovoltaicos productores de energía de sobretensiones, independiente de si son autónomos o si están conectados a la red de distribución del sistema de potencia.

## **2.4. Normativas internacionales**

Es importante considerar las normas técnicas existentes para sistemas eléctricos con utilización de fuentes de energía alternativas conectadas a la red. A continuación, se presentan algunas de las normas técnicas más importantes para sistemas de generación fotovoltaica.

### **2.4.1 Norma IEEE 1547 – 2003.**

Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia.

- **Regulador de tensión**

Las fuentes distribuidas no regularán activamente la tensión en un punto común de conexión

- **Puestas a tierra**

El sistema de puesta a tierra de la interconexión de fuentes distribuidas no debe causar sobretensiones que excedan a las ocurridas en los equipos conectadas al área del sistema de potencia y no interrumpirán la coordinación de la protección de falla a tierra en el área eléctrica del sistema de potencia.

- **Sincronización**



Las unidades de recursos distribuidos se agruparán en paralelo con el área del sistema de potencia sin causar fluctuaciones de tensión en el punto común que no sobrepasen el  $\pm 5\%$  del nivel de tensión en el área eléctrica del sistema de potencia.

- **Redes de distribución secundarias**

Las protecciones de la red no se usarán por separado, servirán como interruptores de fallas realimentadas o de alguna manera aislarán una red o red primaria de alimentación donde los recursos distribuidos son conectados al resto del área eléctrica del sistema de potencia, a menos que las protecciones sean posicionadas y probadas para normas aplicables para cada aplicación.

Cualquier recurso distribuido conectado a una red de distribución no causará un recierre operacional o preventivo de alguna protección de la red instalada en una red de suministro.

- **Fallas en el área eléctrica del sistema de potencia**

La unidad de recursos distribuidos deberá desenergizar el área eléctrica del sistema de potencia para fallas en el circuito para el cual está conectado.

- **Coordinación de aislamiento en el área eléctrica del sistema de potencia**

El recurso distribuido deberá desenergizar el circuito del área eléctrica del sistema de potencia para el cual está conectado previo al recierre por parte del área eléctrica del sistema de potencia.

- **Tensión**

Las funciones de protección del sistema de interconexión detectarán la tensión efectiva o fundamental de cada tensión fase a fase y tensión fase neutro. Cuando alguna tensión esté en el rango definido en la tabla 5, el recurso distribuido deberá parar de energizar el área eléctrica del sistema de potencia en el tiempo de despeje como se indica en la tabla. Para recursos distribuidos menores o iguales a 30 kW en capacidad pico, las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables. Para recursos distribuidos mayores que 30 kW las tensiones de referencia deben ser campo ajustable.

Rango de Tensión (% de la tensión nominal)	Tiempo de despeje [s]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 \leq V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Tabla 5. Tiempo de despeje por variación de tensión.

#### ▪ Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema está en un rango dado en la tabla 6, el recurso distribuido deberá dejar de energizar el área eléctrica del sistema de potencia entre el tiempo de despeje. Para recursos distribuidos menores o iguales a 30 kW en capacidad pico, las tensiones de referencia y tiempos de despeje deberán ser fijos o de campos ajustables.

Tamaño del recurso distribuido	Rango de frecuencia	Tiempo de despeje
$\leq 30$ kW	$> 60.5$	0.16
	$< 59.3$	0.16
$> 30$ kW	$> 60.5$	0.16
	$< (59.8 - 57.0)$	0.16 a 300
	$< 57$	0.16

Tabla 6. Rango de frecuencia en sistemas interconectados.

#### 2.4.2 Norma Internacional IEC

Las normas internacionales para la conexión de sistemas solares fotovoltaicos en redes de distribución de la norma europea están en la International Electrotechnical Commission – IEC, que cuenta con un comité dedicado a emitir normas internacionales sobre sistemas de energía solar fotovoltaica (el comité TC 82). Este comité ha publicado un total de 76 normas técnicas disponibles en varios idiomas (inglés, francés y español). El listado completo de dichas normas se puede consultar en anexo 1 de este trabajo.

#### 2.4.3 Regulación de energía renovables en Chile

La principal característica del mercado chileno es su dependencia de fuentes externa que ha hecho que los esfuerzos gubernamentales permanentemente se enfoquen a garantizar

un suministro energético. Chile no logra producir la totalidad de la potencia necesaria, pues solamente produce el 2% de la demanda debiendo importar el 97% del petróleo, el 78% del gas y el 84% del carbón. Datos recientes indican que Chile importa el 70% de la energía que consume.

Chile ha sufrido épocas de desabastecimiento como la crisis de 1998 y 2008 debidos a los racionamientos de importación argentina. A partir de la crisis de 2008 el gobierno desarrolla nuevas políticas energéticas para la diversificación de la matriz energética.

En el campo de las ERNC, Chile ha marcado tendencia en América Latina al implementar de manera paulatina, políticas que van desde la imposición de cuotas obligatorias de generación con ERNC para las empresas tanto estatales como no estatales, hasta el desarrollo de una fuerte política educativa, creando conciencia en la sociedad chilena sobre la necesidad de utilizar nuevas fuentes de energía.

La energía solar ha tenido un mayor desarrollo y aplicación en Chile en particular porque beneficia las aéreas rurales de difícil interconexión porque no necesita ser conectada a una red. Se destaca la promulgación de la franquicia tributaria para la adquisición e instalación de colectores solares para agua caliente sanitaria, beneficio que cobija especialmente a las familias de menores recursos. La ley entrega una franquicia tributaria que va entre un 20% a un 100% de valor del sistema solar a la instalación de colectores solares en viviendas nuevas de hasta 4500 UF (unidades de fomento chilenas) equivalentes a USD\$ 172.700.

En 1982 Chile promulgo la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) reformada en marzo de 2004 mediante la ley 19.940 que introdujo elementos especiales aplicables a las ERNC incluyendo una definición y beneficios en el cobro de peajes, para centrales de menos de 20 MW. En 2005 el ministerio de economía lanza el programa "País de eficiencia energética", y a partir de ese año la Comisión Nacional de Energía firmo convenios internacionales orientados a fomentar el conocimiento sobre energías renovables y eficiencia energética. Así mismo se crea el programa de "Promoción y Atracción de inversiones para la generación de energía limpias a partir de fuentes renovables, comprometiendo subsidios para centrales de menos de 20 MW que tengas costos entre 400 MUSD\$ y 2MMUSD\$. Al 2010 se reportaron 146 proyectos en el

portafolio, seis existentes y 16 en construcción equivalentes a 162 MW de energía con una inversión de USD\$ 400 millones.

La ley 19.940 de 2007 permite el acceso al mercado energético a pequeños medios de generación, es decir a los productores de menos de 9 MW dándoles una mejor viabilidad tanto económica como técnica a los proyectos energéticos que usen como fuente principal ERNC y dan una exoneración fiscal (pago de peaje troncal) a todos aquellos productores de ERNC.

En 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 que estableció la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas a clientes finales de que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Las empresas del sector eléctrico que no acrediten el cumplimiento de esta obligación, deberá pagar un cargo por cada MW-h de déficit respecto a su obligación. Cada empresa eléctrica que efectuó retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a los 200 MW para comercializar con distribuidoras o clientes finales, estén o no a regulación de precios, deberá acreditar ante la dirección de peajes, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas por medio de generación renovable no convencional propios o contratados. La disposición entro en vigencia desde el año 2010 iniciando la cuota con un 5% hasta 2014 y a partir de 2015, un incremento por año del 0.5% hasta cuando venza la disposición en 2024 y llegar la meta de 10%.

El potencial energético de Chile se ha visto obstaculizado por un conjunto de barreras institucionales y de mercado que dificultan una mayor penetración y desarrollo de estas opciones. Un estudio de la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI) determina que hay 18 obstáculos que están frenando el desarrollo de energías sustentables en Chile que se agruparon en cuatro categorías: Tecnológicos y de infraestructura, Institucionales y regulatorios, Económicos y financieros, y de conciencia pública e información. Las principales barreras son:

- Trabas en los Sistemas de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).
- Problemas de conexión al sistema de distribución de la energía.
- Problemas de aseguramiento de agua y tierra para los proyectos.

La GD puede beneficiar a los usuarios al ofrecer más competencia entre agentes, al disminuir los costos de transporte (Transmisión y distribución), facilitar la expansión a menor costo y reducir los niveles de pérdidas. La legislación chilena de 2004 facilitó la entrada de la GD, al exonerar parcialmente a plantas menores de los cargos “troncales” (equivalentes a los de transmisión en Colombia) para la energía que se entregue al sistema.

A diferencia de Chile, en Colombia, la forma de regular la electricidad, confiere a la CREG unas atribuciones que le permite “interpretar” las definiciones contenidas en la Ley. Uno de los mecanismos que puede emplearse para favorecer la instalación de estos sistemas es la medición neta, para que los usuarios que instalen estos sistemas de generación puedan entregar energía a la red, con un reconocimiento económico por la energía suministrada [23].

### III. Escenarios de implementación de Generación Fotovoltaica

Para describir una situación futura posible basada en la interacción de factores o situaciones que pueden presentarse e incidir en la toma de decisiones para la implementación de este proyecto, se han definido tres escenarios, los cuales de acuerdo a los factores del entorno son los más probables. La definición de estos escenarios en el análisis de la implementación del proyecto permitirá abarcar un gran abanico de posibilidades que se pueden analizar individualmente en la consolidación de un plan de expansión de la red de distribución para los OR.

#### 3.1. Escenario 1. Sistema fotovoltaico con baterías, aislado y por unidad residencial

Este escenario es útil para aumentar la cobertura del OR a nuevos usuarios de la energía eléctrica, incorporando una solución de energía a personas que por su ubicación en sectores rurales distanciados de los tramos finales de las redes de distribución aun no cuentan con suministro eléctrico. Este escenario se prevé de baja inversión en costos comparado con diseñar y construir o extender redes de distribución.

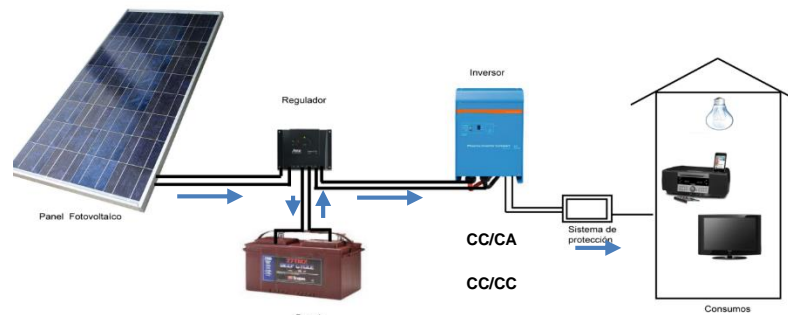


Figura 9. Esquema escenario 1

### 3.2. Escenario 2. Sistema fotovoltaico con baterías, conectado a la red de distribución y por unidad residencial.

En este escenario se pretende analizar la implementación de un sistema FV con baterías que funcione como respaldo al suministro de energía a través de redes de distribución. Se plantea como una alternativa de suministro de respaldo como lo puede ser una suplencia. Este escenario se define para un análisis de usuarios no concentrados en una zona.

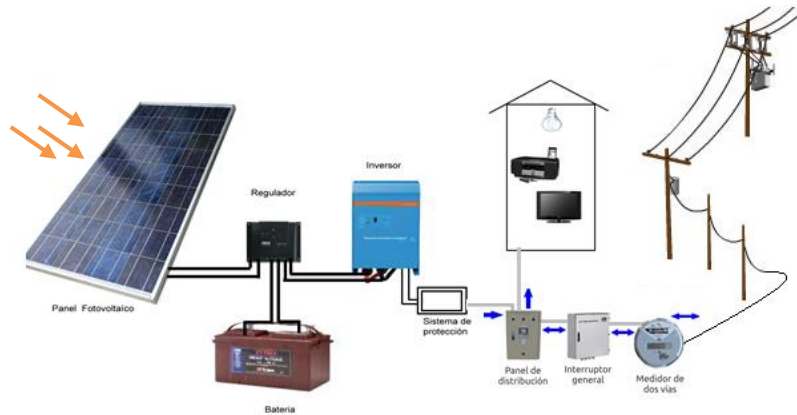


Figura 10. Esquema escenario 2

### 3.3. Escenario 3. Sistema fotovoltaico con baterías, conectados a la red de distribución por nodo.

El tercer escenario planteado busca analizar la pertinencia de un sistema fotovoltaico con acumulación en baterías el cual sea el respaldo del sistema de distribución principal. Este escenario a diferencia del anterior se identifica porque no es una solución individual por usuario sino una alternativa de respaldo a un nodo en donde haya más de dos clientes conectados.

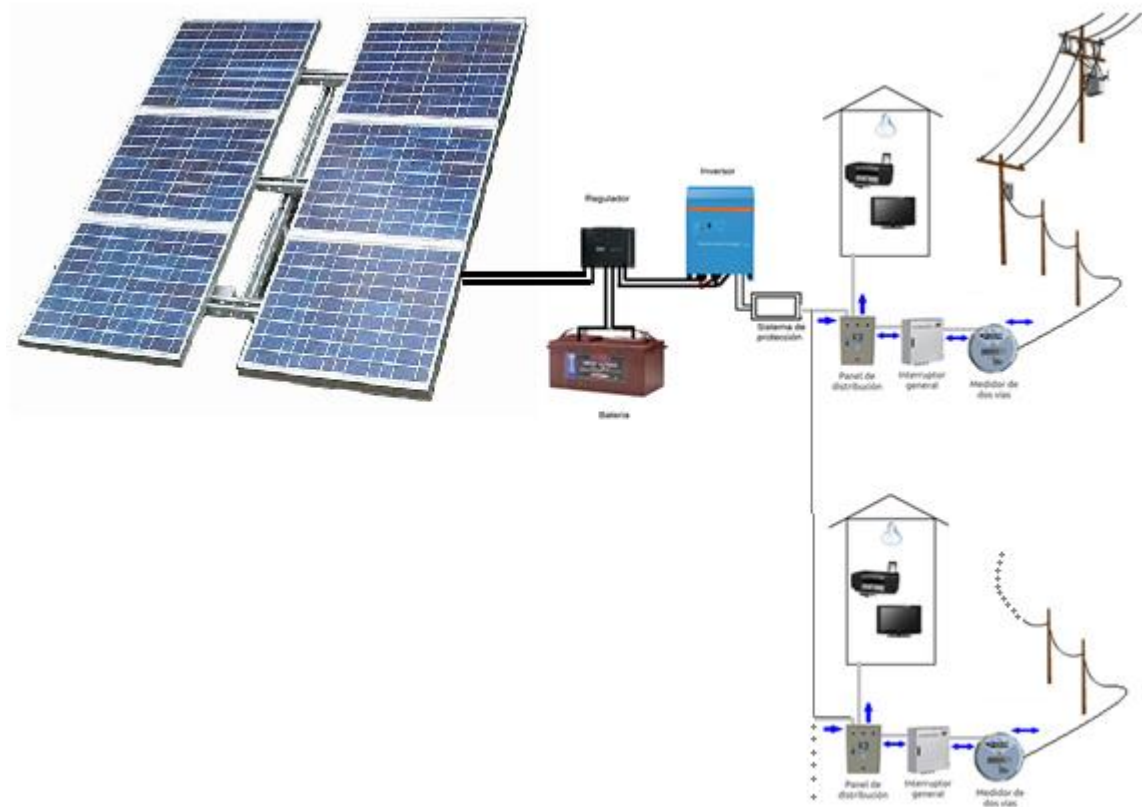


Figura 11. Esquema escenario 3

### 3.4. Caso de estudio

Es necesario determinar una ubicación en el área rural de Cundinamarca que permita por su cercanía facilitar los traslados de ser necesario y en donde sea posible desarrollar un piloto para el análisis de los tres escenarios propuestos para la evaluación de factibilidad de implementar generación distribuida fotovoltaica que permita aumentar la cobertura y confiabilidad de energía en sectores rurales de un operador de red y de esta forma se podrá observar la posibilidad de alimentar clientes rurales y el intercambio de energía con las redes de distribución disponibles.

La selección de lugar considera un análisis de las variables más importantes de acuerdo al informe de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) del año 2014 que



establece que los indicadores más relevantes para el suministro de energía desde el punto de vista de los consumidores [24]:

- Indicadores de calidad de sectores rurales (frecuencia y duración)
- Tiempo de restablecimiento del servicio.
- Altos costos de compensación por esquema regulatorio (Usuarios peor servidos)
- Altos niveles de irradiación solar.

Las anteriores variables serán analizadas para la información disponible suministrada por el operador de red de Cundinamarca.

### 3.4.1 Indicadores de calidad de sectores rurales (frecuencia y duración)

La frecuencia de las interrupciones y su duración son dos parámetros importantes de la calidad de suministro eléctrico. Los indicadores SAIDI y SAIFI del estándar IEEE 1366 de 2012 [25] del circuitos del OR de Cundinamarca se muestran en la figura 12. Esta información puede mostrar el circuito de interés para el análisis de este trabajo de acuerdo al cuadrante en el que se encuentre.

- SAIFI: Indicador de Frecuencia de interrupciones promedio del sistema  
El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica la frecuencia con la que un cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido y se calcula en la ecuación (1).

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero total de clientes interrumpidos}}{\text{Total de clientes servidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (1)$$

- SAIDI: Indicador de duración de interrupciones promedio del sistema.  
El índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) indica la frecuencia con la que un cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido. Se mide en minutos u horas y se calcula en la ecuación (2).

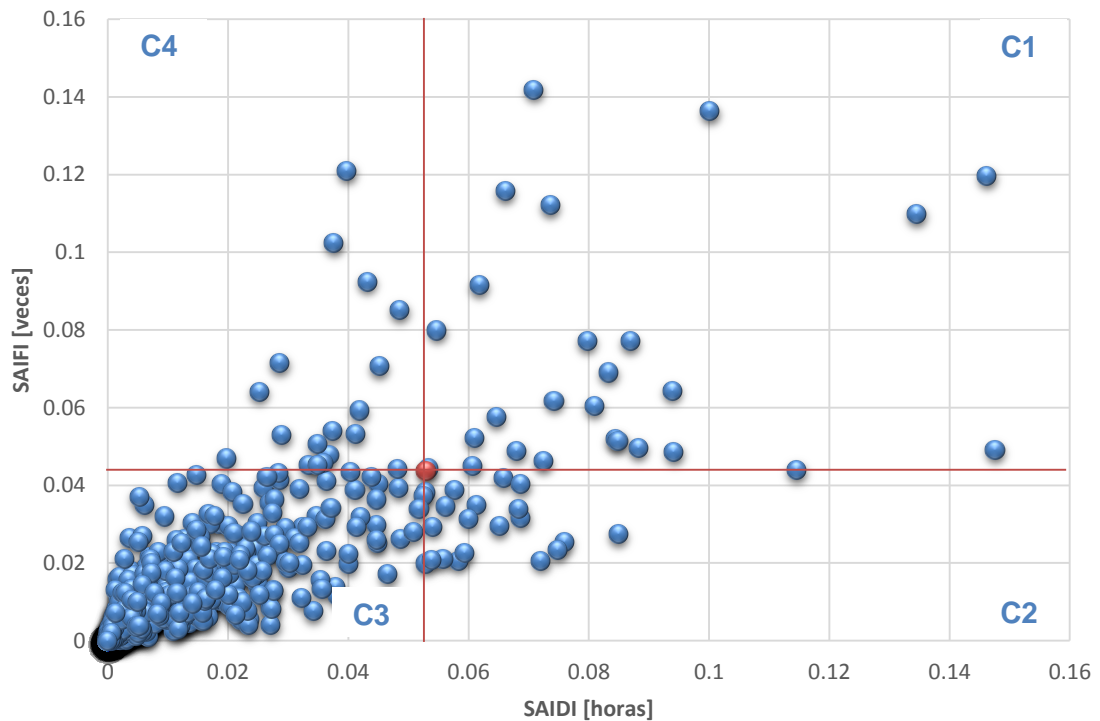
$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupción por cliente}}{\text{Total de clientes servidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (2)$$

Luego de determinar los anteriores índices para todas las redes de distribución se realiza un análisis por cuadrantes de calidad de suministro definido por el percentil 95 (P95) de cada indicador. Estos cuadrantes se enumeran de acuerdo los cuadrantes del plano cartesiano y su descripción se encuentra en la tabla 7.

<b>Cuadrante 1</b>	Peor estado de calidad en redes de distribución.
<b>Cuadrante 2</b>	Circuitos alta frecuencia de fallas, pero baja duración.
<b>Cuadrante 3</b>	Estado ideal de la calidad en redes de distribución.
<b>Cuadrante 4</b>	Circuitos alta duración en las fallas, pero baja frecuencia de ocurrencia.

**Tabla 7. Cuadrantes de calidad de suministro. Fuente propia**

De esta forma, cualquier de los circuitos del cuadrante 1 es candidato para la implementación del proyecto.



**Figura 12. Clasificación de circuitos con mayor SAIFI y SAIDI**

### 3.4.2 Tiempo de restablecimiento del servicio.

- El tiempo de restablecimiento es una relación de la duración por cada falla que se presente en el cliente [25].CAIDI: Indicador de duración por interrupción promedio por cliente.

El índice de duración por interrupción promedio por cliente (CAIDI) indica la duración total promedio por interrupción que en promedio experimenta un cliente durante un periodo de tiempo predefinido. Se mide en minutos u horas de interrupción de acuerdo a la ecuación 3:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupción de clientes}}{\text{Numero total de clientes interrumpidos}} = \frac{CMI}{CI} \quad (3)$$

Para el análisis por tiempo promedio de restablecimiento los circuitos del recuadro naranja de la figura 13 serán de nuestro interés.

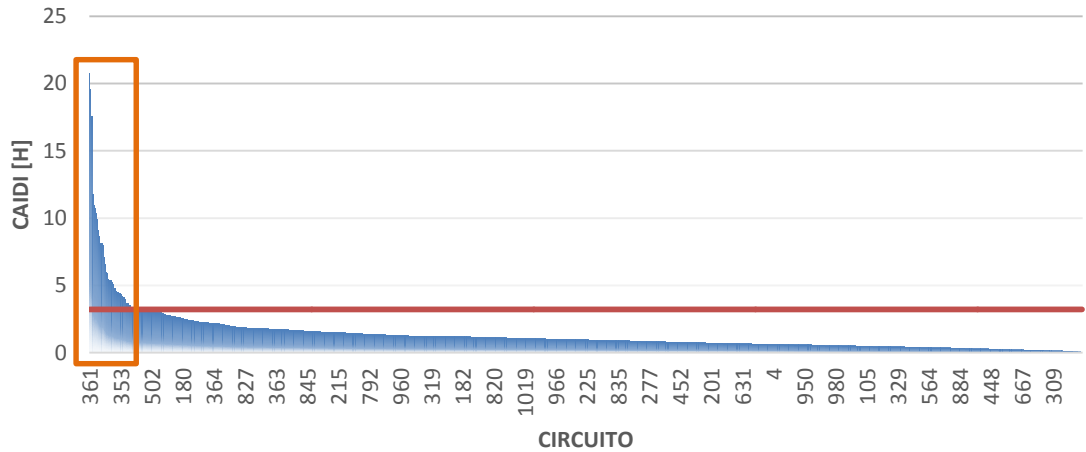


Figura 13. Clasificación de circuitos con mayor CAIDI

### 3.4.3 Altos costos de compensación por esquema regulatorio (Usuarios peor servidos)

El actual esquema regulatorio vigente en el país de CREG 097 de 2008 incluye la compensación a los usuarios peor servidos en donde se debe compensar a cada uno de los usuarios conectados a los transformadores. Si el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador ( $ITT_{ntqp}$ ) resulte mayor que el Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por grupo de calidad ( $IRGP_{nqp}$ ), del grupo en el cual se ubica el transformador, se aplica un valor a compensar por usuario  $VC_{ntm}$  estimado mediante la ecuación 4.

$$ITT_{ntqp} > IRGP_{nqp} \quad (4)$$

Entonces el valor a compensar esta dado por la ecuación (8)

$$VC_{n,t,m} = X(\Delta Dt_{n,m} * CF_m) + [IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p] \quad (5)$$

Donde,

- $VC_{n,t,m}$ : Valor a Compensar en \$ al Usuario “peor servido”, del nivel de tensión  $n$  y conectado al transformador  $t$ , durante el mes  $m$ .
- $X$ : Factor multiplicador que es igual a uno ( $X=1$ ) cuando el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad sea positivo, o igual a cero ( $X=0$ ) cuando el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad,  $ITAD_{n,p}$ , se ubique dentro de la Banda de Indiferencia.
- $\Delta Dt_{n,m}$ : Valor Absoluto del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR durante el mes  $m$ , aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión  $n$ , en \$/kWh.
- $CF_m$ : Consumo facturado al usuario “peor servido” durante el mes  $m$ , en kWh.

$IPS_{n,m}$ : Índice del Peor Servido, que relaciona el nivel de discontinuidad percibido por un usuario “peor servido” con el nivel de discontinuidad promedio de todos los usuarios atendidos por el OR.

$CRO_{m-1}$ : Costo de Racionamiento CRO1 calculado por la UPME para el mes  $m-1$ .

$CM_p$ : Consumo promedio mensual del usuario durante el trimestre  $p$  de evaluación, en kWh.

El Índice del Peor Servido (IPS) se estima utilizando la ecuación (9).

$$IPS = \frac{ITT_{n,t,q,p}}{ITAD_{n,p}} \quad (6)$$

Es importante tener en cuenta que, en ningún caso, el valor mensual a compensar a cada usuario,  $VC_{ntm}$ , podrá ser superior al costo del servicio de distribución facturado al usuario en el respectivo mes. Si un usuario “peor servido” se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compensación ésta compensación no le será pagada. Este tercer criterio de selección se muestra en la figura 14.

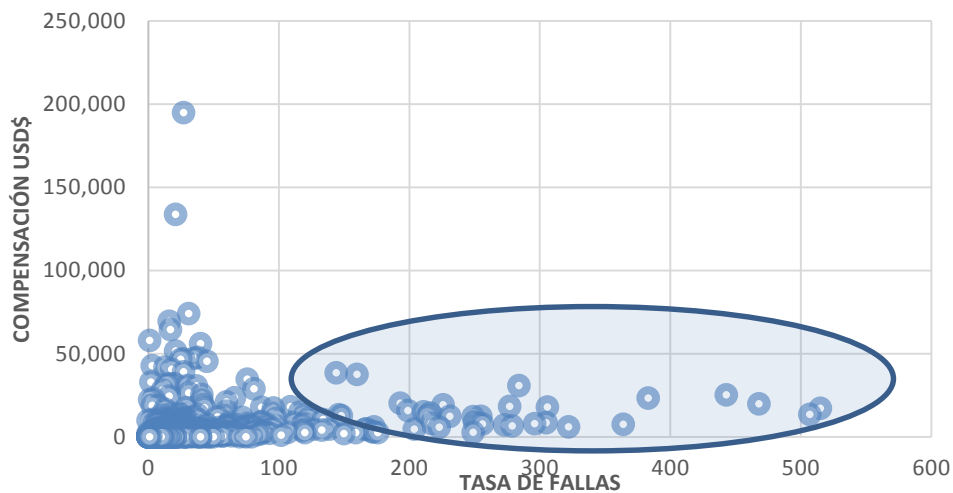


Figura 14. Selección de circuitos con mayor costo de compensación.

### 3.4.4 Altos niveles de irradiación solar.

El Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia elaborado por el IDEAM se evidencia que el promedio multianual de la radiación solar global en la sabana de Bogotá es de 4.037 kWh/m<sup>2</sup> por día de acuerdo a la figura 15.

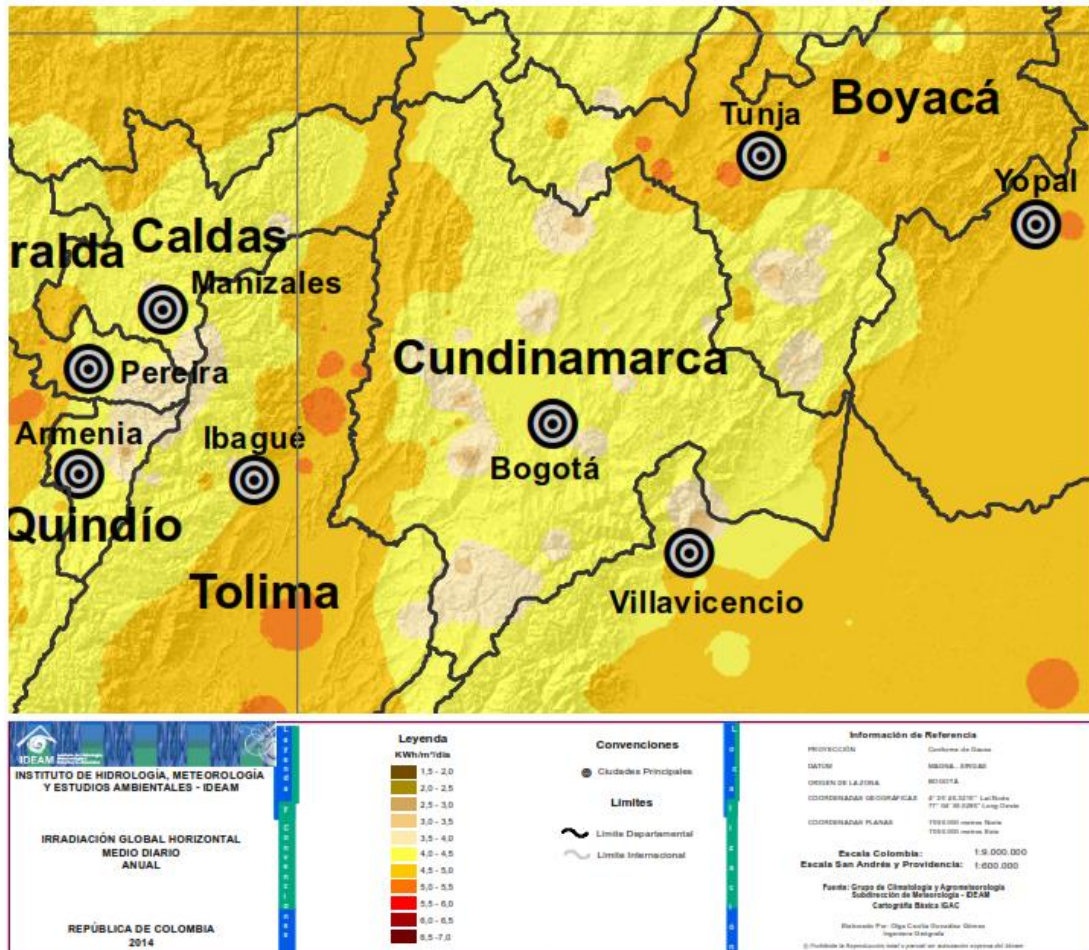


Figura 15. Irradiación global horizontal medio diario anual para Cundinamarca en el año 2014. Escala 1:9.000.000

Para conocer la cantidad de energía que se puede obtener del Sol, es necesario medir la cantidad de radiación solar (directa más difusa) que recibe realmente una región. Esta cantidad de radiación disponible para convertir en energía útil en una localidad depende de varios factores: posición del Sol en el cielo, que varía diaria y anualmente; condiciones atmosféricas generales y del microclima; altura sobre el nivel del mar y la duración del día

(época del año). La máxima cantidad disponible sobre la superficie de la Tierra en un día claro, fluctúa alrededor de 1000 vatios pico por metro cuadrado.

- Distribución global de la irradiación global horizontal

La irradiación global horizontal es la suma de las componentes directa y difusa y es el parámetro más importante para la evaluación del potencial de la energía solar en una región en particular. Esta magnitud de radiación instantánea está expresada en unidades de potencia por unidad de superficie de acuerdo a la ecuación (7), y es medida en vatios por metro cuadrado  $W/m^2$ .

$$\left( \frac{\text{Energía}}{\text{Área} \times \text{Tiempo}} \right) \quad (7)$$

Las cantidades de radiación expresadas en términos de irradiancia son generalmente integradas en el tiempo como se muestra en ecuación (8) y las unidades utilizadas son  $kWh/m^2$  por día (si es integrada en el día) o por año (si es integrada en el año).

$$\left( \frac{\text{Energía}}{\text{Área}} \right) \quad (8)$$

- Distribución espacial y temporal del brillo solar en Cundinamarca

Otra forma de conocer la radiación del Sol es a través de la medición de las horas de Sol efectivo en el día –hSd- denominado insolación o brillo solar, que se asocia a la cantidad de tiempo durante el cual la superficie del suelo es irradiada por la radiación solar directa. Según la Organización Meteorológica Mundial –OMM-, la duración de la insolación correspondiente a un periodo determinado, se define como la suma de los subperíodos durante los cuales la irradiancia solar directa supera los  $120 W/m^2$ . En la región Andina hay pequeños sectores con promedios entre 6 y 7 hSd en los Santanderes, Tolima y Antioquia. También hay amplios sectores con promedios entre 5 y 6 hSd, localizados en los Santanderes, Antioquia, Boyacá, Huila y Tolima, así como en algunos sectores de Cundinamarca, eje cafetero, Cauca, Valle del Cauca y Nariño. En la figura 16 se observa la distribución del brillo solar medio diario anual para Cundinamarca en el año 2014.



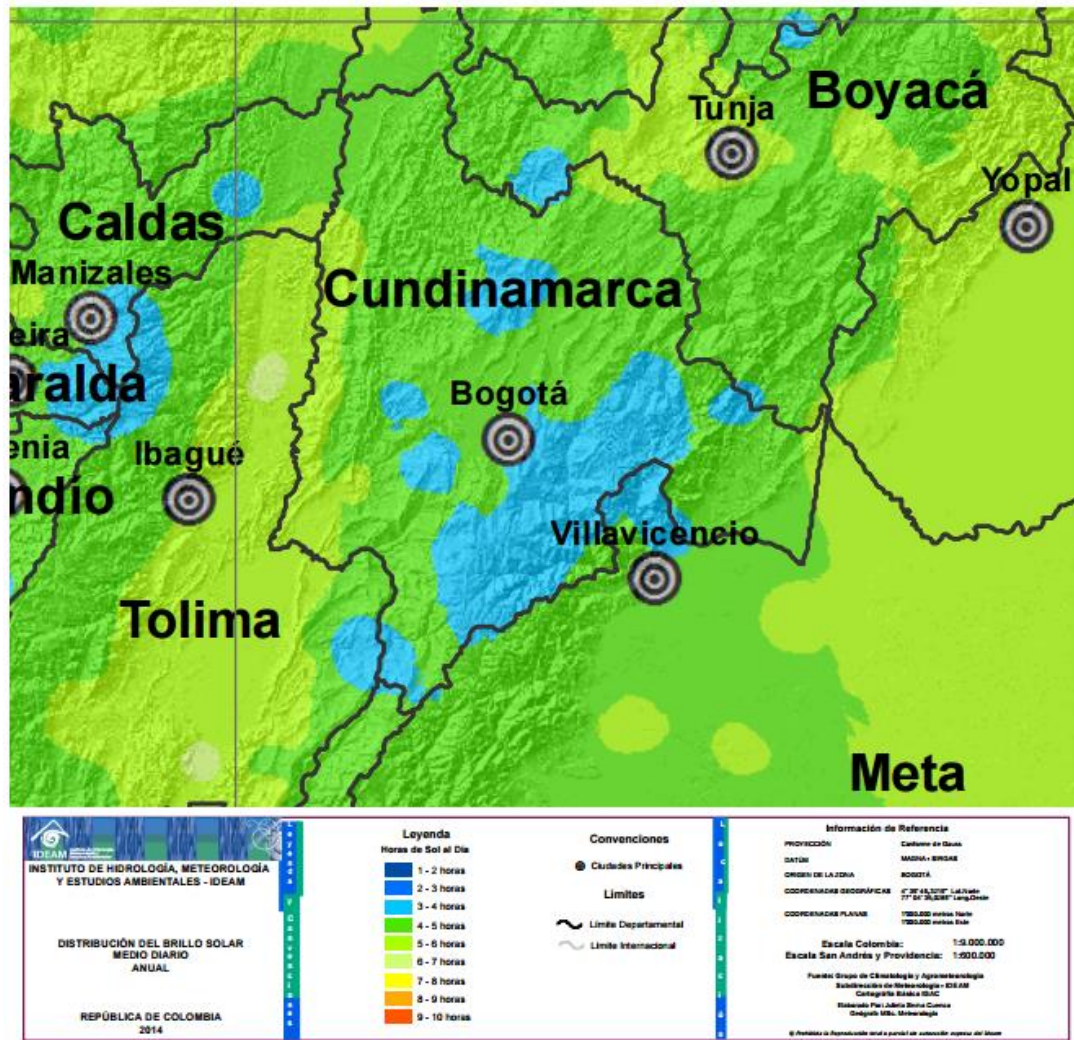


Figura 16. Distribución del brillo solar medio diario anual para Cundinamarca en el año 2014. Escala 1:9.000.000

- Comportamiento del número medio mensual de días sin brillo solar

Para optimizar el aprovechamiento confiable de la energía solar en las diferentes clases de aplicaciones energéticas (calentadores, paneles solares, entre otras), los diseños deben involucrar respaldos económicamente viables, bien sea almacenando la energía mediante baterías o utilizando plantas auxiliares (red eléctrica, gasolina, diésel, etc.) para poder suplir los requerimientos en las épocas críticas, como épocas de invierno, en las cuales disminuye notoriamente la intensidad de la radiación solar



debido a condiciones de cielo completamente nublado. Esta situación hace necesario establecer para su diseño el número de días al mes sin brillo solar. El número de días sin brillo solar es muy importante por cuanto facilita diseños adecuados para atender las necesidades de los usuarios, mediante diseños que involucren el confort necesario ante situaciones de épocas con baja o nula disponibilidad de radiación solar. En este caso se contabilizan y promedian los días del mes en los cuales las horas de brillo solar estuvieron en el rango entre 0,0 y 0,5 hSd. El promedio del número de días al mes sin brillo solar, se presenta en la figura 17.

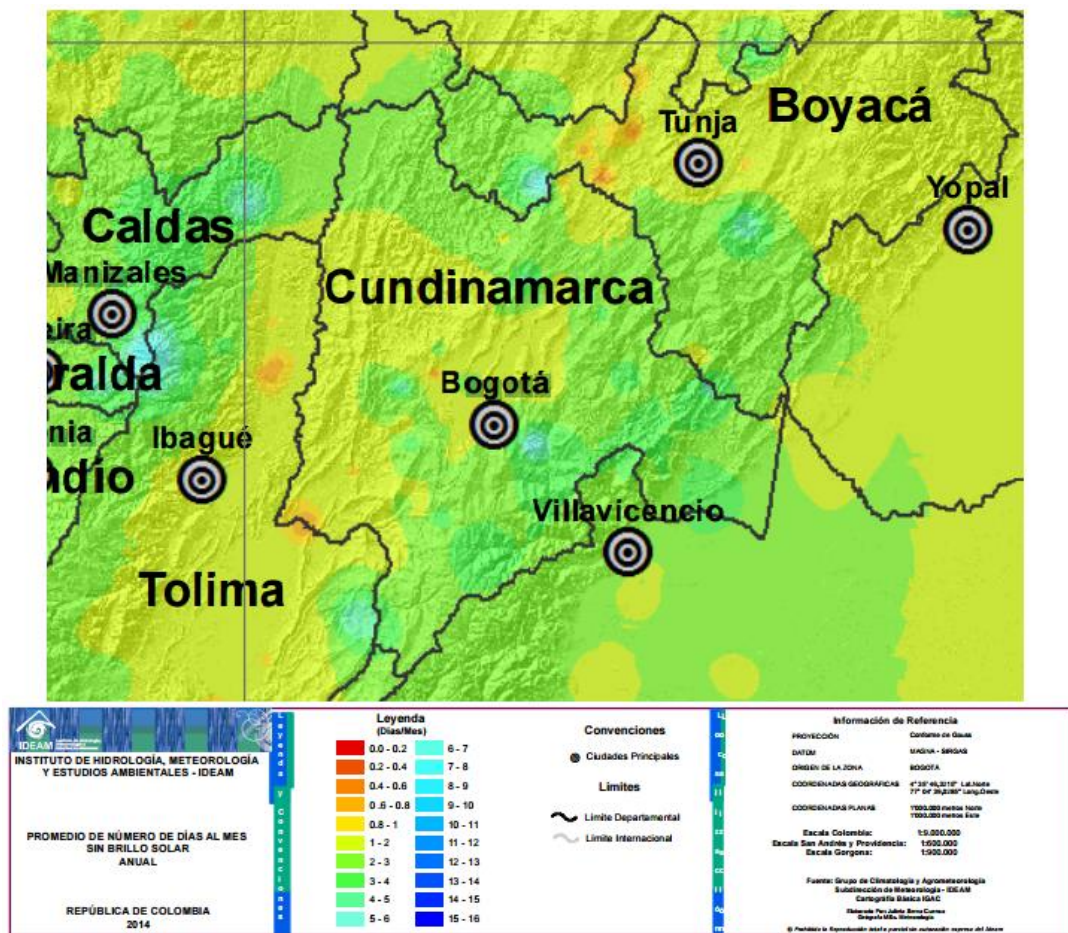


Figura 17. Promedio número de días al mes sin brillo solar anual. Escala 1:9.000.000

### 3.4.5 Definición del caso de estudio

A partir de los indicadores de calidad de sectores rurales (frecuencia y duración), tiempos de restablecimiento, altos costos de compensación por esquema regulatorio (Usuarios peor servidos) y altos niveles de irradiación solar, brillo solar y promedio de días sin brillo solar en Cundinamarca, se establece que el lugar que cuenta con la mejor posibilidad para el desarrollo del proyecto corresponde al área de cobertura del circuito 522. Este circuito cuenta con las características de indicadores de calidad y de irradiación mostradas en la tabla 8.

SAIDI MT s/aviso cierre 2014 [minutos]	8254,5
SAIDI MT s/aviso TAM 2015(*) [minutos]	4012,4
SAIFI MT s/aviso cierre 2014 [veces]	55,3
SAIFI MT s/aviso TAM 2015 [veces]	25,9
Tiempo medio atención > 3min 2014 [minutos]	1049
Compensación 2014 por calidad individual [Miles moneda local]	\$ 63.712.531
Cantidad de Fallas cierre 2014 > 3 min	383
Cantidad de Fallas cierre 2014 > 3 min con móvil 2014	163
Irradiación promedio zona [kWh/m <sup>2</sup> - día]	4,5 - 5
Brillo solar medio [Horas de sol - día]	4--5
Días al mes sin brillo solar [día/mes]	0,8--1

**Tabla 8. Características del circuito escogido para caso de estudio.**

Las características técnicas del circuito se muestran en la tabla 9.

General	ID	522
	Código Circuito	RR12D
	Subestación	CAPARRAPI
	CTO_NOM	NORTE
	Zona	Rural
	Voltaje Nominal [kV]	13,2
	Grupo	4
	CDs	213

	<b>Capacidad [kVA]</b>	2840
<b>Cientes</b>	<b>Residencial</b>	2188
	<b>Comercial</b>	18
	<b>Industrial</b>	11
	<b>Oficial</b>	7
	<b>Total</b>	2224
	<b>Red</b>	<b>Lng-Gis/MT Aér [Km]</b>
<b>Lng-Gis/MT Sub [Km]</b>		0
<b>Lng-Gis/MT Tot [Km]</b>		202,656

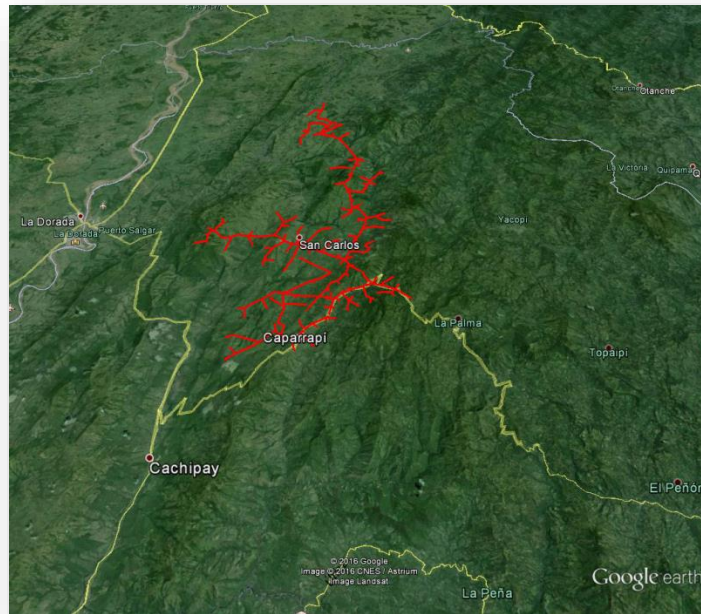
**Tabla 9. Características técnicas del circuito caso de estudio.**

El área de cobertura del circuito seleccionado cubre una parte del municipio de Caparrapí. Éste municipio está ubicado en la Provincia del Bajo Magdalena. Caparrapí está localizado al noroccidente del departamento de Cundinamarca; su cabecera municipal se encuentra ubicada en la ladera de la cuenca del río Pata, situada a los 5°21" de latitud norte y 74°30" de longitud oeste del meridiano de Greenwich a 1.250 metros sobre el nivel del mar. Tiene una extensión total de 616,396 km<sup>2</sup>. Esta localidad se encuentra ubicado sobre la cordillera oriental en sistema montañoso de Los Andes. Caparrapí se encuentra en la cuenca del Rio Negro, a una distancia de 172 km de Bogotá.



**Figura 18. Ubicación geográfica Municipio Caparrapí [26].**

La población del municipio se calcula actualmente en 16.691 habitantes de los cuales 2.721 están ubicados en el área urbana y el restante 13.970 habitantes cerca del 83.7% se localizan en el área rural [27]. De estos habitantes se estima que cerca del 87% cuentan con suministro de energía y el circuito se muestra en la figura 19.



**Figura 19. Esquema cartográfico del circuito caso de estudio.**

### **3.5. Escenarios de operación**

Los escenarios de operación permitirán identificar las condiciones operativas que se tendrían en cada uno de los tres escenarios planteados en el caso de estudio.

El circuito propuesto de caso de estudio se alimenta de una línea 115 kV denominada Faca-Villeta que hace parte del sistema de 115 kV del OR en Bogotá y Cundinamarca. Esta línea suministra energía a la S/E Villeta y de allí se transforma a una red de 34.5 kV denominada La Palma que dentro de su recorrido alimenta 4 subestaciones 34.5/13.2 kV, y al llegar a la tercera subestación Caparrapí alimenta un circuito en 13.2 kV a través de un único transformador de 2.5 MVA que distribuye energía a los habitantes del municipio

a través de 4 circuitos donde se encuentra el circuito caso de estudio. En la figura 20 se observa el diagrama unifilar del caso de estudio.

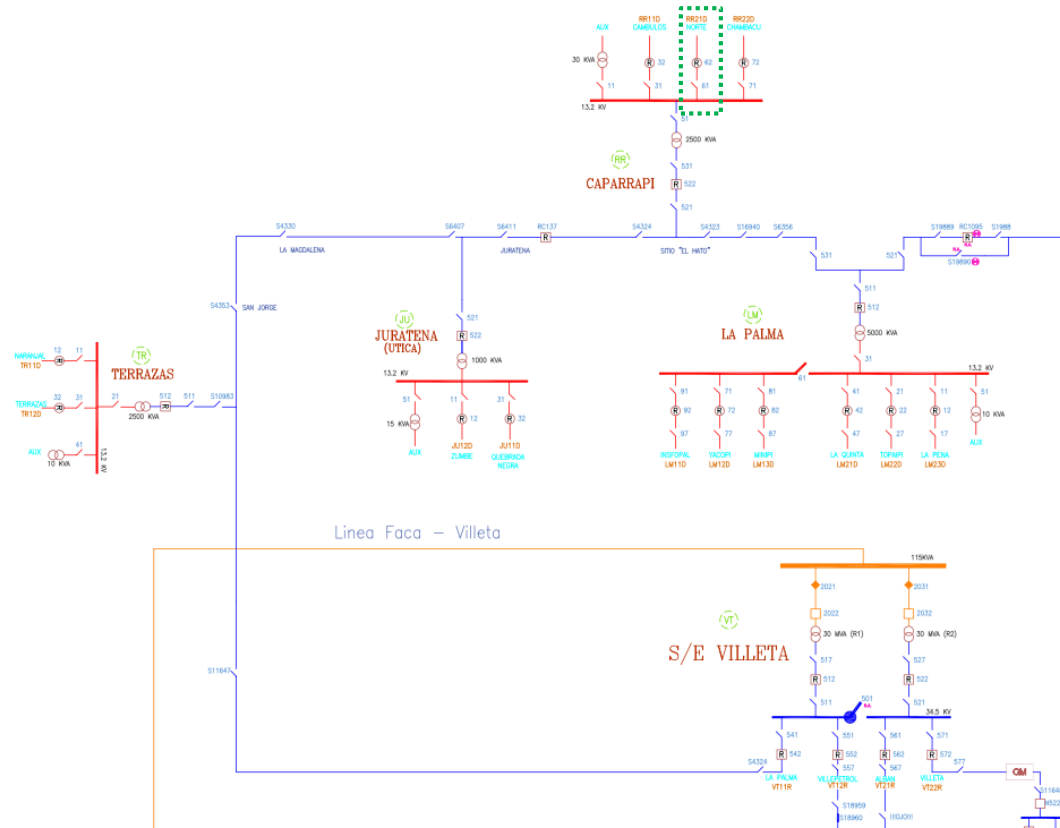


Figura 20. Unifilar circuito caso de estudio.



### 3.5.1 Escenario 1. Sistema fotovoltaico con baterías, aislado y por unidad residencial

El primer escenario operativo por su configuración aislada no incorpora conexión con la red de suministro y de esta forma la operación para restablecimiento ante eventos imprevistos o programados no afectara la funcionalidad de la solución. Para este escenario se ha considerado una unidad habitacional rural que actualmente no está cubierta por el suministro de red del OR, Esta unidad se encuentra muy cercana a la frontera con otro Departamento de cobertura de otro OR. En la figura 21 se observa su localización y algunas imágenes que describen la situación actual.

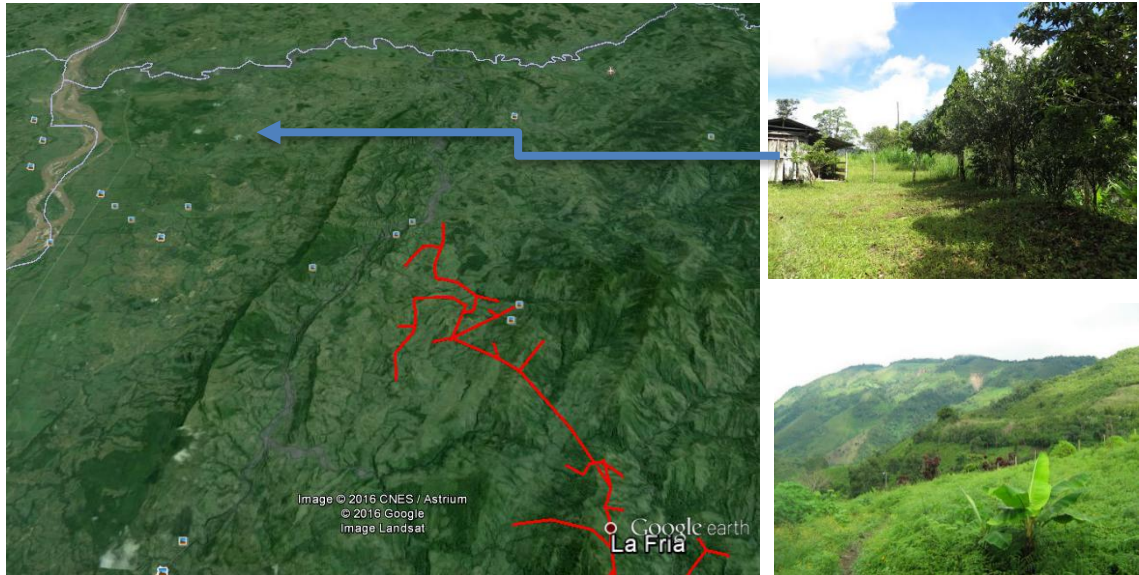


Figura 21. Localización escenario 1

### 3.5.2 Escenario 2. Sistema fotovoltaico con baterías, conectado a la red de distribución y por unidad residencial.

Para la localización del escenario 2 es necesario realizar un análisis de confiabilidad respecto a cuál nodo de baja tensión del circuito es más pertinente y eficiente realizar la implementación del proyecto. Las causas de fallas más representativas registradas están asociadas a; arboles, vientos, descarga atmosférica, fallo material y lluvia, como se muestra en la figura 22, cabe destacar que la mayor demanda del circuito son clientes residenciales.

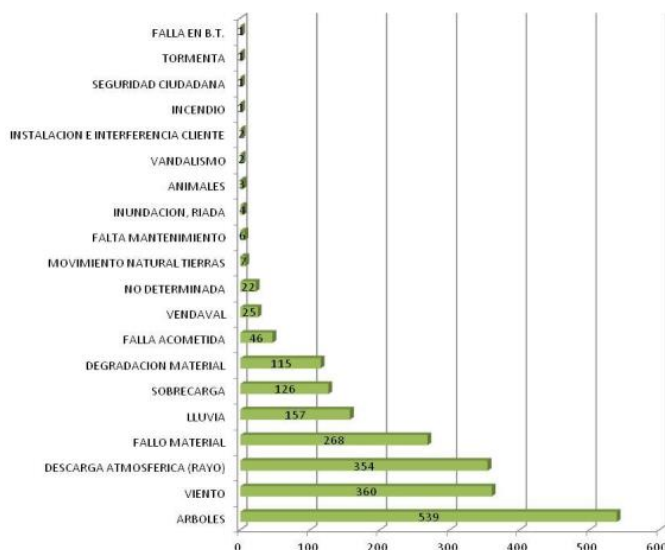


Figura 22. Principales causas de falla.

El circuito seleccionado cuenta con 3 suplencias de operar sin carga, la primera sin equipo de operar bajo carga y la segunda en el seccionamiento 29791 de la subestación Caparrapí. Cuenta con dos suplencias con equipos de operar bajo carga, en el S31636 con RC1457 de la S/E La Palma, y con el circuito Yacopí en el reconector 1339. Es importante destacar que actualmente este circuito cuenta con protecciones intermedias automáticas RC1453, RC1125, RC1455, RC1093 y RC1454 ubicados en los tramos 1, 3, 4, 6 y 7 respectivamente. El RC1453 aísla una tasa de 13.8 fallas por año y protege el 97% de la carga total del circuito, el RC1125 aísla una tasa de 71.6 fallas por año y protege el 52% de la carga total del circuito, el RC1455 aísla una tasa de 122.6 fallas por año y protege el 70% de la carga total del circuito, el RC1093 aísla una tasa de 55.2 fallas por año y protege el 74% de la carga total del circuito, el RC1454 aísla una tasa de 52 fallas por año y protege el 87% de la carga total del circuito.

Basado en el análisis que se ha realizado a los incidentes por fallas registrados sobre el circuito en el transcurso de los años 2009 - 2014, donde se cuenta con 5 años de información estadística de acuerdo a acorde a lo estipulado para un adecuado análisis de Confiabilidad [28], se valida la ubicación de las fallas, los consumos, número de clientes sobre el circuito, comportamiento de indicadores de confiabilidad por punto de carga se definen los siguientes tramos para un mayor análisis.

La tabla 11 muestra el resumen del Análisis de Confiabilidad realizado para el circuito para los indicadores relevantes por tramo: la tasa de fallas ( $\lambda$ ), la indisponibilidad en horas al año ( $u$ ), el tiempo promedio de afectación en horas y la energía no suministrada. Esta última será de gran importancia en la evaluación económica de la implementación.

<i>CDs</i>	$\lambda$ (Fallas/año)	$u$ (h/año)	No. Clientes	Consumo kWh-mes	Longitud [km]	% Carga	Tiempo Promedio afecta. [h- mes]	ENS [kWh/año]	SAIFI (Int./Cliente- año)	
TRAMO 0	30	43,4	652,7	321	9905	23,184	12,74%	15,04	53864,1891	13,43
TRAMO 1	17	13,8	201,5	143	14909	20,963	19,18%	14,6	4172,0351	6,86
TRAMO 2	29	49,4	654,1	286	10642	21,667	13,69%	13,24	42335,8172	11,95
TRAMO 3	45	71,6	1124,8	519	9115	27,978	11,72%	15,71	33249,8397	38,31
TRAMO 4	14	104,6	930,9	163	10055	12,362	12,93%	8,9	15732,886	21,15
TRAMO 5	16	18,0	884,5	129	2113	22,581	2,72%	49,14	2869,8192	16,57
TRAMO 6	20	55,2	673,4	392	15017	15,973	19,32%	12,2	19642,9353	35,19
TRAMO 7	30	52,0	541,8	271	5984	25,77	7,70%	10,42	5865,464	24,3
<b>TOTAL</b>	201	408,0	708,0	2224	77740	170,478	100%	139,25	177732,986	167,76

**Tabla 10. Resumen de análisis de confiabilidad**

Como resultado de este análisis se determina que al tramo más apropiado para implementar el caso de estudio y en donde se esperan tener mejores beneficios por su condición es el tramo 5 en especial los clientes conectados al nodo 82143 que se muestra en la figura 24, teniendo en cuenta que este es un tramo final de circuito sin posibilidades de transferencia, con la probabilidad más alta de interrupción y con el tiempo promedio de afectación más alta respecto a los demás tramos.



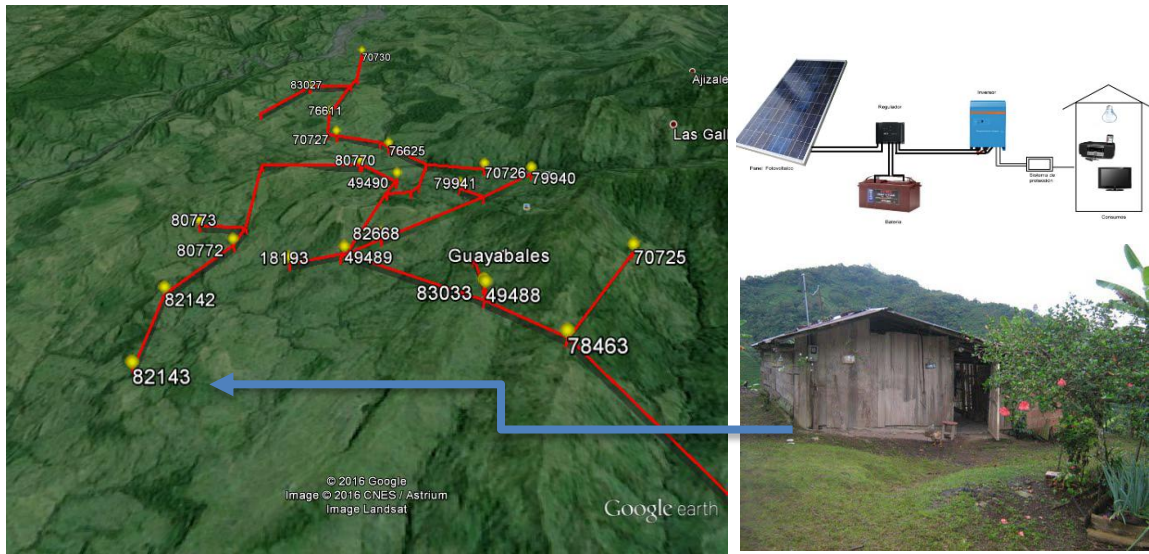


Figura 23. Localización de escenario 2.

### 3.5.3 Escenario 3. Sistema fotovoltaico con baterías, conectados a la red de distribución por nodo.

El escenario operativo 3 debe suplir las necesidades a más de un cliente. Sus características de operación deben respaldar la red principal de distribución de forma igual al numeral anterior. En este escenario se conectará el sistema fotovoltaico al nodo 82142 donde hay cuatro clientes atendidos. La figura 25 muestra la localización y esquema del escenario 3.

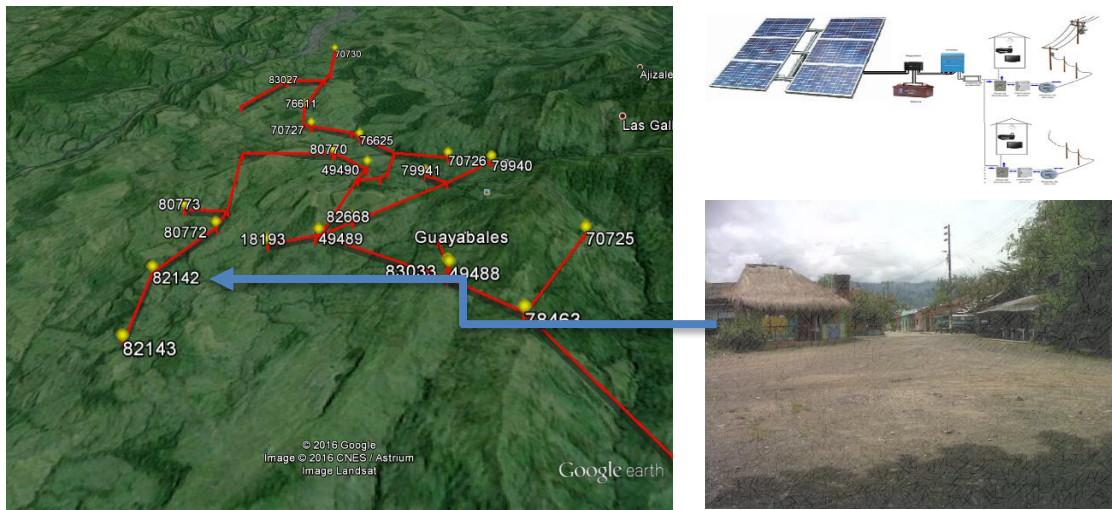


Figura 24. Localización de escenario 3

### 3.6. Unidades Constructivas

La Unidad Constructiva (UC) es la forma de especificar los elementos técnicos utilizados para el transporte y Distribución de la energía y su función es de detallar los grupos de activos de los OR en un entorno de eficiencia al cual se le asocia un precio que se puede certificar y que posteriormente sirve para su remuneración periódica. La resolución 026 de 1999 de la CREG define el concepto y la metodología, una UC es el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red o al transporte o la transformación de la energía eléctrica [29].

A continuación, se resumen las definiciones de interés sobre UC:

- **Costo Unitario por Unidad Constructiva (UC):** Valor unitario en el mercado de una Unidad Constructiva (\$/Unidad Constructiva).
- **Elementos Técnicos:** Representan los equipos y/o materiales que conforman las Unidades Constructivas.
- **Factor de Instalación (FI):** Factor multiplicador aplicable al costo FOB<sup>4</sup> de una Unidad Constructiva, que involucra todos aquellos costos y gastos adicionales en que se incurre para la puesta en servicio o puesta en operación de la Unidad Constructiva correspondiente. Se expresa en porcentaje del costo FOB.
- **Activos no eléctricos:** Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.) equipos de Cómputo y equipos de Comunicaciones.
- **Base de Inversiones:** Es el conjunto de UC que un Operador de Red requiere para prestar el servicio con una cobertura y calidad determinadas.
- **Unidad Constructiva Especial.** Es aquella que por sus características técnicas no se puede tipificar en ninguna de las UC enlistadas en el **¡Error! No se encuentra el rigen de la referencia.** del Anexo correspondiente de la resolución vigente.

---

<sup>4</sup> Free on Board (FRANCO A BORDO DEL BUQUE). Estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los equipos al comprador.

Una UC en los sistemas de Distribución se define como el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución de manera sencilla, ordenada y uniforme.

La totalidad de activos del STN, deberán clasificarse directamente o por asimilación, en las Unidades Constructivas establecidas [29]. Sin embargo, en el caso de existir una UC que no se relacione o identifique en el listado vigente, el OR tiene la posibilidad de solicitar a la CREG la creación de esta Unidad Constructiva Especial (UCE) donde se debe suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa [30].

Es importante tener en cuenta los apartes de la resolución que considera:

- Un Operador de Red será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que deberá pagar al propietario por su inversión, con excepción de los bienes o derechos que no deban incluirse en el cálculo de las tarifas en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007.
- Cualquier usuario del STR o SDL podrá contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red con el OR del sistema al cual se conecta, siempre y cuando exista la posibilidad técnica de ofrecerla y pague por ello.

Como los equipos necesarios para la implementación de sistemas de generación fotovoltaica no existen actualmente en la vigente Resolución CREG 097 de 2008 ni en la propuesta regulatoria 024 de 2016, es necesario proponer unas unidades para su futura remuneración y sostenibilidad en el largo plazo. A continuación, se presenta la metodología a usar para el cálculo de la Unidades constructivas Especiales.

### **3.6.1 Metodología para el Cálculo de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas**

La metodología aplicada se presenta es la siguiente:

- a. Determinación de los Elementos Técnicos componentes de cada una de las Unidades Constructivas.
- b. Determinación del costo *Free on Board* (FOB) de cada uno de los Elementos Técnicos componentes de cada una de las Unidades Constructivas.
- c. Determinación del Factor de Instalación aplicable a cada una de las Unidades Constructivas.
- d. Obtención del Costo Unitario de cada Unidad Constructiva, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

### **3.6.2 Elementos activos**

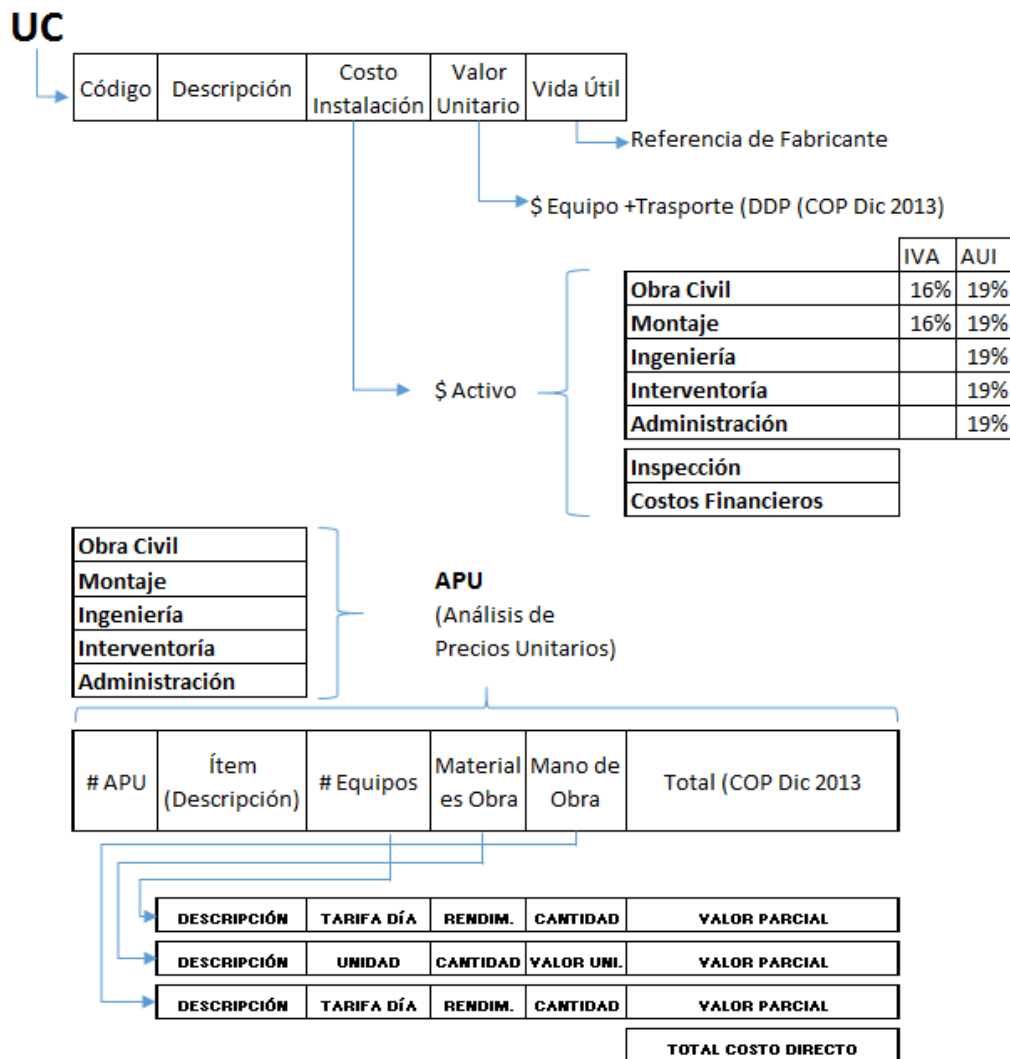
Como Elementos Activos y de acuerdo con lo establecido en el Parágrafo del Artículo 7º de la Resolución CREG-004 de 1999, la UPME mantendrá un inventario de activos del STN. Los activos inventariados deberán clasificarse por Unidad Constructiva y por Propietario.

### **3.6.3 Aplicación de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas**

Para la aplicación a partir del mes de enero del año 2008 de los Costos Unitarios aprobados resolución CREG 097/2008 están en pesos del mes de diciembre del año 2007. Los Costos Unitarios así expresados, se actualizarán mensualmente con el IPP publicado por el Banco de la República.

### **3.6.4 Definición de Unidades Constructivas**

La elaboración de los valores en las UC tiene una estructura de costos y una metodología asociada a cada una de las actividades que son necesarias para la puesta en marcha del equipo. CUC se caracteriza por dos valores, el primero corresponde al costo del equipo entregado en puerto al comprador y el segundo corresponde a su instalación y las actividades que se originen de ésta. Para la resolución vigente de remuneración de activos CREG 097 de 2008 y propuesta regulatoria CREG 024 de 2016 la estructura es mostrada en la tabla 12.



**Tabla 11. Metodología de creación de Unidades Constructivas**

De acuerdo con la metodología descrita anteriormente, se procede a detallar la construcción de las nuevas Unidades Constructivas objeto de este trabajo. Se definen inicialmente los equipos necesarios en cada uno de los escenarios propuestos y se revisa cuatro cotizaciones para los valores promedio de equipos que se muestran en las tablas 13, 14 y 15.

Código	DESCRIPCIÓN	Cantidad	Nivel de tensión [V]	\$(COP Dic 13)	TOTAL (COP Dic 13)
--------	-------------	----------	----------------------	----------------	--------------------

<b>FV1</b>	<b>Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W</b> (Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175)	2	120	\$ 984.200	\$ 1.968.400
<b>FV2</b>	<b>Inversor</b> (Phoenix Inverter 48/5000 victron energy)	1	120	\$ 5.750.920	\$ 5.750.920
<b>FV3</b>	<b>Baterías 12V/220Ah</b> (AGM DEEP CYCLE Gel Deep Cycle Batt.)	4	120	\$ 1.300.740	\$ 5.202.960
<b>FV4</b>	<b>Controlador de carga</b> (Victron energy MPPT 150/70)	1	120	\$ 1.729.000	\$ 1.729.000
<b>FV5</b>	<b>Tablero DC</b>	1	120	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
<b>FV6</b>	<b>Tablero AC</b>	0	120	\$ 3.500.000	\$ -
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 18.151.280</b>

Tabla 12. Análisis de precios unitarios Escenario 1.

<b>Código</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Nivel de tensión [V]</b>	<b>\$(COP Dic 13)</b>	<b>TOTAL (COP Dic 13)</b>
<b>FV1</b>	Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W. Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175	2	120	\$ 984.200	\$ 1.968.400
<b>FV2</b>	Inversor Phoenix Inverter 48/5000 victron energy	1	120	\$ 5.750.920	\$ 5.750.920
<b>FV3</b>	Baterías AGM DEEP CYCLE 12V/220Ah Gel Deep Cycle Batt.	4	120	\$ 1.300.740	\$ 5.202.960
<b>FV4</b>	Controlador de carga victron energy MPPT 150/70	1	120	\$ 1.729.000	\$ 1.729.000
<b>FV5</b>	Tablero DC	1	120	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
<b>FV6</b>	Tablero AC	1	120	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 21.651.280</b>

Tabla 13. Análisis de precios unitarios Escenario 2.

<b>Código</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Nivel de tensión [V]</b>	<b>\$(COP Dic 13)</b>	<b>TOTAL (COP Dic 13)</b>
<b>FV1</b>	Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W. Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175	16	120	\$ 984.200	\$ 15.747.200
<b>FV2</b>	Inversor Phoenix Inverter 48/5000 victron energy	1	120	\$ 5.750.920	\$ 5.750.920
<b>FV3</b>	Baterías AGM DEEP CYCLE 12V/220Ah Gel Deep Cycle Batt.	32	120	\$ 1.300.740	\$ 41.623.680
<b>FV4</b>	Controlador de carga victron energy MPPT 150/70	1	120	\$ 1.729.000	\$ 1.729.000

<b>FV5</b>	Tablero DC	1	120	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
<b>FV6</b>	Tablero AC	1	120	\$ 3.500.000	\$ 3.500.000
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 71.850.800</b>

**Tabla 14. Análisis de precios unitarios Escenario 3.**

Posteriormente, es necesario tener el desglose de los costos asociados al costo directo del producto, la instalación y otros costos como las inspecciones y costos financieros. La tabla 16 muestran los resultados solo para el escenario 1 y los restantes escenarios se pueden detallar en la sección de Anexos.

UC	DESCRIPCION	DDP (COP Dic 13)
<b>FV001</b>	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN AISLADA INDIVIDUAL <=400 KW 24 VDC	\$ 18.151.280

**Tabla 15. Costo del Equipo considerando DDP.**

A continuación, se detallan el análisis de costos y mano de obra en cada una de las APU creadas para sistemas fotovoltaicos. Se consideran 5 APU nombradas de la siguiente forma: APU Obra Civil Sistema FV, , APU Montaje Sistema FV, APU Ingeniería Sistema FV, APU Interventoría Sistema FV y por ultimo APU Administración Sistema FV como se muestra en la figura 17.

<b>ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS</b>					
<b>APU. 1</b>			FECHA:	diciembre de 2013	
			UNIDAD:	Global	
<b>INSTALACION DE ESTRUCTURA PARA PANEL FOTOVOLTAICO</b>					
<b>Profundidad (m): 0,35</b>	Ancho (m): 1,5	Largo (m): 3			
<b>I. EQUIPO</b>					
	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>TARIFA DÍA</b>	<b>RENDIM.</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>VALOR PARCIAL</b>
	<b>HERRAMIENTA MENOR</b>	\$ 89.742,00	0,20	1	\$ 17.948
	<b>EQUIPO SOLDADURA</b>	\$ 37.120,00	4,00	1	\$ 148.480
	<b>DESTERNILLADOR NEUMATICO</b>	\$ 25.520,00	1,41	1	\$ 35.966
	<b>MINI EXCAVADORA</b>	\$ 600.000,00	2,00	1	\$ 1.200.000
<i>Subtotal</i>					\$ 1.402.395

<b>II. MATERIALES DE OBRA</b>				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNI.	VALOR PARCIAL
EXCAVACIÓN	m3	1,00	\$ 29.300,00	\$ 29.300,00
BOTADA DE MATERIAL	m3	1,00	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00
CONCRETO	m3	2,00	\$ 205.594,49	\$ 411.188,99
CONCRETO COMÚN 3000 PSI	m3	1,00	\$ 346.550,00	\$ 346.550,00
BASE GRANULAR	m³	2,00	\$ 33.640,00	\$ 67.280,00
TRANSPORTE DE MATERIAL	Viaje	2,00	\$ 90.000,00	\$ 180.000,00
GASOLINA CORRIENTE	Galón	5,00	\$ 8.812,30	\$ 44.061,50
ACERO	kg	500,00	\$ 2.100,00	\$ 1.050.000,00
GRAVILA DE RÍO	m3	1,50	\$ 98.600,00	\$ 147.900,00
PERNOS ANCLAJE 1" L = 1,05 (JUEGO) + 1 PLATINA	Un	3,00	\$ 43.750,00	\$ 131.250,00
ALAMBRE NEGRO No. 14	kg	5,00	\$ 2.964,96	\$ 14.824,80
CERCHA	Un	30,00	\$ 389,76	\$ 11.692,80
REPISAS 8 x 4 cm. x 3 m.	Un	10,00	\$ 9.400,00	\$ 94.000,00
DURMIENTES 4 x 4 cm	Un	4,00	\$ 4.375,00	\$ 17.500,00
RIEL 80 lb/yr	ml	8,00	\$ 134.207,53	\$ 1.073.660,23
BOCEL TRIANGULAR	Un	4,00	\$ 3.176,86	\$ 12.707,42
TORNILLOS 1/2"	Lb	100,00	\$ 3.600,00	\$ 360.000,00
				\$ 4.006.915,74
<b>III. MANO DE OBRA</b>				
DESCRIPCIÓN	TARIFA DÍA	RENDIM.	CANTIDAD	VALOR PARCIAL
MAESTRO DE OBRA	\$ 109.941,97	2,00	1	\$ 219.883,94
OFICIAL ALBAÑIL CON PRESTACIONES	\$ 82.456,44	1,00	2	\$ 164.912,87
AYUDANTE	\$ 52.569,33	2,00	1	\$ 105.138,66
ING. HSE	\$ 238.072,36	1,00	1	\$ 238.072,36
TRANSPORTE DE PERSONAL	\$ 231.602,71	2,00	2	\$ 926.410,84
			<i>Subtotal</i>	\$ 1.654.419
			<b>Total Costo Directo</b>	<b>\$ 7.063.729</b>

Tabla 16. APU Obra Civil Sistema FV

Posteriormente a tener los costos desglosados para cada una de las actividades se procede a consolidar la información mostrada en las tablas 18 y 19.



Código	DESCRIPCIÓN	Nivel de tensión (V)	\$(COP Dic. 13)	OBRA CIVIL	MONTAJE	INGENIERIA	INTERVENTORIA	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN	SUBTOTAL	INSPECCIÓN	COSTOS FINANCIEROS	TOTAL (COP Dic. 13)
FV001	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN AISLADA INDIVIDUAL <=400 Kw 24 VDC	24 DC	\$ 18.151.280	\$ 7.063.729	\$ 490.063	\$ 1.436.973	\$ 2.042.998	\$ 311.120	\$ 29.496.164	\$ 3.496	\$ 625.024	\$ 30.124.683
FV002	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN CONEXIÓN RED INDIVIDUAL <=400 Kw 24	24 DC/20 AC	\$ 21.651.280	\$ 7.063.729	\$ 490.063	\$ 1.436.973	\$ 2.042.998	\$ 311.120	\$ 32.996.164	\$ 3.496	\$ 699.189	\$ 33.698.848
FV003	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN CONEXIÓN RED NODO >=400 Kw 24 VDC	24 DC/20 AC	\$ 71.850.800	\$ 8.327.220	\$ 490.063	\$ 1.436.973	\$ 2.042.998	\$ 311.120	\$ 84.459.174	\$ 3.496	\$ 1.789.690	\$ 86.252.361

Tabla 17. Resumen de APU a cada UC para sistemas FV.

Código	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [Dic. 2007]	VALOR UNITARIO [Dic. 2007]	VALOR INSTALADO [Dic. 2007]	VIDA ÚTIL
<b>FV001</b>	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN AISLADA INDIVIDUAL <=400 kW 24 VDC	\$ 11.344.884	\$ 18.151.280	\$ 30.124.683	<b>20</b>
<b>FV002</b>	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN CONEXIÓN RED INDIVIDUAL <=400 kW 24 VDC	\$ 11.344.884	\$ 21.651.280	\$ 33.698.848	<b>20</b>
<b>FV003</b>	MODULO FOTOVOLTAICO INSTALACIÓN CONEXIÓN RED NODO >=400 kW 24 VDC	\$ 12.608.374	\$ 71.850.800	\$ 86.252.361	<b>20</b>

Tabla 18. Nuevas Unidades Constructivas para sistemas FV.

### 3.7. Remuneración de proyectos de expansión de cobertura

El diseño de las unidades constructivas para el desarrollo del proyecto requiere definir la forma en que serán remuneradas las inversiones. Esto requiere alinear los conceptos respecto a los últimos decretos definidos por el Ministerio de Minas y Energía [31], decreto 1623 de 2015 de los de lineamientos a la propuesta regulatoria CREG 024 de 2016 [32] y se propone la siguiente estructura de remuneración para inversiones en sistemas fotovoltaicos en sistemas de distribución.

#### 3.7.1 Decreto de Ley 1623 de 2015

Este decreto presenta los siguientes conceptos:

- Es necesario asegurar no solo la instalación de infraestructura sino la operación de la misma y la prestación del servicio de manera sostenible.
- La Ley 1753 de 2015, mediante la cual se adopta el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un Nuevo País" estableció en su artículo 18 que "la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establecerá condiciones especiales de prestación del servicio a los usuarios ubicados en zonas de difícil acceso dentro del Sistema Interconectado Nacional, que permitan aumentar la cobertura, disminuir los

costos de comercialización y mitigar el riesgo de cartera, tales como la exigencia de medidores prepago, sistemas de suspensión remota, facturación mediante estimación del consumo y ciclos flexibles de facturación, medición y recaudo, entre otros esquemas".

- Artículo 4. Expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN. La expansión STR y SDL se hará por parte los OR y se remunerará a través de la metodología tarifaria a cargo de la CREG.
- MME podrá asignar la construcción de infraestructura en el STR y SDL para conectar zonas que no cuenten con servicio, cual podrá ser financiada con recursos de otras fuentes de financiación.
- CREG establecerá criterios específicos para la remuneración de los proyectos destinados para ampliación cobertura del servicio energía eléctrica de tal forma que se incentive a los OR a aumentar dicha cobertura y se recuperen costos eficientes de prestar el servicio en las zonas determinadas en normatividad legal. Así mismo, la CREG deberá establecer esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica aplicables en las zonas en donde se expanda el servicio de energía con el fin reducir los costos de prestación del servicio.
- Para la remuneración de los proyectos para ampliación de cobertura con el cargo de distribución se tendrá en cuenta que el MME establecerá máximo incremento tarifario para cada OR por efecto de la remuneración de los proyectos para ampliación de cobertura y los criterios de priorización que deberá aplicar la CREG para incluirlos en el respectivo cargo de distribución.
- MME mediante resolución desarrollará el funcionamiento de las convocatorias para la construcción de proyectos para ampliación de cobertura. En estos, los proyectos serán ejecutados por los beneficiarios de la adjudicación, que podrán ser personas jurídicas u OR que reúnan los requisitos del MME.
  
- Artículo 7. Expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas aisladas. La ampliación de cobertura del servicio energía eléctrica a usuarios a quienes no sea económicamente eficiente conectar al SIN, se realizará mediante **soluciones aisladas centralizadas o individuales y micro redes**, las cuales serán

construidas y operadas principalmente por OR SIN o a través esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo, ASE. Dichas inversiones podrán ser tanto con recursos públicos como con inversiones efectuadas por empresas prestadoras del servicio y en este último caso las inversiones serán remuneradas a través tarifas. Para la determinación de las soluciones aisladas mencionadas, las empresas deberán priorizar fuentes no convencionales de energía (FNCE) o licuado de petróleo, según evaluación técnico - económica.

### **3.7.2 Propuesta de Remuneración**

La siguiente propuesta toma con base la planteado en la actual propuesta Regulatoria CREG 024 de 2016 [32], y se ajusta a las necesidades percibidas para la implementación de este proyecto.

Los criterios para la prestación de proyectos son:

- a. El OR presentará un plan anual de expansión de cobertura de su mercado de comercialización que incluya los proyectos que hacen parte del último Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC).
- b. Los proyectos presentados solo pueden incluir activos de uso asimilados a las UC definidas, incluyendo las nuevas UCs FV001, FV002 y FV003.
- c. Los proyectos deberán incluir la instalación de sistemas de medición en los niveles de tensión 1 y 2 que permitan determinar la energía de entrada y realizar balances de energía a cada uno de los proyectos.
- d. El OR deberá suministrar toda la información necesaria de los proyectos para su valoración, priorización y su remuneración.

Los OR deben presentar los proyectos de expansión de cobertura del primer año y en otro deben presentar los proyectos de expansión de cobertura del año siguiente. La solicitud debe incluir:

- a. Listado de proyectos.
- b. Listado de unidades constructivas que conforman cada proyecto.
- c. Valoración del proyecto con las UC definidas.

- d. Código de la S/E, alimentador y nodo eléctrico en donde se planea conectar el proyecto.
- e. Número de usuarios potenciales y proyección de demanda a atender.
- f. Ubicación geográfica de los usuarios potenciales.
- g. Las demás que la circular señale.

La valoración de los proyectos de expansión de cobertura se calcula con la ecuación (9)

$$IEXC_{p,j,t} = \sum_{l=1}^{L_{p,j,t}} \sum_{n=1}^{N_{p,j,t}} IEXC_{p,j,n,l,t} \quad (9)$$

- $IEXC_{p,j,t}$ : Valor de la inversión asociada al proyecto  $p$  de expansión de cobertura del OR  $j$  para el año  $t$ .
- $IEXC_{p,j,n,l,t}$ : Valor del proyecto de expansión  $p$  del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría  $l$  para el año  $t$ .
- $L_{p,j,t}$ : Número total de categorías  $l$  incluidas en proyecto de expansión de cobertura  $p$  del OR  $j$  para el año  $t$ .
- $N_{p,j,t}$ : Número total de niveles de tensión del proyecto de expansión de cobertura  $p$  del OR  $j$  para el año  $t$ .

La variable  $IEXC_{p,j,n,l,t}$  se calcula en la ecuación (10).

$$IEXC_{p,j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCP_{p,j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i) \quad (10)$$

Donde:

- $IEXC_{p,j,n,l,t}$ : Valor del proyecto de expansión  $p$  del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría  $l$  para el año  $t$ .

- $UCP_{p,j,n,l,t}$ : Número de UC incluidas en el proyecto de expansión  $p$  del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría de activos  $l$  durante el año  $t$ . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
- $FTR_i$ : Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de la unidad constructiva  $i$ . Para los niveles de tensión 1 y 2 corresponde a 1,08, mientras que para los niveles de tensión 3 y 4 es 1.
- $CR_i$ : Valor de la UC  $i$ , definido.
- $PU_i$ : Fracción del costo de la UC  $i$  que es reconocida mediante cargos por uso.
- $RPP_i$ : Fracción que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, el cual a su vez fue modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.

Las obligaciones de OR son:

- a. Realizar el reporte anual de las unidades constructivas de los proyectos.
- b. Incluir en el sistema de información geográfica los proyectos puestos en operación y como mínimo con las características técnicas de capacidad instalada en paneles solares y puntos de suplencia con la red eléctrica. La georreferenciación de la infraestructura deberá incluir la totalidad de los nodos FV y las redes de nivel de tensión 1.
- c. La información georreferenciada se debe mantener actualizada.
- d. En caso que el OR no reporte la información de los proyectos en operación no podrá solicitar la remuneración de nuevos proyectos.

### **Cálculo del incremento tarifario**

Para establecer los proyectos de expansión de cobertura que se incluirán en el cargo que remunera la actividad de distribución de energía eléctrica, la CREG priorizará los proyectos presentados por los OR de acuerdo con los criterios que señale MME e incluirá en la variable  $IAEC_{j,n,l,t}$  los proyectos priorizados sin que se supere el valor del máximo incremento tarifario establecido. El valor total de los proyectos de expansión de cobertura aprobados se calculará por la ecuación (11).

$$IAEC_{j,n,l,t} = \sum_{p=1}^{PEC_{j,n,l,t}} IEXC_{p,j,n,l,t} \quad (11)$$

- $IAEC_{j,n,l,t}$ : Inversión aprobada en proyectos de expansión de cobertura del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría de activos  $l$  para el año  $t$ .
- $IEXC_{p,j,n,l,t}$ : Valor del proyecto de expansión  $p$  del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría  $l$  para el año  $t$ .
- $PEC_{j,n,l,t}$ : Número de proyectos aprobados al OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría de activos  $l$  durante el año  $t$ . Solamente se incluyen los proyectos priorizados que no implican superar el máximo incremento tarifario establecido por el MME. No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

El valor total de los proyectos de expansión de cobertura puestos en operación se calcula con la ecuación (12).

$$IREC_{j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCPR_{j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i) \quad (12)$$

- $IREC_{j,n,l,t}$ : Inversión en activos puestos en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría de activos  $l$  para el año  $t$ .
- $UCPR_{p,j,n,l,t}$ : Número de UC puestas en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  en la categoría de activos  $l$  durante el año  $t$ . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
- $FTR_i$ : Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de la unidad constructiva  $i$ . Para los niveles de tensión 1 y 2 corresponde a 1,08, mientras que para los niveles de tensión 3 y 4 es 1.
- $CR_i$ : Valor de la UC  $i$ , definido.

- PU<sub>i</sub>*: Fracción del costo de la UC *i* que es reconocida mediante cargos por uso.
- RPP<sub>i</sub>*: Fracción que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, el cual a su vez fue modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.

## IV. Evaluación y Análisis de Resultados

En este capítulo se analizan los aspectos de factibilidad ambiental, técnica y económica. Finalmente se presentan el análisis de resultados.

### 4.1. Evaluación Ambiental

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y no producen gases contaminantes. Generalmente la energía producida se consume en el ámbito local y no es necesario la creación de infraestructuras de transporte energético. Los impactos para este tipo de proyectos pueden ser clasificada en positivos o negativos en las fases de construcción y operación [33]. Los Impactos positivos en fase de construcción son:

1. La energía solar es un recurso renovable, no consume combustibles fósiles.
2. Se suprimen los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión que incide beneficiosamente en la atmósfera, el suelo, el agua, la vegetación, la fauna, entre otros.
3. No produce emisiones atmosféricas contaminantes.
4. No produce residuos líquidos.
5. No consumen agua
6. Producen muchos menos residuos que otras fuentes de energía.
7. Generan empleo en la fase de diseño y construcción.

Los impactos negativos en fase de construcción son:

1. Destrucción de la vegetación por las obras, pistas de acceso y tendido eléctrico
2. Desaparición de especies o comunidades animales en la zona por degradación o destrucción de su hábitat.
3. Afección a elementos patrimoniales: yacimientos arqueológicos, etc.
4. Pérdida de zonas de interés paisajístico.
5. Necesidad de industrias extractivas para la obtención de las materias primas utilizadas en la fabricación de los paneles.



6. El proceso de fabricación del silicio es una actividad industrial que sí puede generar ciertos impactos en su entorno [34].
7. Ocupación de suelo.

Los impactos negativos en fase de operación

1. En el caso de las instalaciones aisladas de la red con baterías. Estas baterías al finalizar su ciclo de vida son un residuo peligroso que debe ser gestionado adecuadamente y entregado a establecimientos dedicados al tratamiento de las mismas.

#### 4.1.1 Análisis de Impacto Ambiental

El análisis de los impactos ambientales de un proyecto se utiliza para realizar la verificación y la clasificación de los elementos que componen dichos impactos. De este modo se vuelve posible predecir, identificar y evaluar los cambios ambientales causados por la ejecución del proyecto, permitiendo su correcta mitigación, compensación y monitoreo.

En Colombia, el procedimiento para la obtención de una licencia ambiental de un proyecto se rigen de acuerdo con el Decreto 2041 de 2014 [35], en los artículos 8° y 9° se especifica para cada tipo de proyecto obra y actividad, la autoridad ambiental competente, define el tipo de documentación a presentar.

Los proyectos del sector eléctrico sujetos a Licencia Ambiental se relacionan en la tabla 20.

<b>Competencia de la Autoridad de licencias Ambientales (ANLA)</b>	a) La construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a 100 MW.
	b) Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual 100 MW.
	c) El tendido de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), compuesto por el conjunto de líneas con sus correspondientes subestaciones que se proyecte operen a tensiones iguales o superiores a doscientos veinte 220 kV.

	d) Los proyectos para la generación de energía nuclear.
<b>Competencia de las Corporaciones Autónomas Regionales</b>	e) La construcción y operación de centrales generadoras con una capacidad mayor o igual a 10 MW y menor de 100 MW, diferentes a las centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico.
	f) El tendido de líneas del Sistema de Transmisión Regional conformado por el conjunto de líneas con sus módulos de conexión y/o subestaciones, que operan a tensiones entre 50 kV y menores de 220 kV.
	g) La construcción y operación de centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico con una capacidad menor a 100 MW; exceptuando las pequeñas hidroeléctricas destinadas a operar en Zonas No Interconectadas (ZNI) y cuya capacidad sea igual o menor a diez 10 MW.
	h) Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada de igual o mayor a 10 MW y menor de 100 MW.

**Tabla 19. Proyectos del sector eléctrico sujetos a Licencia Ambiental**

Los proyectos que requieran explotación y uso de fuentes alternativas como los sistemas fotovoltaicos para instalaciones inferiores a 1 MW no requieren Licencia Ambiental para su desarrollo. El Impacto Ambiental es uno de los factores más relevantes y determinantes en la factibilidad de un proyecto, un análisis de riesgos ambientales errado puede llevar a materializar riesgos bióticos, abióticos, económicos, sociales en el proyecto sin que se haya realizado planes de manejo o atenuación; sin embargo, es importante tener en cuenta que el no requerir licencia ambiental en un proyecto, no indica que no se deba realizar una Evaluación de Impacto Ambiental con el fin de evidenciar los impactos y riesgos, y así elaborar los planes de manejo que mitiguen o reduzcan el impacto.

#### **4.1.2 Evaluación de Impacto ambiental (EIA)**

La instalación y uso de FNCE tienen asociados unos impactos ambientales, sociales y económicos que se deben evaluar con el fin de tomar decisiones tales como el lugar de ubicación del proyecto y el tamaño de la instalación. Se deben evaluar todos los posibles impactos en las tres fases principales del proyecto; construcción, operación y desmantelamiento permitiendo diseñar e implementar el Plan de Manejo Ambiental y

Programas de Monitoreo que garanticen la ejecución de medidas de control y seguimiento para la protección y conservación del entorno.

El análisis de los impactos potenciales involucra un conocimiento previo de la zona que se trabajó con imágenes fotográficas obtenidas por cuadrillas técnicas de la zona para cada uno de los escenarios planteados en el capítulo 3. Para determinar y analizar los impactos potenciales en cada actividad indicada en cada una de las fases anteriormente se realiza una Matriz de Leopold [36] como se muestra en la tabla 21.

MEDIO	COMPONENTE AMBIENTAL	FACTOR AMBIENTAL
FÍSICO	GEOFORMA	Geología
		Morfología
		Morfodinámica
		Morfoestructuras
	PAISAJE	Visibilidad
		Estructura
		Fisionomía
		Diversidad de unidades
		Estética característica
	SUELO	Uso
		Textura
		Estructura
		Fertilidad
		Nivel freático
	AGUA	Hidromorfología
		Caudales
		Volumen de agua
		Calidad físico-química
		Calidad bacteriológica
		Aguas subterráneas: Volumen de agua
		Aguas subterráneas: calidad físico-química
		Patrones de drenaje
		Régimen hidrológico
		Nivel freático
ATMOSFERA	Calidad del aire	
	Temperatura	
	Precipitación	
	Humedad	

		Vientos
		Radiación
		Clima y microclimas
		Ruido
<b>BIÓTICO</b>	<b>FLORA</b>	Coberturas vegetales
		Composición vegetal
		Distribución de Flora
		Diversidad vegetal
	<b>FAUNA</b>	Diversidad fauna
		Cadenas alimenticias
		Habitad
		Población
		Hidrofauna
<b>SOCIAL</b>	<b>COMUNIDAD</b>	Población
		Migraciones
		Ocupación del territorio
		Grupos humanos
		Valores ciudadanos
		Participación ciudadana
		Bienestar social
	<b>INFRAESTRUCTURA</b>	Trasporte
		Salud
		Educación
		Servicios sociales
		Servicios públicos
	<b>CULTURA</b>	Valores y prácticas culturales
		Uso y manejo del entorno
		Marco normativo
		Arqueología
	<b>ECONOMÍA</b>	Estructura de la propiedad
		Sistemas productivos
		Sistemas extractivos
		Tecnificación
		Mercados y comercio
		Empleo

**Tabla 20. Factores de revisión de Matriz de Leopold**

Las actividades a evaluar en las tres fases establecidas son las establecidas en la tabla 22.

<b>CONSTRUCCIÓN</b>	A1	TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS
	A2	NIVELACIÓN Y LIMPIEZA DE TERRENO
	A3	OBRAS DE MOVIMIENTO DE SUELOS Y VEGETACIÓN
	A4	INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES
	A5	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS
<b>OPERACIÓN</b>	A6	PRESENCIA FÍSICA DE PANELES
	A7	MANTENIMIENTO
	A8	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS
<b>DESMANTELAMIENTO</b>	A9	DESMONTAJE DE PANELES Y ESTRUCTURA
	A10	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS

**Tabla 21. Actividades de EIA**

En la tabla 23 se determinan los impactos que pueden ser factores de riesgo en las fases de construcción, operación y desmantelamiento. Estas 10 actividades están identificadas de acuerdo a la metodología de Leopold. Posteriormente de la identificación de los impactos, se realiza una valoración del impacto utilizando la metodología propuesta por Conesa Fernández-Vítora [37]. En ella se contemplan:

1. Naturaleza del impacto (CI): Se refiere al efecto beneficioso (+) o perjudicial (-) de las diferentes acciones que van a incidir sobre los factores considerados.
2. Intensidad del impacto (I): Representa la cuantía o el grado de incidencia de la acción sobre el factor en el ámbito específico en que actúa.
3. Extensión del impacto (EX): Se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del proyecto.
4. Sinergia (SI): Este criterio contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples, pudiéndose generar efectos sucesivos y relacionados que acentúan las consecuencias del impacto analizado.
5. Persistencia (PE): Refleja el tiempo que permanecería el efecto desde su aparición.
6. Efecto (EF): Se interpreta como la forma de manifestación del efecto sobre un factor como consecuencia de una acción o expresa la relación causa – efecto.
7. Momento del impacto (MO): Alude al tiempo que transcurre entre la acción y el comienzo del efecto sobre el factor ambiental.

8. Acumulación (AC): Este criterio da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera.
9. Probabilidad (MC): Se refiere a la posibilidad de reconstrucción total o parcial del factor afectado como consecuencia del proyecto.
10. Reversibilidad (RV): Se refiere al efecto en el que la alteración puede ser asimilada por el entorno (de forma medible a corto, mediano o largo plazo) debido al funcionamiento de los procesos naturales. Es decir, la posibilidad de retornar por medios naturales a las condiciones iniciales previas a la acción.
11. Periodicidad (PR): Se refiere a la regularidad de manifestación del efecto.

NATURALEZA		ACUMULACION		MOMENTO	
Positivo	+	Simple	1	Largo Plazo	1
Negativo	-	Acumulativo	4	Largo Plazo Critico	5
				Medio Plazo	2
				Medio Plazo Critico	6
				Inmediato	4
				Inmediato Critico	8
INTENSIDAD		PERSISTENCIA		EFECTO	
Baja	1	Fugaz	1	Indirecto	1
Media	2	Temporal	2	Directo	4
Alta	4	Permanente	4		
Muy Alta	8				
Total	12				
EXTENSION		REVERSIBILIDAD		PROBABILIDAD	
Puntual	1	A corto Plazo	1	Nulo	0
Parcial	2	Medio Plazo	2	Segura	1
Extenso	4	Irreversible	4		
Puntual critico	5				
Parcial critico	6				
Extenso critico	8				
Total	8				
Total critico	12				
		SINERGIA		PERIODICIDAD	
		Sin Sinergismo	1	Irregular o discontinuo	1
		Sinérgico	2	Periódico	2
		Muy Sinérgico	4	Continuo	4

Tabla 22 Impactos de acuerdo a la metodología de Leopold.

La valoración cuantitativa del impacto que es la importancia del efecto (IM), se obtiene a partir de la valoración cuantitativa de los criterios por medio de la ecuación (13).

$$IM = \pm [ 3(I) + 2(EX) + SI + PE + EF + MO + AC + MC + RV + PR ] \quad (13)$$

Una vez obtenida la valoración cuantitativa de la importancia del efecto se realiza la clasificación del impacto como se observa en la tabla 24, partiendo del análisis del rango de la variación que permite generar una matriz de valoración de impacto como se muestra en la tabla 25.

Relevancia del Impacto	Valor Total
Irrelevantes	<25
Moderados	25 >= X < 50
Severos	50 >= X < 75
Críticos	>= 75

Tabla 23. Valores de impacto

El análisis de impacto para cada escenario de acuerdo a la metodología Conesa se consolida en la tabla 24 donde se puede observar que la totalidad de impactos considerados tienen un resultado cuantificado de impactos irrelevantes de al menos 25 impactos[38]. Los resultados de la evaluación de los impactos se muestran en la tabla 26.

AMBIENTE				ACTIVIDADES									
				CONSTRUCCIÓN					OPERACIÓN			DESMANTELAMIENTO	
N°	MEDIO	COMPONENTE AMBIENTAL	FACTOR AMBIENTAL	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
				TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS	NIVELACIÓN Y LIMPIEZA DE TERRRENO	OBRAS DE MOVIMIENTO DE SUELOS Y VEGETACIÓN	INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS	PRESENCIA FÍSICA DE PANELES	MANTENIMIENTO	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS	DESMONTAJE DE PANELES Y ESTRUCTURA	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS
1	FÍSICO	PAISAJE	Visibilidad		X				X			X	
2	FÍSICO	PAISAJE	Estética característica		X								
3	FÍSICO	SUELO	Uso		X	X						X	
4	FÍSICO	ATMOSFERA	Temperatura				X						
5	FÍSICO	ATMOSFERA	Radiación						X				
6	BIÓTICO	FLORA	Coberturas vegetales			X							
7	SOCIAL	COMUNIDAD	Ocupación del territorio	X			X					X	X
8	SOCIAL	COMUNIDAD	Valores ciudadanos							X			X
9	SOCIAL	COMUNIDAD	Bienestar social				X			X			
10	SOCIAL	INFRAESTRUCTURA	Servicios públicos				X			X			
11	SOCIAL	ECONOMÍA	Tecnificación				X	X	X	X	X		

Tabla 24. Matriz de identificación de impactos



FASE	DESCRIPCIÓN	IMPORTANCIA DEL EFECTO						
		+ / -	ESCENARIO 1	CLASIFICACIÓN	ESCENARIO 2	CLASIFICACIÓN	ESCENARIO 3	CLASIFICACIÓN
C	Disminución de la calidad del aire por contaminación con material particulado	-	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante	-14	Irrelevante
	Contaminación sonora debido al uso de la maquinaria	-	-15	Irrelevante	-15	Irrelevante	-15	Irrelevante
	Riesgo de erosión de suelos descubiertos durante la limpieza del terreno y nivelación	-	-19	Irrelevante	-19	Irrelevante	-22	Irrelevante
	Riesgo de contaminación de suelos por volcado de combustibles y lubricantes y por residuos de obra	-	-21	Irrelevante	-21	Irrelevante	-23	Irrelevante
	Pérdida de hábitat o especies. Modificación del paisaje debido a remoción de vegetación	-	-14	Irrelevante	-14	Irrelevante	-14	Irrelevante
	Generación de empleo durante la realización de obras	+	13	Irrelevante	13	Irrelevante	19	Irrelevante
	Afectación del patrimonio arqueológico	-	-19	Irrelevante	-19	Irrelevante	-19	Irrelevante
O	Contaminación del suelo por una mala gestión del mantenimiento	-	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante	-19	Irrelevante
	Cambio de uso de suelo	-	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante	-22	Irrelevante
	Generación de accidentes por reflejo de luces de vehículos en paneles	-	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante	-22	Irrelevante

	Mejoras en la actividad económica	+	17	Irrelevante	17	Irrelevante	19	Irrelevante
D	Aumento de la tasa de empleo	+	14	Irrelevante	14	Irrelevante	17	Irrelevante
	Generación de desempleo	-	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante	-13	Irrelevante
	Modificación del paisaje	-	-15	Irrelevante	-15	Irrelevante	-22	Irrelevante
	Contaminación del suelo por los residuos del desmonte	-	-14	Irrelevante	-14	Irrelevante	-14	Irrelevante

**Tabla 25. Resultado de valoración de impactos**

## 4.2. Factibilidad Técnica

La factibilidad técnica del proyecto busca la evaluación de los recursos disponibles a partir de la transformación de una situación actual en una mejor situación en el futuro.

### 4.2.1 Dimensionamiento de la demanda de energía

El dimensionamiento de la carga se puede realizar con el registro de interrupciones y la demanda promedio del punto a instalar la solución para calcular la energía dejada de suministrar (EDS) y obtener una capacidad de almacenamiento adecuado a las condiciones de indisponibilidad que aplica a los escenarios 2 y 3: También se puede calcular si se cuenta con un cuadro de cargas de la instalación.

El dimensionamiento del proyecto se realiza de acuerdo con los lineamientos del documento Diseño técnico y selección de equipos sistema solar fotovoltaico DC para zonas no interconectadas elaborado por Smart Green Colombia [39]. Para determinar la demanda de energía se considerarán los siguientes equipos eléctricos en DC que en promedio consumen 1431 W-h/día. Este consumo se tomará como base para los escenarios 2 y 3 y para dimensionar Módulos Fotovoltaicos y Baterías en el escenario 1 como se muestra en las tablas 27, 28 y 29 considerando una Irradiación promedio de la zona de 4.5 kWh/m<sup>2</sup>-día.

ESCENARIO 1						
EQUIPO	CANTIDAD	TENSIÓN [V]	CONSUMO [W]	HORAS USO [Día]	CONSUMO TOTAL [Wh/día]	CONSUMO MES [Wh/mes]
Bombillas LED	4	12/24	5	4	80	2400
Nevera 200-230 [lt]	1	24	37	24	888	26640
Televisor 18"-25"	1	24	100	3	300	9000
Purificador de agua	1	12	10	1,25	12,5	375
Cargador Celular USB	1	12	10	3	15	450
Radio	1	12	10	4	40	1200
<b>TOTAL</b>			<b>P<sub>Nac</sub>= 172 W</b>		<b>Energía<sub>T</sub> = 1,33</b>	<b>40 [kWh/mes]</b>

					[kWh/día]	
--	--	--	--	--	-----------	--

Tabla 26. Cuadro de cargas escenario 1

ESCENARIO 2						
EQUIPO	CANTIDAD	TENSIÓN [V]	CONSUMO [W]	HORAS USO [Día]	CONSUMO TOTAL [Wh*día]	CONSUMO MES [Wh/mes]
Bombillas	4	120 AC	5	4	80	2400
Nevera	1	120 AC	130	24	3120	93600
Televisor 18"-25"	1	120 AC	125	4	500	15000
Purificador de agua	1	120 AC	10	1,25	12,5	375
Cargador Celular USB	1	120 AC	10	3	30	900
Radio	1	120 AC	11	4	44	1320
<b>TOTAL</b>			<b>P<sub>Nac</sub>= 291 W</b>		<b>EnergíaT = 3,78 [kWh/día]</b>	<b>113,6 [kWh/mes]</b>

Tabla 27. Cuadro de cargas escenario 2

ESCENARIO 3						
EQUIPO	CANTIDAD	TENSIÓN [V]	CONSUMO [W]	HORAS USO [Día]	CONSUMO TOTAL [Wh*día]	CONSUMO MES [Wh/mes]
Bombillas	16	120 AC	5	4	320	9600
Nevera	4	120 AC	130	24	12480	374400
Televisor 18"-25"	4	120 AC	125	4	2000	60000
Purificador de agua	4	120 AC	10	1,25	50	1500
Cargador Celular USB	4	120 AC	10	3	120	3600
Radio	4	120 AC	11	4	176	5280
<b>TOTAL</b>			<b>P<sub>Nac</sub>= 291 W</b>		<b>EnergíaT = 15,15 [kWh/día]</b>	<b>454 [kWh/mes]</b>

Tabla 28. Cuadro de cargas escenario 3

De acuerdo con la tabla 8 la Irradiación promedio de la zona es 4.5 kWh/m<sup>2</sup> – día

#### 4.2.2 Dimensionamiento de Módulos Fotovoltaicos

El tamaño del generador FV se determina en base al consumo para cubrir la demanda mensual y anual. La ecuación (14) determina la Potencia Instalada del Generador  $P_g$  y poder determinar la cantidad de módulos necesarios en la instalación. Esta fórmula es empleada para sistemas fotovoltaicos que emplean reguladores de carga seguidores del punto de máxima potencia (MPPT).

El seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking) es un sistema electrónico que gestiona los módulos fotovoltaicos que permite extraer la máxima potencia. El MPPT no es un seguidor solar, es un sistema electrónico que modifica el punto eléctrico de operación de los paneles y permite que el panel entregue la máxima potencia extraíble.

$$P_g = \frac{(W/n_{inv}) * G_{cem}}{G(\alpha, \beta) * PR} \quad (14)$$

Donde:

$W$  = Consumo de energía diario en Wh

$n_{inv}$  = Eficiencia del inversor

$G_{cem}$  = Irradiancia en condiciones estandar ( $1 \frac{kWh}{m^2}$ )

$G(\alpha, \beta)$  = Menor promedio mensual de radiación global diaria en  $\frac{kWh}{m^2}$  o HSP

$PR$  = Índice de rendimiento energético de la instalación (performance ratio)

El índice de rendimiento PR permite dimensionar el sistema fotovoltaico de modo que se compense la reducción de la capacidad de generación debido a pérdidas por inadecuado control de calidad en la fabricación de los módulos, efectos de temperatura, polvo, malas

conexiones, suciedad, pérdidas en baterías, cableado, rendimiento del regulador de carga, entre otros. Este valor de PR generalmente se estima entre 0.8 y 0.9 y para el proyecto se toma 0.85.

$$W = 1335 \text{ W/h}$$

$$n_{inv} = 1$$

$$G_{cem} = 1 \frac{kWh}{m^2}$$

$$G(\alpha, \beta) = 4 \frac{kWh}{m^2}$$

$$PR = 0.85$$

$$P_g = \frac{\left(\frac{1335}{1}\right) * 1}{4 * 0.85} = 393 \text{ Wp} \quad (15)$$

La fórmula 15 muestra que la potencia a instalar  $P_g$  debe ser mínimo 393 Wp para que el generador pueda suministrar 1335 Wh/día requeridos por los equipos eléctricos según el cuadro de cargas del escenario 1. Para determinar el número de módulos es necesario elegir el modulo fotovoltaico de los modelos con diversas características constructivas.

### 1. Paneles Monocristalinos y Policristalinos

Los paneles que están en el mercado son Paneles solares Monocristalinos, Policristalinos, Amorfos, de sulfuro de Cadmio y sulfuro de cobre, de arsénico de galio y bifaciales, aunque los más utilizados son los dos primeros.

La diferencia básica de los paneles está en el procedimiento de fabricación. Las células de silicio Monocristalinos se obtienen a partir una sola estructura cristalina mientras que en las células Policristalinos la pasta de silicio se deja solidificar lentamente sobre un molde y se obtiene un sólido formado por pequeños cristales de silicio. El rendimiento teórico de los monocristalinos es ligeramente mayor, alrededor de 20% a 24% mientras que el policristalino es de 12% a 14% [15].

## 2. Número de células y Tensión

Para instalaciones solares aisladas con baterías, los paneles son de 36 células (12 V) o 72 células (24V). Si el módulo se utilizar en una pequeña instalación aislada que alimenta a una batería monoblock se requieren paneles de 12V, mientras que si la instalación es más grande y tiene un sistema de acumulación mayor (dos baterías monoblock) necesitaremos paneles de 24V.

## 3. Potencia de salida

La potencia **teórica** de salida del módulo solar es una potencia que ha sido medido en condiciones de medición estándar (STC) a 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiación y 25°C de temperatura de la célula.

## 4. Tolerancia

Debido al proceso de fabricación y a los diferentes componentes que forman un panel solar, la potencia de salida puede variar sensiblemente respecto a la indicada en la hoja de características técnicas. La mayoría de los fabricantes importantes ofrecen paneles con tolerancia positiva 0/+5%

## 5. Eficiencia

La eficiencia de una célula solar es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico. Este término se calcula usando la relación del punto de potencia máxima,  $P_m$ , dividido entre la luz que llega a la celda, irradiación ( $E$ , en W/m<sup>2</sup>), bajo condiciones estándar (STC) y el área superficial de la célula solar ( $A_c$  en m<sup>2</sup>) como es muestra en la ecuación (16).

$$\eta = \frac{P_m}{E \times A_c} \quad (16)$$

La STC especifica una temperatura de 25 °C y una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> con una masa de aire espectral de 1,5 (AM 1,5). Esto corresponde a la irradiación y espectro de la luz solar incidente en un día claro sobre una superficie solar inclinada con respecto al sol con un ángulo de 41,81° sobre la horizontal.

Esta condición representa, aproximadamente, la posición del sol de mediodía con una superficie orientada directamente al sol. De esta manera, bajo estas condiciones una célula solar típica de 230 cm<sup>2</sup> (6 pulgadas de ancho), y de una eficiencia del 16 %, aproximadamente, se espera que pueda llegar a producir una potencia de 4,4 W.

## 6. Temperatura

La temperatura de operación nominal de la célula (NOCT) es la temperatura que alcanzan las células del módulo en condiciones de operación normales, principalmente a 20°C de temperatura ambiente e irradiancia de 800W/m<sup>2</sup>. NOCT tiene una relación directa con la temperatura que alcanzan las células a una temperatura ambiente determinada, y que cuanto menor es la temperatura del módulo mejor trabajará y tiene más potencia entregará. Por lo tanto, cuanto menor sea la NOCT del módulo mayor serán las condiciones de eficiencia.

Existe también el coeficiente de temperatura de potencia el cual indica la pérdida porcentual de potencia de salida del panel por cada grado por encima de los 25°C que aumenta la temperatura de las células del módulo [40]. Teniendo estos aspectos se selecciona el módulo fotovoltaico solar Yingli Solar de 240 Wp como es muestra en la tabla 30.

### Características Módulo Fotovoltaico solar Yingli Solar de 240 Wp

Potencia instalada generador (Wp) por regulador	480
---	-----



<b>Potencia módulos usados (Wp)</b>	240
<b>Numero de módulos por regulador</b>	2
<b>Módulos en serie por regulador</b>	2
<b>módulos en paralelo por regulador</b>	1
<b>Tensión circuito abierto generador (V) a 25º centígrados</b>	75
<b>Intensidad de cortocircuito generador (A) a 25º centígrados</b>	8,75
<b>Tensión máxima generador (V) a 25º centígrados</b>	58,6
<b>Corriente máxima generador (A) a 25º centígrados</b>	8,18
<b>Tensión de circuito abierto (V) a 10º centígrados</b>	76,2
<b>Tensión máxima generador (V) a 50º centígrados</b>	56,6
<b>Tensión máxima generador (V) a 10º centígrados</b>	59,8
<b>Corriente de cortocircuito (A) a 50º centígrados</b>	8,8423

Tabla 29. Características panel solar seleccionado.

## 7. Numero de Módulos

El número de módulos se halla con la ecuación 17 y 18.

$$Cantidad\ modulos = \frac{P_g}{P_s} \quad (17)$$

$$Cantidad\ modulos = \frac{393\ W_p}{240\ W_p} = 1.63 \quad (18)$$

En conclusión, el generador fotovoltaico estará conformado por 2 módulos solares fotovoltaicos policristalinos Yingli Solar de 240 Wp, de modo que se tiene una potencia total de 480 Wp. La ficha técnica del módulo solar se encuentra en los anexos.

### 4.2.3 Dimensionamiento de Baterías

Para el dimensionamiento de las baterías existen dos criterios relevantes, la autonomía y la profundidad de descarga.

El criterio básico para calcular la capacidad del sistema de acumulación es que tiene que garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número

de días de autonomía fijados con anterioridad. Para los sistemas propuestos en este proyecto se proponen 2 días de autonomía.

La profundidad de descarga máxima de la batería es un factor considerable porque si la batería sufre descargas profundas pierde vida útil. Para aplicaciones domesticas se recomienda una profundidad de descarga de 70% para el diseño y se deben tener en cuenta las limitaciones del fabricante al respecto. Establecer 70% como profundidad de descarga máxima quiere decir que al final de los días de autonomía, la batería no se descarga por debajo de ese valor. Para el presente proyecto se establece un porcentaje de descarga de 60%.

$$W = 1335 \text{ Wh/día}$$

$$A = \text{Días de autonomia} = 2$$

$$Q_n = \text{Tensión de operación} = 24 \text{ VDC}$$

$$P_d = \text{Profundidad de descarga} = 0.6$$

$$n_{inv} = 1$$

$$n_{rv} = \text{eficiencia de la batería y regulador en conjunto} = 0.9$$

El consumo medio diario se calcula en la ecuación (19).

$$Q_d = \frac{W}{U_n} \tag{19}$$

Donde,

$$Q_d = \text{Consumo medio diario } A_h/\text{día}$$

$$U_n = \text{Tension nominal del sistema de acumulación}$$

$$f_s = \text{Factor de seguridad} = 10\%$$

$$Q_d = \frac{1335 \text{ Wh/día}}{24 \text{ VDC}} = 55.62 \text{ Ah/día} \tag{20}$$

La capacidad total del sistema de acumulación se calcula con las ecuaciones (21) y (22).

$$C_n = Q_d \times A / P_d \times n_{inv} \times n_{rb} \quad (21)$$

Donde,

$C_n$  = Capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas [Ah]

$$C_n = 55.62 \frac{Ah}{día} \times 2 \text{ días} / (0.6 \times 1 \times 0.9) = 206 Ah \quad (22)$$

La categoría de la batería está relacionada con la intensidad máxima de diseño que es capaz de dar. C10 indica 10 horas de descarga, C20 son 20 horas de descarga.

Una batería de 100Ah categoría C10, significa que por su diseño puede dar sin deteriorarse 10A durante 10 horas. Si fuera de 100Ah y su categoría fuera C20, entonces por su diseño es capaz de dar tan sólo 5A. Eso sí, durante 20 horas ya que su capacidad energética es la misma que la anterior batería. Si usamos baterías con “C” bajo en una instalación solar o aún “C” alto en una instalación de alta intensidad, las baterías se deterioran pronto.

El número de baterías conectadas en serie se calcula como el cociente entre el voltaje nominal de la instalación y el voltaje nominal de las baterías. La batería escogida tiene una tensión nominal de 12 V y se puede calcular en la ecuación (23).

$$N_{BS} = V_N / V_{nBAT} \quad (23)$$

Donde,

$N_{BS}$  = Numero de baterias conectadas en serie

$V_N$  = Tensión nominal del sistema

$V_{nBAT}$  = Tensión de la batería

$$N_{BS} = 24 VDC / 12VDC$$

Se selecciona un banco de baterías de 255 Ah a C20 a 24 VDC, conformado por 2 baterías de 255 Ah a C20 y 12 VDC conectadas en serie.

#### 4.2.4 Dimensionamiento de Regulador

La corriente del Regulador  $I_{REG}$  se calcula por medio de la corriente total entregada por el arreglo de paneles fotovoltaicos y la ecuación (24).

$$I_{GEN} = I_{MAX} \times N_p \quad (24)$$

Donde,

$I_{GEN}$  = Corriente total entregada por el arreglo de paneles fotovoltaicos [A]

$I_{MAX}$  = Corriente en el punto de max potencia  $I_{sc}$  [A]

$N_p$  = Número de paneles

$$I_{GEN} = 17.6 A$$

La corriente nominal del regulador  $I_R$  se halla sobredimensionando la corriente total del arreglo de paneles fotovoltaicos con factor de seguridad del 25% para obtener la corriente nominal del regulador de 22 A:

Se elige trabajar con reguladores MPPT ya que estos permiten que se conecten más módulos en serie aumentando la tensión, lo que produce disminución en la corriente y por ende en las pérdidas. También con un regulador MPPT se obtiene un 30% más de potencia que con uno de tecnología PWM.

Para este regulador de carga se debe tener en cuenta que la demanda de corriente por parte de las cargas DC conectadas a la salida DC del mismo no supere 10 A por recomendación del fabricante. Adicionalmente para cargas DC que funcionen a 12 VDC se deben incorporar convertidores DC/DC de 24 a 12 V de la corriente necesaria por la carga.

#### 4.2.5 Dimensionamiento de convertidor

Como su nombre lo indica el convertidor o inversor es un dispositivo capaz de transformar la corriente eléctrica de manera que resulte ser más apta para los usos específicos. En sistemas fotovoltaicos los convertidores más comunes son 12VCD o 24VCD a 120VCA, 60 Hz.

El uso de los equipos o electrodomésticos que se desean instalar para los usuarios de acuerdo a sus necesidades energéticas AC, varían en el momento de su uso con un factor de coincidencia 0,5 y 0,75. Así el criterio para el rango en el que debe estar la potencia del generador se determina con la siguiente fórmula [41]:

$$0.75 \sum P_{N_{AC}} \geq P_{INV} \geq 0.5 \sum P_{N_{AC}} \quad (25)$$

Donde,

$P_{INV}$  = Potencia del inversor

$P_{N_{AC}}$  = Necesidades en corriente alterna ó potencia total instalada [W]

De esta forma un valor óptimo del inversor está dado por:

$$0.75 \times 172 \text{ W} \geq P_{INV} \geq 0.5 \times 172 \text{ W} \quad (26)$$

$$129 \text{ W} \geq P_{INV} \geq 86 \text{ W} \quad (27)$$

Con el anterior cálculo se estima que un valor entre 86 W y 129 W es un rango óptimo para el inversor. Teniendo en cuenta este criterio se selecciona el inversor Inversor/cargador Multiplus Victron Energy 130 VA a 120 V el cual se puede revisar en detalle en los anexos.

De acuerdo con los cálculos anteriores a continuación se presenta tablas resumen de las características de los equipos usa dos en cada escenario del proyecto.

ESCENARIO 1			
Descripción	Características	Cantidad	Marca

Panel Solar	240 Wp - $\eta = 16,2\%$ - Policristalino	2	Yingli Solar
Batería	255 Ah - C20 - 24 VDC	2	Victron Energy
Regulador	22 A 24 VDC Outback	1	Victron Energy

**Tabla 30. Equipos necesarios escenario 1**

<b>ESCENARIO 2</b>			
Descripción	Características	Cantidad	Marca
Panel Solar	240 Wp - $\eta = 16,2\%$ - Policristalino	2	Yingli Solar
Batería	255 Ah - C20 - 24 VDC	2	Victron Energy
Regulador	22 A 24 VDC Outback	1	Victron Energy
Inversor	180 W - 24 VDC - Onda Seno 120 VAC	1	Victron Energy
Protección diferencial	Automático tetrapolar NS250N 60 A	1	Merlin Gerin
Medidor Bidireccional	Bidireccional	1	Merlin Gerin

**Tabla 31. Equipos necesarios escenario 2**

<b>ESCENARIO 3</b>			
Descripción	Características	Cantidad	Marca
Panel Solar	240 Wp - $\eta = 16,2\%$ - Policristalino	10	Yingli Solar
Batería	255 Ah - C20 - 24 VDC	8	Victron Energy
Regulador	22 A 24 VDC Outback	2	Victron Energy
Inversor	1500 W - 24 VDC - Onda Seno 120 VAC	1	Victron Energy
Protección diferencial	Automático tetrapolar NS250N 250 A	1	Merlin Gerin
Medidor Bidireccional	Bidireccional	1	Merlin Gerin
Conmutador de transferencia	120 VAC (+-10%) - 24 VDC	1	Victron Energy

**Tabla 32. Equipos necesarios escenario 3**

#### 4.2.6 Tablero General de Conexiones

El tablero general representa el punto de acople común (PCC) donde se realiza la conexión en paralelo entre el sistema fotovoltaico a la red, las protecciones de corriente y

los medidores de energía. Según la norma NTC 2050, la capacidad de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobre corriente en el punto en que estará ubicada la protección, no debe ser menor al 125 % de la corriente nominal a la salida del inversor. Si la máxima corriente de salida del inversor 3 A, es indispensable utilizar una protección de 4 A mínimo para el caso del escenario 2, para el escenario 3 la capacidad de la protección no puede ser inferior a 20A.

#### **4.2.7 Sistema de puesta a tierra**

Según la norma NTC 2050, en todas las fuentes fotovoltaicas debe haber un conductor de un sistema bifilar de más de 50 V nominales y el conductor neutro de un sistema trifilar que estén sólidamente puestos a tierra. Se debe colocar un punto de conexión de puesta a tierra lo más cercano posible de la fuente fotovoltaica, así el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por los rayos. Las estructuras metálicas de los equipos que componen el sistema también deberán estar conectados a tierra.

#### **4.2.8 Calidad de Potencia**

La calidad de la potencia en estos sistemas es de gran relevancia teniendo en cuenta que la solución analizada en este proyecto se plantea teniendo en cuenta mejorar la calidad de la continuidad del servicio y la calidad de la forma de onda. A continuación, se describen los parámetros que se deben garantizar de acuerdo a estándares internacionales.

### **Estándar IEEE 929-2000**

#### **Práctica recomendada para la interconexión eléctrica de sistemas fotovoltaicos**

##### **1. Calidad de energía**

La calidad de energía provista por el sistema Fotovoltaico (FV) para cargas AC en el sitio y para suministrarla a las instalaciones interconectadas es gobernada por prácticas y estándares dirigidos a tensiones, frecuencia y distorsión. (IEEE Std 929-2000).

## 2. Rangos de tensiones normales de operación

Los sistemas fotovoltaicos interconectados no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia la instalación. Sin embargo, el rango de operación de la tensión para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales de la instalación, no como una función de regulación de tensión. Si la inyección de corriente FV en una línea eléctrica excede la carga de la línea, se requiere entonces una acción correctiva, como equipos de regulación de tensión que normalmente no tienen capacidad sensora de corriente direccional. (IEEE Std. 929-2000).

## 3. Pequeños sistemas ( $\leq 10$ kW)

El rango de operación para estos pequeños sistemas FV es 106 – 132 V en una base de 120 V, esto es, el 88% – 110 % de la tensión nominal. Este rango resulta en puntos de caída a 105 V y 133 V. En la actualidad el punto de caída 133 V está relacionado con la tensión del punto común de conexión, el cual no es necesariamente la tensión terminal del inversor. Si la instalación del inversor esta eléctricamente cerca del punto común de conexión lo suficiente para permitir diferencias de tensiones despreciables entre el inversor y el punto de conexión, el punto de caída 133 V se aplicará en los terminales del inversor además del punto de conexión. (IEEE Std 929-2000).

## 4. Sistemas grandes y medianos

Las instalaciones pueden tener rangos específicos de operación para sistemas FV grandes y medianos y pueden requerir parámetros ajustables de tensión de operación para estos grandes sistemas. En ausencia de cada requerimiento, los principios de operación entre el 88% y el 110% se aplicarán para una tensión apropiada de operación. (IEEE Std 929-2000).

## 5. Frecuencia



La frecuencia del sistema que controla la instalación, y el sistema FV deben operar en sincronismo con la instalación. Pequeños sistemas FV deben tener una frecuencia ajustable de operación en un rango de 59.3 a 60.5 Hz. (IEEE Std 929-2000).

#### 6. Perturbaciones de frecuencia

Los puntos de prueba para determinar la operación apropiada de la frecuencia de caída deben ser 59.2 y 60.6 Hz. Cuando la frecuencia de la instalación está fuera del rango de 59.3 – 60.5 Hz, el inversor debe desconectar la instalación en cerca de 6 ciclos. (IEEE Std 929-2000).

### **Estándar IEC 61727**

#### **Características de la interconexión en el punto común de conexión compatibilidad de la instalación en Sistemas Fotovoltaicos.**

La calidad de energía provista por el sistema FV para las cargas AC en el sitio y por la energía entregada a la instalación es gobernada por prácticas y estándares en tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia. La desviación de estos estándares representa condiciones prohibidas y puede requerir que el sistema FV cense la desviación y desconecte apropiadamente la instalación.

Todos los parámetros de calidad (tensión, distorsión, frecuencia, armónicos y factor de potencia) deben ser medidos en el punto común de conexión a menos que se especifique otra cosa. (IEC 61727, 2004).

#### 1. Tensión, corriente y frecuencia

La tensión, corriente y frecuencia del sistema FV debe ser compatible con el sistema de distribución. (IEC 61727, 2004).

#### 2. Rango normal de operación

Los sistemas FV interconectados al sistema normalmente no regulan tensión, ellos inyectan corriente hacia el sistema. Por lo tanto, el rango de tensión de operación para inversores FV es seleccionado como una función de protección que responde a condiciones anormales del sistema, y no como una función de regulación del sistema. (IEC 61727, 2004).

### 3. Inyección DC

El sistema FV no debe inyectar corrientes DC mayores al 1% de la corriente nominal de salida del inversor hacia la interconexión AC del sistema bajo condiciones de operación.

(IEC 61727, 2004).

### **Ley 1623 de 2015**

Establece los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.

De acuerdo a esta ley en el artículo 2.2.3.3.2.2,3.6 se define que, para los estándares de calidad de sistemas aislados individuales, el MME establecerá los estándares de calidad mínimos que deben cumplir sistemas aislados individuales para garantizar la prestación del servicio. Los estándares incluyen la calidad del servicio y, en los casos en los que las inversiones se hagan con recursos públicos, las especificaciones técnicas mínimas de los equipos. El promedio de generación de estas soluciones será igual o menor al consumo básico subsistencia. De igual forma en el artículo 2.2.3.3.2.2,3.9 de condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica se indica que la CREG, mediante resolución, definirá indicadores y metas calidad que deben cumplir los prestadores del servicio de eléctrica en las ZNI, al igual que los incentivos para alcanzar dichas metas y reducir las pérdidas de energía, También determinará las obligaciones de dichos prestadores en relación con el reporte de información asociada a la prestación del servicio. La SSPD deberá hacer seguimiento a dichos indicadores y publicar semestralmente sus resultados.

Los parámetros anteriores determinan las condiciones que deben cumplir los sistemas FV en cuanto a los parámetros básicos de calidad de potencia. Bajo estos criterios para los escenarios 2 y 3 se hace necesario contar con equipos vigilantes como conmutadores de transferencia configurables a través de un relé el cual permita controlar y actuar ante cualquier variable de este tipo.

Teniendo en cuenta todos los aspectos técnicos requeridos para la interconexión eléctrica de sistemas Fotovoltaicos y para cumplir a cabalidad todo lo requerido por normas internacionales, se requiere un gran esfuerzo del Operador de red para estudiar en detalle las configuraciones y tecnología con el fin de evitar alteraciones de la calidad de potencia en el sistema de distribución. Los parámetros a tener en cuenta primordiales son

### **Perfiles de tensión**

El perfil de tensión debe estar dentro del parámetro que exige actualmente las resoluciones CREG 024 de 2015 y 016 de 2007 en donde se debe garantizar un  $\pm 10\% U_{nominal}$ .

### **Frecuencia**

Garantizar las variaciones dentro del sistema distribuido teniendo en cuenta que en cualquier momento el sistema se puede interconectar a la red.

### **Armónicos**

La generación de armónicos depende de la capacidad instalada del proyecto y el tipo de tecnología que tenga el convertidor DC-AC.

Todos estos aspectos dependen del tipo de tecnología empleado y el lugar donde se desarrolle el proyecto.

#### **4.2.9 Coordinación de Protecciones**

La coordinación de protecciones es un tema muy importante y de gran complejidad en un sistema de distribución. Para el estudio de esta factibilidad es de gran interés conocer los aspectos más relevantes sobre sus implicaciones en sistemas fotovoltaicos conectados con redes de distribución. Considerando la relevancia y extensión del este tema se revisó la bibliografía a nivel nacional respecto a este caso particular encontrando un trabajo de Maestría de la Universidad Nacional sede Manizales [42] en donde se trabaja en detalle las características, implicaciones, riesgos y recomendaciones sobre el tema. Considerando que el ejercicio planteado en el documento de referencia tiene similitud en cuanto al lugar de evaluación, es decir; un circuito rural, en nivel de tensión 13.2 kV cuyas fuentes fotovoltaicas están instaladas en nodos al final del circuito, se revisaran las implicaciones más relevantes y las conclusiones al respecto.

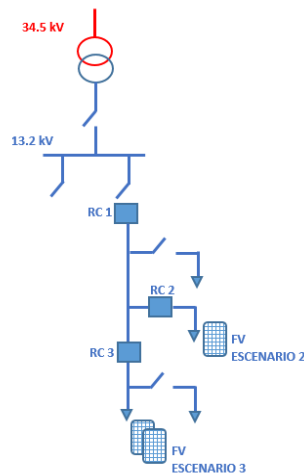
#### **Aspectos principales**

Los sistemas solares fotovoltaicos se han convertido en un tema nuevo en el sector eléctrico, en especial en la conexión a las redes de distribución y en el comportamiento de las protecciones eléctricas; puesto que las protecciones deben garantizar la continuidad del servicio en presencia de fallas, aislando el circuito y protegiendo los equipos; es por ello que la coordinación de protecciones al instalar sistemas solares fotovoltaicos en redes de distribución debe ser realizada de manera minuciosa y regirse con los parámetros eléctricos de la red de distribución, tales como corrientes de cortocircuito, valores de carga máxima y mínima y equipos de protección existentes en los circuitos.

En las redes de distribución radiales la corriente fluye en una sola dirección, de la fuente (generadores) a la carga (consumidores), sin embargo, con la generación distribuida las corrientes fluirán en direcciones indeterminadas dependiendo de la ubicación y del tamaño. La magnitud de corrientes aportadas por unidades de generación distribuida varía según su capacidad; por esta razón, la protección de sistemas de distribución se vuelve más compleja y requiere ser estudiada. El objetivo de las protecciones en los

sistemas de distribución es detectar condiciones de falla y aislar la sección fallada del sistema tan rápidamente como sea posible, mientras se restaura el funcionamiento normal al resto del sistema [43].

Las redes de distribución nivel 13,2 kV de los operadores de red en Colombia, cuenta en sus circuitos con equipos de protección tales como reconectadores, seccionadores y fusibles; dadas estas condiciones se busca determinar el comportamiento de estos equipos al instalar en la red de distribución sistemas solares fotovoltaicos, haciendo un análisis de cómo es la actuación de las protecciones en presencia de corrientes de cortocircuito en la red y especialmente en caso de falla dentro de la red eléctrica, para determinar si se requiere modernizar los equipos de protección, para seguir garantizando la calidad del servicio [42]. En la figura 26 se muestra el diagrama unifilar de la red de distribución junto a cada equipo de protección que debe ser considerado en la coordinación de protecciones. Como se ha mencionado, los escenarios 2 y 3 incorporan la conexión del sistema FV a la red como un sistema de respaldo.



**Figura 25. Diagrama unifilar de red con sistema FV.**

Teniendo en cuenta que para cada uno de los escenarios evaluados existe un equipo de protección aguas arriba con el cual se debe tener garantizada una actuación coordinada de forma que ambos sistemas actúen sin alteraciones. A continuación, se realiza una

descripción de los equipos que pueden interactuar o afecta la operación del sistema fotovoltaico cuando intente conectarse a la red o en el caso contrario la fuente de generación que ven los sistemas de protección ante una falla en la red.

### Relés

La protección de las redes de distribución se realiza a través de equipos diseñados para soportar los esfuerzos por cortocircuito y están dotados con sistemas de control sensibles a corrientes de falla y mecanismos de operación para abrir el circuito y aislar la sección a la cual están conectados. Los equipos de protección por sobrecorriente detectan una falla al medir una corriente varias veces superior a la de la línea que supervisa, poseen una característica de retardo de tiempo en función de la magnitud de la corriente de falla que detectan. Los relés de sobrecorriente pueden clasificados en tres grupos: corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso.[44]

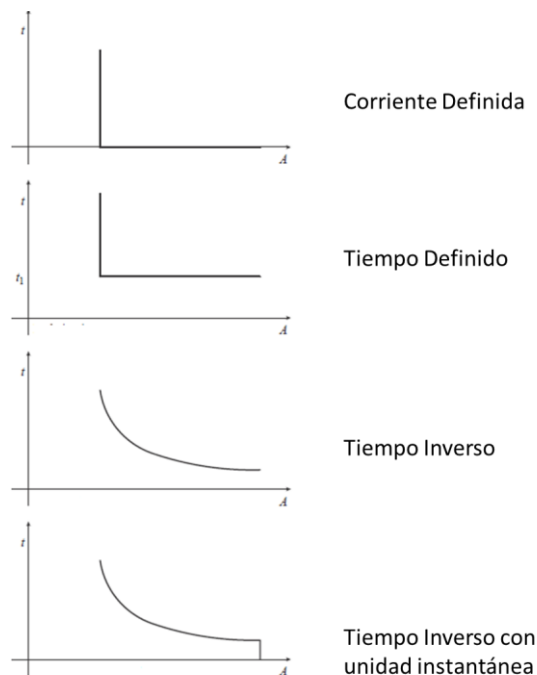


Figura 26. Característica de operación tiempo/corriente de los relés de sobrecorriente. Fuente Gers, 3rd

### Reconectador

El reconectador es un dispositivo de interrupción de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable, con opción de monitoreo y operación teledirigida, instalado preferiblemente en líneas de distribución. Este equipo, permite interrumpir el flujo en caso de detectar una condición de sobrecorriente, teniendo como característica principal la de reconectar y energizar el circuito protegido, cerrando sus contactos nuevamente, una vez transcurrido un tiempo determinado. De este modo, es capaz de eliminar fallas temporales por medio de la desenergización momentánea de la red.

En caso de que la falla siga presente, se repite la secuencia de apertura-cierre un número de veces más, tres veces como máximo, quedando en posición abierta definitivamente posterior a la cuarta operación de apertura. De esta manera, si la falla es de carácter permanente, el reconectador abre en forma definitiva, aislando la sección fallada de la alimentación del sistema.

El reconectador consta de un sistema de control que permite programar un cierto número de operaciones de apertura-cierre, pudiendo además variar el intervalo y la secuencia de operación. Entre las características de capacidad con que un reconectador posee, está la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir. Este tiempo es función del valor de los Amperes que alcanza la corriente de falla y la curva de tiempo-corriente que esté programada. Dentro de las curvas tiempo-corriente, se tienen 2 tipos de operación, curva de disparo rápido y curva de disparo retardado [42] [45].

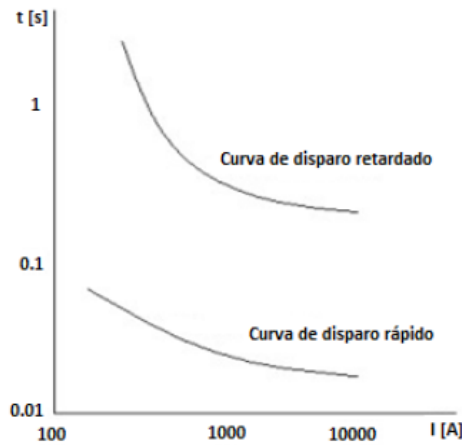


Figura 27. Tipos de curva tiempo - corriente de un reconnector

En la figura 29 se muestra la secuencia de operación del reconnector en presencia de una falla permanente. Dicha secuencia está programada para una operación rápida, seguida de dos operaciones retardadas, en donde TR son los ciclos de recierre programados al equipo para despeje de las fallas.

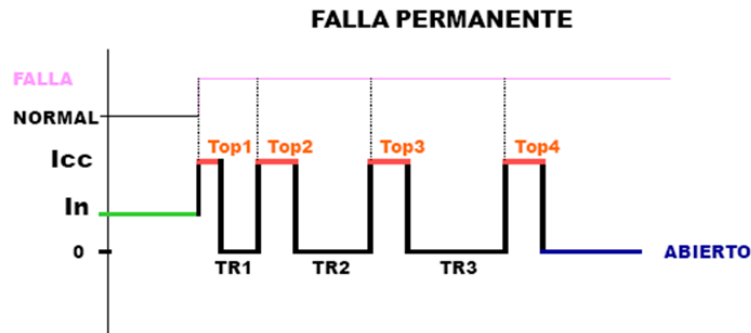


Figura 28. Secuencia de operación de un reconnector bajo falla permanente

La tarea principal del reconnector consiste en discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera, tiempo para que se despeje por medio de



sucesivas reconexiones, o bien, sea despejada por el elemento de protección más cercano a la falla, si esta falla es de carácter permanente, de este modo, sólo se aísla la sección fallada de la parte principal del sistema [46].

Los reconectores dentro del sistema de distribución se pueden ubicar de la siguiente manera:

1. En la salida de subestaciones, como dispositivo de protección del alimentador primario. En esta ubicación permite aislar al alimentador principal en caso de falla permanente.
2. En líneas de distribución a cierta distancia de la subestación. Permite segmentar alimentadores largos, previniendo la salida completa del alimentador en caso que ocurra una falla permanente cerca del final del alimentador.
3. En ramales y derivaciones importantes desde el alimentador principal. Protege al alimentador principal de posibles interrupciones y salidas debido a fallas en las derivaciones.
4. En pequeños ramales monofásicos.

### **Seccionalizador**

El seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico, que debe ser utilizado en operación conjunta con otro equipo en serie, esto se debe, a que el seccionalizador no está diseñado para interrumpir corrientes de fallas. Por lo tanto, su operación debe realizarse mientras el circuito se encuentre desenergizado por la operación previa de un interruptor o un reconector.

Dependiendo del esquema de coordinación, el seccionalizador deberá abrir durante el primero, segundo o tercer intervalo de la apertura, en el tiempo muerto de la protección de cabecera, para aislar fallas permanentes y confinarlas a pequeños tramos de la red. Este equipo no tiene curvas características de tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección [42].

### **Fusibles**

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más económico y simples que se utilizan en la protección de redes de distribución. Al mismo tiempo son uno de los más confiables, dado que pueden brindar protección un tiempo muy prolongado sin estar

sujeto a tareas de mantenimiento. El principio de funcionamiento del fusible, se basa inicialmente en la fusión de un elemento conductor; una vez iniciado el proceso de fusión, se produce el arco eléctrico dentro del fusible, siendo posteriormente apagado por diferentes mecanismos.

Las principales características de operación de un fusible son las siguientes [46]:

1. Combina el elemento sensor y de interrupción en una sola unidad.
2. Su operación depende de la magnitud y duración de la corriente que fluye a través de él.
3. Es un dispositivo monofásico. Solo el fusible de la fase dañada operará, quedando las otras fases activas.
4. Después de haber operado debe cambiarse, ya sea las tres fases o solo el elemento sensor de corriente que se fundió.

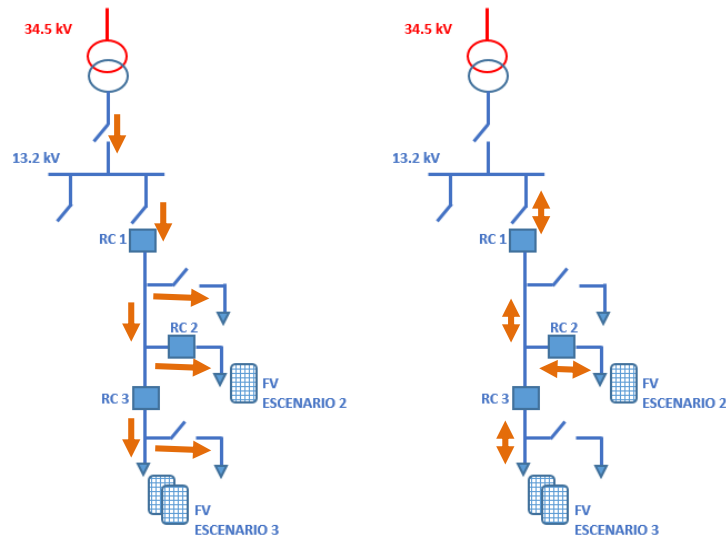
### **Efectos de conexión de SFV a la red de distribución**

Los equipos de protección de sobrecorriente corresponden a dispositivos cuya selectividad reacciona frente a un aumento de corriente sobre los valores normales de operación del elemento protegido, es decir, actúa cuando la corriente circulante por el elemento protegido supera un cierto valor preestablecido, lo que indica que el sistema se encuentra bajo la presencia de alguna falla.

Una red de distribución radial se encuentra conformada básicamente de un alimentador trifásico principal, el cual es protegido por un interruptor de potencia o reconectador instalado a la salida de la subestación de bajada, cabecera del alimentador. Además, está conformado por seccionalizadores o fusibles que permiten conectar los circuitos laterales monofásicos o trifásicos al alimentador principal. Para la conexión o seccionamiento por emergencia con otros alimentadores se utilizan seccionamientos monopolares de 400 A o seccionadores operados manuales o remotamente.

El diseño de las redes de distribución eléctrica ha sido proyectado para que la potencia fluya en una sola dirección. La conexión de sistemas solares fotovoltaicos convierte a las redes de distribución de sistemas simples a redes complejas, esto se debe a que los

sistemas radiales tendrán otras fuentes, las cuales hacen cambiar el flujo de las corrientes de falla, afectando la operación de los sistemas de protección actualmente implementados [45][47].



**Figura 29. Flujo de corriente en sistemas fotovoltaicos. Fuente propia.**

Un factor a tomar en cuenta al momento de evaluar los dispositivos de protección a instalar, es el efecto de la distancia sobre la corriente de falla, observándose una disminución de la corriente de falla a medida que la distancia de la subestación se incrementa, por efecto de la impedancia de la línea [45][47].

La interconexión de generación distribuida a la red de distribución modifica la característica radial del sistema de distribución, trayendo problemas en la coordinación de las protecciones frente a fallas de cortocircuito. La protección tradicional ya no es efectiva, debido a que la incorporación de generación distribuida puede generar aumento en los niveles de corrientes de falla, cuyo impacto dependerá del tamaño, ubicación y cantidad de generación distribuida conectados a la red [48].

A continuación, se describen los posibles problemas en las protecciones de sobrecorriente con la adición de generación distribuida en los esquemas de sobrecorriente existentes:

## 1. Aumento De Los Niveles De Cortocircuito

La figura 31 muestra una falla en una de las derivaciones laterales de un sistema de distribución con generación distribuida fotovoltaica.

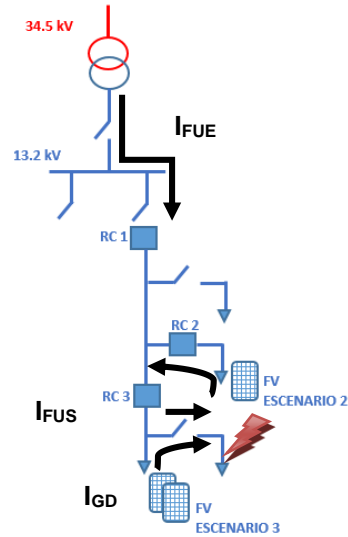


Figura 30. Descripción de aumento en corriente de corto circuito.

Las corrientes que se analizan en estos casos son:

1.  $I_{FUE}$ : Corriente de falla proveniente de la fuente (Subestación y red de MT)
2.  $I_{GD}$ : Corriente de falla aportada por la conexión de la generación distribuida
3.  $I_{FUS}$ : Corriente de falla en el lateral

Al comparar las corrientes, se observa que la corriente  $I_F$  es mayor que la corriente que observa el reconector, esto se debe al aporte de la generación distribuida que se encuentra inyectando potencia al alimentador, por lo que detecta una corriente de falla mayor a la detectada por el reconector; lo anterior puede ocasionar:

**Fatiga Del Fusible:** Se produce cuando el fusible comienza a fundirse antes de la operación rápida del reconectador, reduciendo la vida útil del dispositivo, pero no causa la fusión completa del fusible, por lo que no habrá una interrupción permanente [48].

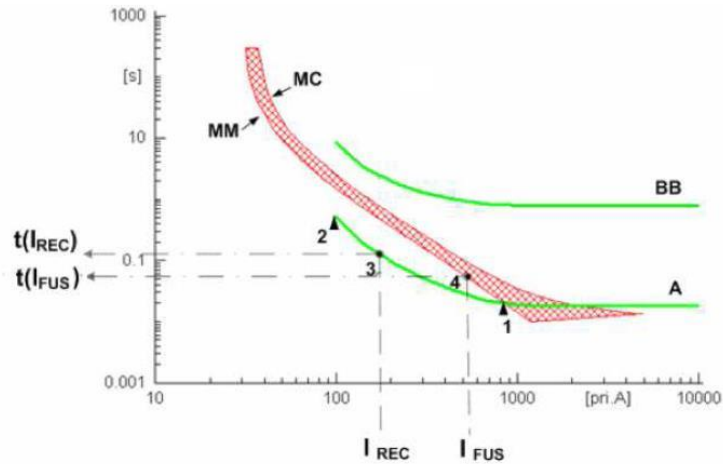


Figura 31. Curva de operación característica por fatiga del fusible [48].

La corriente vista por el fusible en su curva mínima de fusión tiene un tiempo de accionamiento menor que la corriente vista por el reconectador.

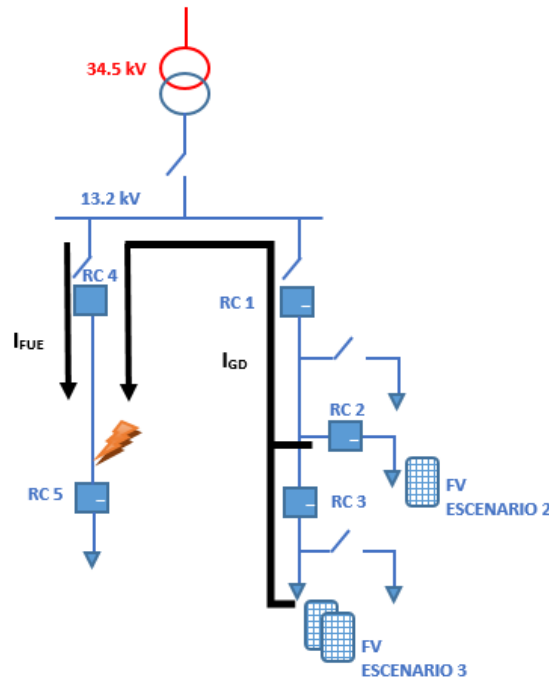
- **Fusión del fusible frente a fallas temporales:** A medida que la generación distribuida aumente, la corriente de falla a través del fusible también lo hará, de este modo puede sufrir un corte permanente durante una falla que puede ser potencialmente temporal, esto produce costos innecesarios en el sistema asociados al reemplazo del elemento fusible y a costos por energía no suministrada.

## 2. Desconexión del segmento sin falla, disparo incorrecto

El disparo incorrecto o selectividad de las protecciones se produce cuando un dispositivo de protección que se encuentra instalado fuera de la zona de falla, opera y causa irrazonablemente la interrupción eléctrica en un alimentador [48].

En la figura 33 se observa un esquema con dos alimentadores radiales alimentados desde una misma subestación; en uno de los alimentadores se conecta una fuente de generación distribuida fotovoltaica aguas abajo del reconectador, en el otro alimentador se

produce una falla. Al momento de la falla operarían los reconfiguradores R1, R<sub>2</sub> y R<sub>3</sub> del alimentador donde se encuentra conectado la generación distribuida, las protecciones dejarían desenergizado el reconfigurador que no tiene falla; lo anterior llevaría problemas de confiabilidad al sistema de protección.



**Figura 32. Esquema de falso disparo.**

Como se observa la coordinación de protecciones tiene una importancia alta dependiendo de la magnitud del proyecto a ser conectado como generación distribuida en una red de distribución. Al interconectar los sistemas se debe tener en cuenta que las protecciones del sistema de distribución rural fueron diseñadas para una configuración radial lo cual implica tener flujos unidireccionales de la fuente, en este caso la subestación de potencia, hacia la carga. Al instalar Generación Distribuida Fotovoltaica en la red, la coordinación de protección se altera y los parámetros establecidos en los relés o reconfiguradores pueden cambiar, por lo cual para el Operador de Red se vuelve una necesidad identificar en que puntos hay o va a existir proyectos de este tipo con el fin de revisar su esquema de protecciones y mitigar los riesgos de una mala operación de protecciones.

Para el caso de este proyecto es necesario que el OR modifique su esquema de protección actual e involucre equipos de protección bidireccionales que identifiquen los flujos en ambos sentidos para que la actuación de las protecciones sea selectiva y no se genere aporte de corriente por parte de la Generación Distribuida Fotovoltaica a la falla.

### **4.3. Factibilidad económica**

En este punto se espera determinar que el proyecto es factible económicamente, lo que significa que la inversión que se está realizando es justificada por la ganancia que se generará. Para ello es necesario trabajar con un esquema que contemple los costos y las ventas. En este se incluyen análisis de costos y beneficios asociados con cada escenario del proyecto. Con análisis de costos/beneficio, todos los costos y beneficios de adquirir y operar cada sistema alternativo se identifican y se hace una comparación de ellos. Primero se comparan los costos esperados de cada escenario con los beneficios esperados para asegurarse que los beneficios excedan a los costos. Después la proporción costo/beneficio de cada alternativa se compara con las proporcionan costo/beneficio de las otras alternativas para identificar la alternativa que sea más atractiva en su aspecto económico.

#### **4.3.1 Costos asociados**

Los costos asociados del proyecto están determinados para un Proyecto de Inversión en donde debe existir una inversión inicial por parte del OR por lo cual lo importante aquí es determinar la rentabilidad obtenida durante la vida útil del proyecto. Para esto es necesario establecer los supuestos, costos y beneficios económicos del proyecto.

#### **4.3.2 Supuestos de evaluación**

Los supuestos del proyecto se establecen como un parámetro verdadero para poder avanzar en el desarrollo del trabajo, dentro de estos están la tasa interna de oportunidad (TIO) o tasa de descuento que es la tasa de interés mínima a la que el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto, la tasa para depósitos a término fijo (DTF),

Índice precios del consumidor (IPC), vida útil de los equipos, costos de operación y mantenimiento. En la tabla 34 se encuentra un resumen de los supuestos considerados.

Tipo de Proyecto	Inversión
<b>Evaluación</b>	<b>Constantes</b>
<b>Moneda</b>	<b>COP</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>Fija</b>
<b>TIO</b>	<b>10%</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>5%</b>
<b>Transporte</b>	<b>2%</b>
<b>Proyección de demanda</b>	<b>4,30%</b>
<b>Pérdidas Técnicas</b>	<b>SI</b>
<b>DTF</b>	<b>6.54%</b>
<b>IPC</b>	<b>6.77%</b>

Tabla 33. Resumen de supuestos para evaluación económica.

#### 4.3.3 Costos de inversión y operación en el proyecto

Dentro de los costos del proyecto se establecen los costos de los equipos luego de considerar dos cotizaciones a empresas líderes en el mercado de sistemas fotovoltaicos. Adicional se consideran costos asociados al OPEX; como lo son, el AOM del proyecto, gastos operacionales, otros costos y se consideran también los gastos de personal con relación directa o indirecta (TREI).

En las tablas 35, 36 y 37 se resume los costos asociados a la inversión y operación del proyecto para cada uno de los tres escenarios considerados.

Equipos	ESCENARIO 1	
FV1	Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W. Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175	\$ 1.968.400
FV2	Inversor Phoenix Inverter 48/5000 victron energy	\$ 5.750.920
FV3	Baterías AGM DEEP CYCLE 12V/220Ah Gel Deep Cycle Batt.	\$ 5.202.960
FV4	Controlador de carga victron energy MPPT 150/70	\$ 1.729.000
FV5	Tablero DC + Medidor	\$ 3.500.000
FV6	Tablero AC	\$ -



<b>Total Equipos</b>		<b>\$ 18.151.280</b>
<b>IVA (16%)</b>		<b>\$ 2.904.205</b>
<b>Mano de obra</b>	Instalación	\$ 4.281.155
<b>Alquiler Terreno</b>	Otro costo	\$ -
<b>Obra civil</b>	Instalación	\$ 7.063.729
<b>Total costo instalación</b>		<b>\$ 11.344.884</b>
<b>IVA (16%)</b>		<b>\$ 1.815.181</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (CAPEX)</b>		<b>\$ 34.215.550</b>
<b>Imprevistos</b>	Operacional	\$ 1.000.000
<b>Manto. Equipos</b>	AOM \$ 5.745	\$ 1.200.000
<b>Repuestos</b>	AOM \$ 3,200	\$ 500.000
<b>Transporte</b>	AOM (Operacional)	\$ 300.000
<b>TOTAL OPERACIÓN (OPEX)</b>		<b>\$ 3.000.000</b>
<b>TREI</b>		<b>\$ 1.500.000</b>

**Tabla 34. Capex y Opex escenario 1.**

<b>Equipos</b>		<b>ESCENARIO 2</b>
FV1	Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W. Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175	\$ 1.968.400
FV2	Inversor Phoenix Inverter 48/5000 victron energy	\$ 5.750.920
FV3	Baterías AGM DEEP CYCLE 12V/220Ah Gel Deep Cycle Batt.	\$ 5.202.960
FV4	Controlador de carga victron energy MPPT 150/70	\$ 1.729.000
FV5	Tablero DC	\$ 3.500.000
FV6	Tablero AC + Medidor Bi	\$ 3.500.000
<b>Total Equipos</b>		<b>\$ 21.651.280</b>
<b>IVA (16%)</b>		<b>\$ 3.464.205</b>
<b>Mano de obra</b>	Instalación	\$ 4.281.155

<b>Alquiler Terreno</b>	Otro costo		\$	-
<b>Obra civil</b>	Instalación		\$	7.063.729
<b>Total costo instalación</b>			<b>\$</b>	<b>11.344.884</b>
<b>IVA (16%)</b>			<b>\$</b>	<b>1.815.181</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (CAPEX)</b>			<b>\$</b>	<b>38.275.550</b>
<b>Imprevistos</b>	Operacional		\$	1.000.000
<b>Manto. Equipos</b>	AOM	\$ 5.745	\$	1.200.000
<b>Repuestos</b>	AOM	\$ 3,200	\$	500.000
<b>Transporte</b>	AOM (Operacional)		\$	300.000
<b>TOTAL OPERACIÓN (OPEX)</b>			<b>\$</b>	<b>3.000.000</b>
<b>TREI</b>			<b>\$</b>	<b>1.500.000</b>

**Tabla 35. Capex y Opex escenario 2.**

<b>Equipos</b>		<b>ESCENARIO 3</b>		
FV1	Celda solar monocristalina, Silicio. 175 W. Fabricante: BP SOLAR. Modelo: BP 4175		\$	15.747.200
FV2	Inversor Phoenix Inverter 48/5000 victron energy		\$	5.750.920
FV3	Baterías AGM DEEP CYCLE 12V/220Ah Gel Deep Cycle Batt.		\$	41.623.680
FV4	Controlador de carga victron energy MPPT 150/70		\$	1.729.000
FV5	Tablero DC		\$	3.500.000
FV6	Tablero AC + Medidor Bi		\$	3.500.000
<b>Total Equipos</b>			<b>\$</b>	<b>71.850.800</b>
<b>IVA (16%)</b>			<b>\$</b>	<b>11.496.128</b>
<b>Mano de obra</b>	Instalación		\$	4.281.155
<b>Alquiler Terreno</b>	Otro costo		\$	-
<b>Obra civil</b>	Instalación		\$	8.327.220
<b>Total costo instalación</b>			<b>\$</b>	<b>12.608.374</b>
<b>IVA (16%)</b>			<b>\$</b>	<b>2.017.340</b>

<b>TOTAL INVERSIÓN (CAPEX)</b>		<b>\$ 97.972.642</b>
<b>Imprevistos</b>	Operacional	\$ 2.000.000
<b>Manto. Equipos</b>	AOM \$ 5.745	\$ 2.200.000
<b>Repuestos</b>	AOM \$ 3,200	\$ 1.000.000
<b>Transporte</b>	AOM (Operacional)	\$ 600.000
<b>TOTAL OPERACIÓN (OPEX)</b>		<b>\$ 5.800.000</b>
<b>TREI</b>		<b>\$ 3.000.000</b>

Tabla 36. Capex y Opex escenario 3.

#### 4.3.4 Beneficios del proyecto

Los beneficios que se obtienen por la realización del proyecto se resumen en la tabla 38:

##### ***Ingresos de Operación***

<b><i>Recuperación de energía dejada de suministrar</i></b>	Referente a la energía que se dejó de facturar por fallas o indisponibilidades de la res de distribución. Esta energía bajo el escenario 2 y 3 puede llegar a ser un ingreso a favor del proyecto.
<b><i>Venta Energía</i></b>	Corresponde a la energía que para el caso del escenario 1 se vuelve un ingreso del proyecto.
<b><i>Ahorro en costos</i></b>	
<b><i>Ahorro en pago de compensaciones</i></b>	Costos calculados en base a la resolución vigente CREG 097 de 2008 (Capítulo 11) en donde se establece un pago por compensación al cliente peor servido teniendo en cuenta el consumo promedio de los clientes, el costo unitario de la prestación del servicio CU y el Costo estimado de Energía no Servida CRO.
<b><i>Ahorro en mantenimiento correctivo</i></b>	Corresponde a los costos ponderados anuales para los cuales el escenario de análisis incurre por costos de la operación del sistema.
<b><i>Ahorro en pérdidas</i></b>	Corresponde a las pérdidas calculadas en base al consumo promedio y la curva de carga de las redes del circuito para el escenario de análisis.
<b><i>-20% Panel, -20% Inversores</i></b>	Teniendo en cuenta los incentivos aplicados para generación de electricidad no convencional de la Ley 1715 de 2014. Exoneración del pago de derechos arancelarios.

**-16% Panel, -16%  
 Inversores -16%  
 Medidores**

**Deducción hasta del  
 50% de la inversión**

**Ingresos o  
 deducciones por  
 ventas de excedentes**

Teniendo en cuenta los incentivos aplicados para generación de electricidad no convencional de la Ley 1715 de 2014. Exoneración del pago del IVA (16 %)

Teniendo en cuenta los incentivos aplicados para generación de electricidad no convencional de la Ley 1715 de 2014. El beneficio consiste en el “derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada”. No se considera en el análisis.

Figura en donde la lo propietario de GD pueden vender los excedentes al OR. No se considera en el análisis.

**Tabla 37. Beneficios del proyecto.**

Los valores estimados por cada escenario se resumen en las tablas 39, 40 y 41.

<b>Ingresos de Operación</b>			
Año 1	Recuperación de energía dejada de suministrar	\$	-
Año 1	Venta Energía	\$	1.120.250
<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$</b>	<b>1.120.250</b>
<b>Ahorro en costos</b>			
Año 1	Ahorro en pago de compensaciones	\$	75.000
Año 1	Ahorro en mantenimiento correctivo	\$	13.340.259
Año 1	Ahorro en pérdidas	\$	56.200
Aranceles	-20% Panel, -20% Inversores	\$	1.543.864
IVA	-16% Panel, -16% Inversores -16% Medidores	\$	2.904.205
Renta	Deducción hasta del 50% de la inversión	NC	
Entrega excedentes	Ingresos o deducciones por ventas de excedentes	NC	
<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$</b>	<b>17.919.528</b>
<b>TOTAL (miles de pesos)</b>		<b>\$</b>	<b>19.039.778</b>

**Tabla 38. Valoración de beneficios escenario 1.**

<b>Ingresos de Operación</b>			
Año 1	Recuperación de energía dejada de suministrar	\$	16.450
Año 1	Venta Energía	\$	1.120.250

<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$ 1.136.700</b>
<b>Ahorro en costos</b>		
Año 1	Ahorro en pago de compensaciones	\$ 75.000
Año 1	Ahorro en mantenimiento correctivo	\$ 13.340.259
Año 1	Ahorro en pérdidas	\$ 56.200
Aranceles	-20% Panel, -20% Inversores	\$ 1.543.864
IVA	-16% Panel, -16% Inversores -16% Medidores	\$ 3.464.205
Renta	Deducción hasta del 50% de la inversión	NC
Entrega excedentes	Ingresos o deducciones por ventas de excedentes	NC
<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$ 18.479.528</b>
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 19.616.228</b>

**Tabla 39. Valoración de beneficios escenario 2.**

<b>Ingresos de Operación</b>		
Año 1	Recuperación de energía dejada de suministrar	\$ 65.800
Año 1	Venta Energía	\$ 4.481.000
<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$ 4.546.800</b>
<b>Ahorro en costos</b>		
Año 1	Ahorro en pago de compensaciones	\$ 300.000
Año 1	Ahorro en mantenimiento correctivo	\$ 40.020.778
Año 1	Ahorro en pérdidas	\$ 224.801
Aranceles	-20% Panel, -20% Inversores	\$ 4.299.624
IVA	-16% Panel, -16% Inversores -16% Medidores	\$ 11.496.128
Renta	Deducción hasta del 50% de la inversión	NC
Entrega excedentes	Ingresos o deducciones por ventas de excedentes	NC
<b>Total ingresos por operación</b>		<b>\$ 56.341.331</b>
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 60.888.131</b>

**Tabla 40. Valoración de beneficios escenario 3.**

#### 4.3.5 Evaluación económica

La evaluación de un proyecto es el proceso de medición de su valor, que se basa en la comparación de los beneficios que genera y los costos o inversiones que requiere, desde un punto de vista determinado. Los indicadores más utilizados son: valor actual neto, tasa interna de retorno, coeficiente beneficio costo, y periodo de recuperación.

##### 1. Valor Actual Neto (VAN)

Consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés ("la tasa de descuento"), y compararlos con el importe inicial de la inversión.

Si  $VAN > 0$ : El proyecto es rentable.

Si  $VAN = 0$ : El proyecto es postergado.

Si  $VAN < 0$ : El proyecto no es rentable.

##### 2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero, es decir, se efectúan tanteos con diferentes tasas de descuento consecutivas hasta que el VAN sea cercano o igual a cero y obtengamos un VAN positivo y uno negativo.

Si  $TIR > \text{tasa de descuento } (r)$ : El proyecto es aceptable.

Si  $TIR = r$ : El proyecto es postergado.

Si  $TIR < \text{tasa de descuento } (r)$ : El proyecto no es aceptable.

Este método presenta más dificultades y es menos fiable que el anterior, por eso suele usarse como complementario al VAN.

### 3. Coeficiente Beneficio Costo (BC)

Se obtiene con los datos del VAN; cuando se divide la sumatoria de todos los beneficios entre la sumatoria de los costos.

Si  $BC > 1$ : indica que los beneficios superan los costos, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.

Si  $BC = 1$  o cercano a 1: El proyecto es postergado.

Si  $BC < 1$ : El proyecto no es aceptable.

### 4. Tiempo de recuperación de la inversión (TRI)

Se define como el período que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el año en el cual los flujos de caja acumulados superan a la inversión inicial.

En las tablas 42, 43 y 44 se observa los resultados finales de estos indicadores para el proyecto establecido en este documento.

<u>Tasa de descuento</u>	<b>10,00%</b>
<u>Valor actual neto (VAN)</u>	<b>\$ 28.117.000</b>
<u>VAN (Margen operativo)</u>	<b>204,87%</b>
<u>Tasa interna de retorno (TIR)</u>	<b>16,22%</b>
<u>Eficiencia de la inversión BC</u>	<b>0,6</b>
<u>Tiempo de recuperación de la inversión (TRI)</u>	<b>10</b>
<u>Valor actual del costo (VAC)</u>	<b>-\$ 33.864.000</b>

Tabla 41. Indicadores de la bondad financiera del escenario 1 con impuestos.

<u>Tasa de descuento</u>	<b>10,00%</b>
--------------------------	---------------

<u>Valor actual neto (VAN)</u>	\$ 24.398.000
<u>VAN (Margen operativo)</u>	204,90%
<u>Tasa interna de retorno (TIR)</u>	15,00%
<u>Eficiencia de la inversión BC</u>	0,48
<u>Tiempo de recuperación de la inversión (TRI)</u>	11
<u>Valor actual del costo (VAC)</u>	-\$ 37.961.000

Tabla 42. Indicadores de la bondad financiera del escenario 2 con impuestos.

<u>Tasa de descuento</u>	10,00%
<u>Valor actual neto (VAN)</u>	\$ 167.726.000
<u>VAN (Margen operativo)</u>	682,42%
<u>Tasa interna de retorno (TIR)</u>	30,36%
<u>Eficiencia de la inversión BC</u>	1,93
<u>Tiempo de recuperación de la inversión (TRI)</u>	4
<u>Valor actual del costo (VAC)</u>	\$ 53.909.000

Tabla 43. Indicadores de la bondad financiera del escenario 3 con impuestos.

#### 4.3.6 LCOE

El LCOE se define como el coste teórico de generar energía eléctrica, este término es muy importante para saber si estamos en paridad de red, incluye la inversión inicial, tasa de descuento, así como los costos de mantenimiento. La fórmula para analizarlo es la siguiente.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [$/kWh] \quad (28)$$

Donde,

- T: Vida estimada de la instalación
- I: Inversión inicial
- M: Costes de operación y mantenimiento
- E: Energía generada durante la vida del sistema
- r: Tasa de descuento



La energía generada durante la vida del sistema, en este punto se calcula la energía producida por el sistema de paneles en un año. Para calcularlo se sigue la siguiente formula:

$$E = \frac{G \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} [kWh - día] \quad (29)$$

Donde,

G: Es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/m<sup>2</sup> - día).

P<sub>mp</sub>: Potencia pico del generador (kWp)

PR: Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio.

G<sub>cem</sub>: Constante de valor 1 kW/m<sup>2</sup>

Los cálculos realizados para obtener el costo LCOE de los tres escenarios se muestra en la tabla 45.

	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3		
Tasa de descuento	10%		10%		10%		
Irradiación diaria	4.5 kWh/m <sup>2</sup> -día		4.5 kWh/m <sup>2</sup> -día		4.5 kWh/m <sup>2</sup> -día		
Potencia Pico del generador	480 kWp		480 kWp		1920 kWp		
Rendimiento energetico de la instalación	80%		80%		80%		
Gcem Constante de valor	1 kWh/m <sup>2</sup>		1 kWh/m <sup>2</sup>		1 kWh/m <sup>2</sup>		
Energía generada durante la vida del sistema diaria	1,728 kWh-día		1,728 kWh-día		6,912 kWh-día		
Energía generada durante la vida del sistema	630,72 kWh-año		630,72 kWh-año		2522,88 kWh-año		
Vida estimada de la instalación	20 años		20 años		20 años		
Inversión inicial	\$ 34.215.549,72	SCOP	\$ 38.275.549,72	SCOP	\$ 97.972.642,35	SCOP	
Inversión inicial con beneficios	\$ 32.143.818,52	SCOP	\$ 36.203.818,52	SCOP	\$ 93.696.303,15	SCOP	
Inversión inicial con beneficios y ahorros	\$ 15.175.771,43	SCOP	\$ 18.659.321,43	SCOP	\$ 37.084.511,76	SCOP	
Costes de operación y mantenimiento (5%)	\$ 758.788,57	SCOP	\$ 932.966,07	SCOP	\$ 1.854.225,59	SCOP	
AÑO	1:	\$ 758.789	\$ 631	\$ 932.966	\$ 631	\$ 1.854.226	\$ 2.523
	2:	\$ 689.808	\$ 573	\$ 848.151	\$ 573	\$ 1.685.660	\$ 2.294
	2:	\$ 627.098	\$ 521	\$ 771.046	\$ 521	\$ 1.532.418	\$ 2.085
	3:	\$ 570.089	\$ 474	\$ 700.951	\$ 474	\$ 1.393.107	\$ 1.895
	4:	\$ 518.263	\$ 431	\$ 637.228	\$ 431	\$ 1.266.461	\$ 1.723
	5:	\$ 471.148	\$ 392	\$ 579.299	\$ 392	\$ 1.151.328	\$ 1.567
	6:	\$ 428.316	\$ 356	\$ 526.635	\$ 356	\$ 1.046.662	\$ 1.424
	7:	\$ 389.379	\$ 324	\$ 478.759	\$ 324	\$ 951.511	\$ 1.295
	8:	\$ 353.980	\$ 294	\$ 435.236	\$ 294	\$ 865.010	\$ 1.177
	9:	\$ 321.800	\$ 267	\$ 395.669	\$ 267	\$ 786.373	\$ 1.070
	10:	\$ 292.546	\$ 243	\$ 359.699	\$ 243	\$ 714.884	\$ 973
	11:	\$ 265.951	\$ 221	\$ 326.999	\$ 221	\$ 649.895	\$ 884
	12:	\$ 241.773	\$ 201	\$ 297.272	\$ 201	\$ 590.813	\$ 804
	13:	\$ 219.794	\$ 183	\$ 270.247	\$ 183	\$ 537.103	\$ 731
	14:	\$ 199.813	\$ 166	\$ 245.679	\$ 166	\$ 488.276	\$ 664
	15:	\$ 181.648	\$ 151	\$ 223.345	\$ 151	\$ 443.887	\$ 604
	16:	\$ 165.135	\$ 137	\$ 203.041	\$ 137	\$ 403.534	\$ 549
	17:	\$ 150.122	\$ 125	\$ 184.582	\$ 125	\$ 366.849	\$ 499
	18:	\$ 136.475	\$ 113	\$ 167.802	\$ 113	\$ 333.499	\$ 454
	19:	\$ 124.068	\$ 103	\$ 152.547	\$ 103	\$ 303.181	\$ 413
20:	\$ 112.789	\$ 94	\$ 138.679	\$ 94	\$ 275.619	\$ 375	
TOTAL	\$ 6.459.995	\$ 5.370	\$ 7.942.866	\$ 5.370	\$ 15.786.068	\$ 21.479	
LCOE kWh	\$	4.029	\$	4.954	\$	2.462	

Tabla 44. Calculo de LCOE para los tres escenarios.

#### 4.4. Análisis de resultados

Para el análisis de resultados se deben tener en cuenta todas las variables vistas considerando que los casos con resultados negativos pueden llegar a ser manejados bajo otras alternativas con el fin que el impacto no sea representativo. Para este análisis se elaboró un diagrama tipo radial en donde se busca identificar las variables que para cada escenario tienen una alta probabilidad de no cumplimiento.

La figura 34 representa la valoración de los resultados dada a cada una de las nueve variables analizadas en el escenario 1 y su descripción se da en la tabla 44.

Regulación (Remuneración)	Los objetivos del Gobierno vistos a través de los objetivos del planificador de la red como lo es la UPME, esta orientados hacia disminuir este clúster de clientes en el país. Para esto ha dispuesto una serie de disposiciones y alternativas como las que se vieron en el capítulo 2 en las cuales los beneficios económicos, tributarios para cualquier tipo de inversionista está a disposición, una gran alternativa para los Operadores de Red que quieran expandir su cobertura y favorecer a este tipo de clientes. Como se observó en el capítulo 2 la entrega de excedentes de autogeneración está pendiente de ser regulada y las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y auto generadores están establecidos para gran escala y no a los de menor escala como en este proyecto.
Impacto Social +	Sin duda este tipo de proyectos en este escenario es positivo para cualquier tipo de habitante que actualmente no tendrá disponible el servicio de energía eléctrica
Impacto ambiental	El impacto ambiental en este escenario es reducido y sus riesgos significativos se limitan a la disposición final de las baterías luego de finalizar su vida útil.
Calidad de Potencia	La calidad es un factor que toma relevancia respecto a garantizar los parámetros nacionales e internacionales analizados en el capítulo 4 ya que en el caso de aplicarse un esquema de calidad de potencia para este tipo de escenarios su verificación involucraría implementar equipos registradores de calidad que permitan realizar reportes

	haciendo que los costos de inversión aumenten en cerca de 10 a 25 millones por punto.
Protecciones	Las protecciones en este escenario están limitadas a salvaguardar la integridad de los equipos por eventos atmosféricos o sobrecargas. Una adecuada selección, dimensionamiento y coordinación pueden garantizar la vida útil de los equipos.
Factibilidad Técnica	El diseño e implementación de una solución en este escenario no tienen restricciones. Una adecuada elaboración permitiría un funcionamiento sin inconvenientes. La medición de los niveles de irradiación y días de sol para el lugar escogido permitirán obtener los resultados adecuados.
Factibilidad económica	La evaluación económica indica que para este escenario ante una tasa de descuento del 10% el proyecto obtendría beneficios económicos como un VAN de 28 millones a una tasa interna de retorno del 16,2% con un tiempo de recuperación de la inversión de 10 años en donde la relación costo beneficio está valorada en +0,6.
Pérdidas	Es evidente que en este escenario las pérdidas técnicas asociadas a la distribución no existen, por esta razón las pérdidas técnicas comparadas al caso de construir una red para extender el circuito son mínimas y estarían asociadas a la eficiencia de los equipos.

Tabla 45. Análisis de resultados escenario 1.

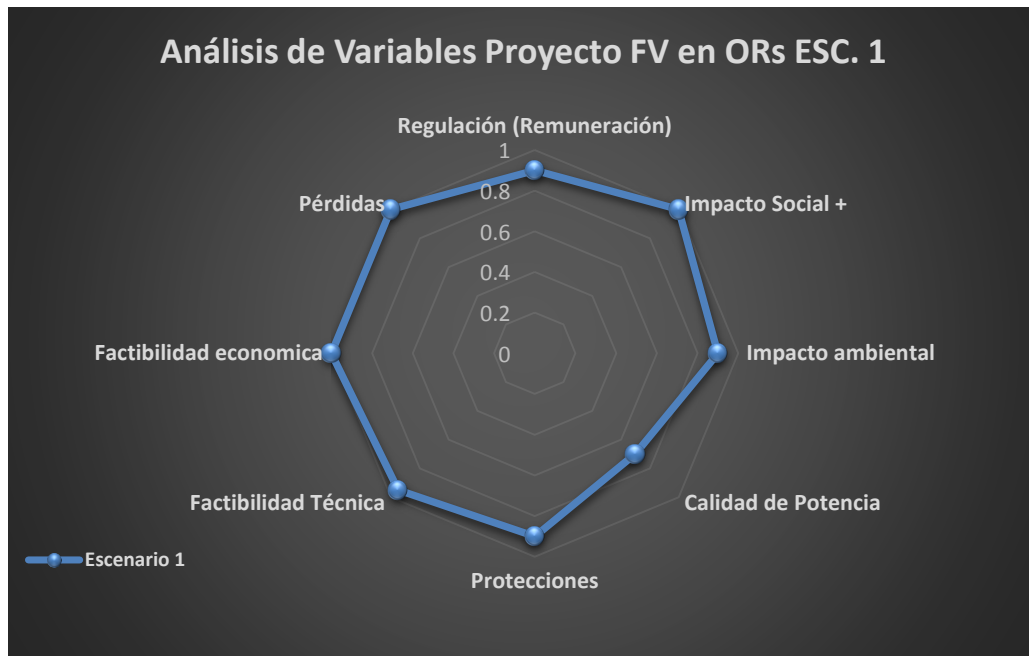


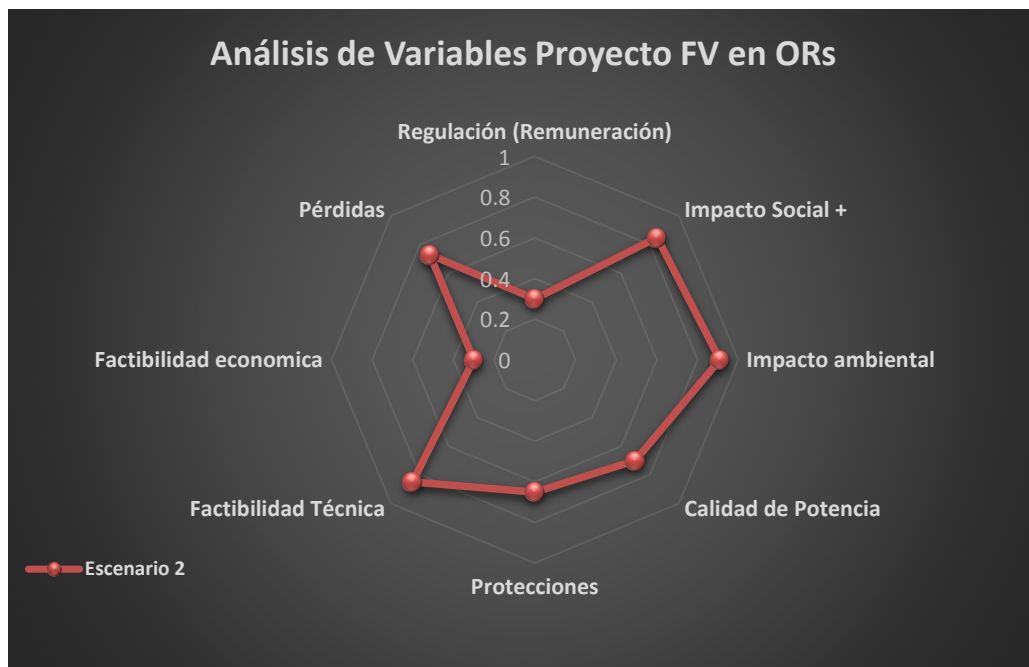
Figura 33. Resultados Escenario 1.

La figura 35 representa la valoración de los resultados dada a cada una de las nueve variables analizadas en el escenario 2 y su descripción se da en la tabla 45.

Regulación (Remuneración)	Bajo este escenario la regulación no ha definido que el incluir una solución como la propuesta permita ser interpretado como el de instalar una suplencia a un circuito que la requiere. De esta forma no se garantiza con lo que existe actualmente regulatoriamente que este tipo de inversiones puedan llegar a ser remuneradas como unidades constructivas especiales.
Impacto Social +	Sin duda este tipo de proyectos en este escenario también es positivo para cualquier tipo de habitante que actualmente no disponga de indicadores de calidad estandarizados debido a una baja disponibilidad de la red. El beneficio social está enfocado a garantizar una alta disponibilidad y aumentar el desarrollo rural en lugares apartados.
Impacto ambiental	El impacto ambiental en este escenario es reducido y sus riesgos significativos se limitan a la disposición final de las baterías luego de finalizar su vida útil.
Calidad de Potencia	La calidad es un factor que toma relevancia respecto a garantizar los parámetros nacionales e internacionales analizados en el capítulo 4 ya que en el caso de aplicarse un esquema de calidad de potencia para este tipo de escenarios su verificación involucraría implementar equipos registradores de calidad que permitan realizar reportes haciendo que los costos de inversión aumenten en cerca de 10 a 25 millones por punto. Otro aspecto relevante involucrado es el de garantizar la interconectividad del sistema fotovoltaico a la red sin generar alteraciones por frecuencia e inyección de armónicos.
Protecciones	Las protecciones en este escenario tienen que garantizar su operatividad sin afectar la actuación inadecuada de otros equipos o el aporte de corriente a una falla de un tramo distinto. El garantizar estos aspectos involucra el adquirir equipos que aislen el sistema ante estas eventualidades. Así mismo es importante garantizar un adecuado esquema de protección y aislamiento en el sistema que disminuya el riesgo de falla por descargas atmosféricas directas o indirectas que generen sobretensiones en los equipos. Una adecuada selección y dimensionamiento pueden garantizar la

	vida útil de los equipos.
Factibilidad Técnica	El diseño e implementación de una solución en este escenario no tienen restricciones sin embargo su diseño es más complejo por involucrar conexión a la red de distribución y funcionar en forma de respaldo. Una adecuada elaboración permitiría un funcionamiento sin inconvenientes. La medición de los niveles de irradiación y días de sol para el lugar escogido permitirán obtener los resultados adecuados.
Factibilidad económica	La evaluación económica indica que para este escenario ante un a tasa de descuento del 10% el proyecto obtendría beneficios económicos como un VAN de 24 millones a una tasa interna de retorno del 15% con un tiempo de recuperación de la inversión de 11 años en donde la relación costo beneficio está valorada en +0,48.
Pérdidas	Las pérdidas técnicas están asociadas a la red de distribución en los casos en los que la carga se esté alimentado del circuito principal.

**Tabla 46. Análisis de resultados escenario 2.**



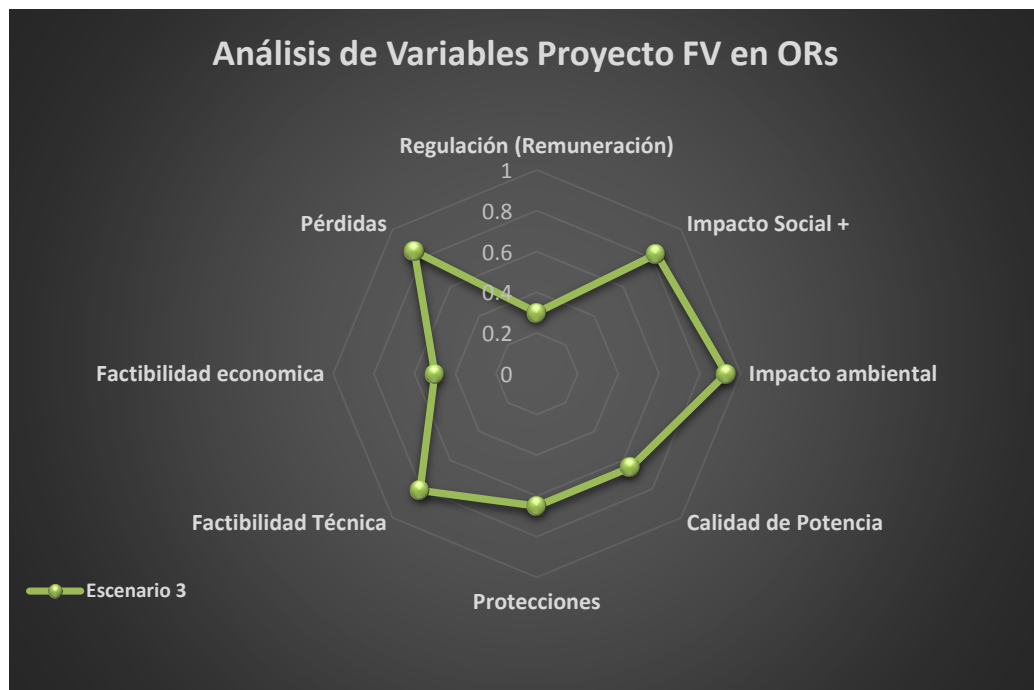
**Figura 34. . Resultados Escenario 2.**

La figura 36 representa la valoración de los resultados dada a cada una de las nueve variables analizadas en el escenario 3 y su descripción se da en la tabla 47.

Regulación (Remuneración)	Bajo este escenario la regulación no ha definido que el incluir una solución como la propuesta permita ser interpretado como el de instalar una suplencia a un circuito que la requiere. De esta forma no se garantiza con lo que existe actualmente regulatoriamente que este tipo de inversiones puedan llegar a ser remuneradas como unidades constructivas especiales.
Impacto Social +	Sin duda este tipo de proyectos en este escenario también es positivo para cualquier tipo de habitante que actualmente no disponga de indicadores de calidad estandarizados debido a una baja disponibilidad de la red. El beneficio social está enfocado a garantizar una lata disponibilidad y aumentar el desarrollo rural en lugares apartados.
Impacto ambiental	El impacto ambiental en este escenario es reducido y sus riesgos significativos se limitan a la disposición final de las baterías luego de finalizar su vida útil.
Calidad de Potencia	La calidad es un factor que toma relevancia respecto a garantizar los parámetros nacionales e internacionales analizados en el capítulo 4 ya que en el caso de aplicarse un esquema de calidad de potencia para este tipo de escenarios su verificación involucraría implementar equipos registradores de calidad que permitan realizar reportes haciendo que los costos de inversión aumenten en cerca de 10 a 25 millones por punto. Otro aspecto relevante involucrado es el de garantizar la interconectividad del sistema fotovoltaico a la red sin generar alteraciones por frecuencia e inyección de armónicos. Es importante tener en cuenta que todas las inversiones deben ser remuneradas vía tarifa o precio de la energía.
Protecciones	Las protecciones en este escenario tienen que garantizar su operatividad sin afectar la actuación inadecuada de otros equipos o el aporte de corriente a una falla de un tramo distinto. El garantizar estos aspectos involucra el adquirir equipos que aislen el sistema ente estas eventualidades. Así mismo es importante garantizar un adecuado esquema de protección y aislamiento en al sistema que disminuya el riesgo de falla por descargas atmosféricas directas o indirectas que generen sobretensiones en los equipos. Una adecuada selección y dimensionamiento pueden garantizar la vida útil de los equipos.
Factibilidad Técnica	El diseño e implementación de una solución en este escenario no tienen restricciones sin embargo su diseño es

	más complejo por involucrar conexión a la red de distribución y funcionar en forma de respaldo. Una adecuada elaboración permitiría un funcionamiento sin inconvenientes. La medición de los niveles de irradiación y días de sol para el lugar escogido permitirán obtener los resultados adecuados.
Factibilidad económica	La evaluación económica indica que para este escenario ante un a tasa de descuento del 10% el proyecto obtendría beneficios económicos como un VAN de 24 millones a una tasa interna de retorno del 15% con un tiempo de recuperación de la inversión de 11 años en donde la relación costo beneficio está valorada en +1,93
Pérdidas	Las pérdidas técnicas están asociadas a la red de distribución en los casos en los que la carga se esté alimentado del circuito principal.

**Tabla 47. Análisis de resultados escenario 3.**



**Figura 35. Resultados Escenario 3.**

La grafica 37 muestra una comparación de los tres escenarios evaluados.

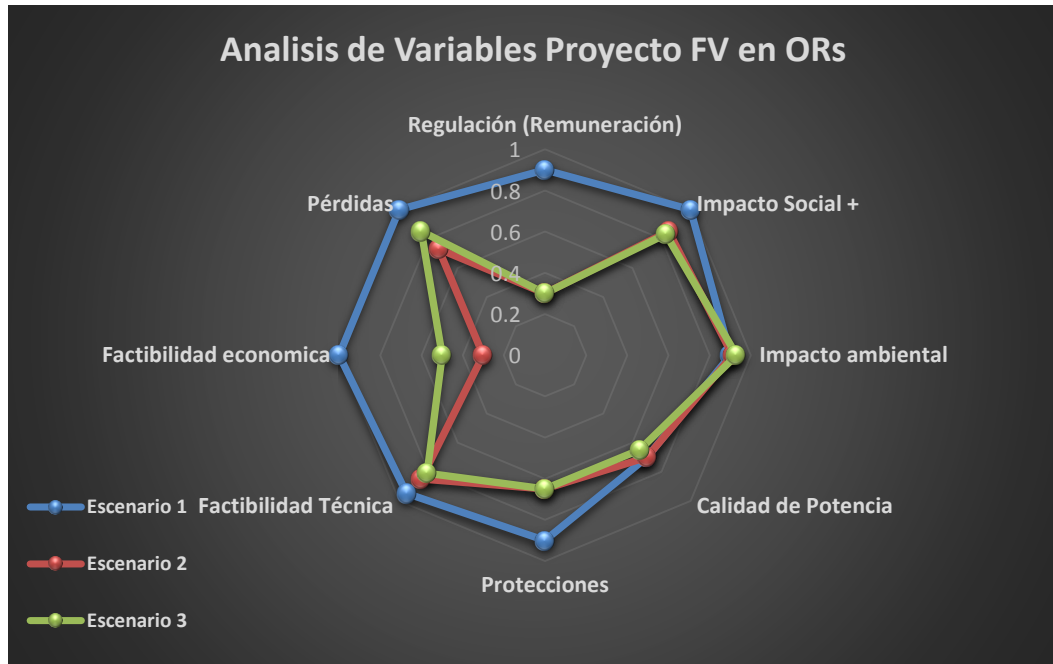


Figura 36. Grafica comparativa de resultados.

#### 4.5. Matriz de riesgos

Luego de haber analizado 9 variables para la implementación bajo 3 escenarios de generación distribuida fotovoltaica en sectores rurales de un OR, en la tabla 44 se proponen algunos riesgos valorados entre la probabilidad de ocurrencia en el proyecto y el impacto que este tendría para su desarrollo y resultados finales

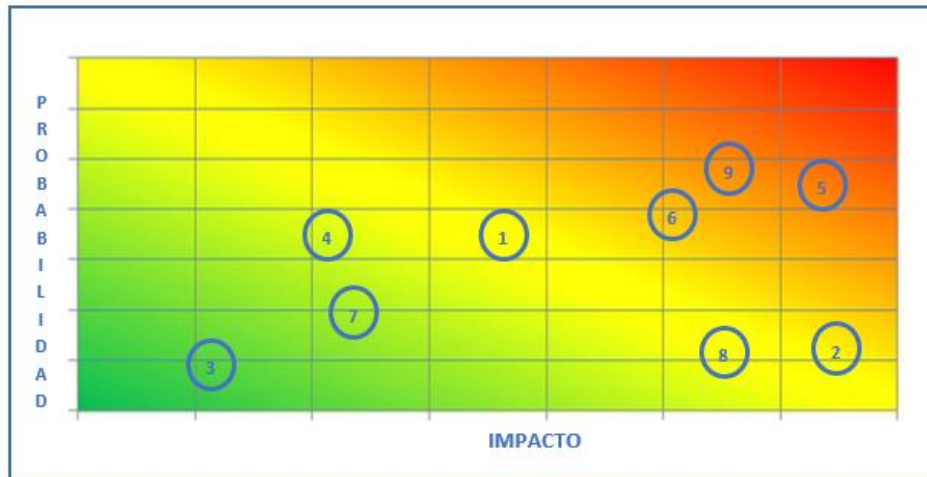
1	Riesgo que a un OR no se le permita recibir remuneración por un activo que mejora la confiabilidad del sistema
2	Riesgo que las disposiciones elaboradas en la Ley 1715 de 2004 no se regulen por parte de la CREG
3	Riesgo en afectación social por aumento en la tarifa al incluir nuevas unidades constructivas.
4	Riesgo social por incomodidad en la instalación de los paneles solares.
5	Riesgo de impacto ambiental por mala disposición final de las baterías.
6	Riesgo por incumplimiento de estándar regulatorio e internacional de calidad de potencia.
7	Riesgo por inviabilidad de cambiar esquema de protecciones e incorporar nuevos equipos



<b>8</b>	Riesgo por incremento en precios de equipos y materiales.
<b>9</b>	Riesgo por aumento del dólar.

**Tabla 48. Riesgos identificados del proyecto.**

En la figura 38 se muestra la valoración de los riesgos identificados de acuerdo a objetividad del autor y los conocimientos adquiridos.



**Figura 37. Matriz de riesgos del proyecto.**

## V. Conclusiones

- ❖ Considerando el cambio climático, periodos de sequía como el Fenómeno del Niño, la dependencia en la generación eléctrica en el país de proyectos hidroeléctricos que generan altos costos de la energía y riesgo de racionamiento, las señales regulatorias, los costos de la distribución existente, los requerimientos de la regulación en calidad de suministro y potencia y la reducción de costos en los últimos años de tecnología fotovoltaica; se puede concluir que la solución planteada en este trabajo es el punto en donde todas estas variables pueden converger de forma positiva y aportando en beneficios y desarrollo para las partes involucradas.
- ❖ Para la generación de energía fotovoltaica, el cargo de autogenerador está definida bajo la resolución 084 de 1996 en la cual se define que tiene la calidad de Autogenerador quien produce energía eléctrica para atender exclusivamente sus propias necesidades y que, por lo tanto, bajo esta calidad únicamente usa el SIN para obtener respaldo y no puede vender excedentes de energía, salvo en el caso expresamente dispuesto en la norma mencionada. Teniendo en cuenta lo anterior, y bajo el argumento de la Ley 143 de 1994 en su artículo 74 y el documento 077 de 2014 es necesario consolidar un concepto regulatorio a empresa distribuidora sin quedar encasillado en la regla de la integración vertical y figura de planta menor, ya que, de esta forma, debe garantizar energía confiable al sistema considerando que si el proyecto va a estar conectado al SIN y su potencia es menor a 20 [MW] será considerado como planta menor.
- ❖ De acuerdo al capítulo 2, la entrega de excedentes de autogeneración es un tema pendiente por regular en el país, éste concepto tiene una importancia muy grande en el desarrollo de proyectos de generación distribuida por su implicación en la valoración positiva, considerando este aspecto como una remuneración del proyecto y como aspecto técnico en la operación integrada con éstos sistemas, de esta forma se vuelve

indispensable definir el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el SIN para determinar si un proyecto como el establecido en el escenario 3 deba cumplir condiciones de participación en el mercado mayorista.

- ❖ La implementación de un proyecto de generación distribuida fotovoltaica para aumentar la cobertura y confiabilidad bajo la regulación vigente CREG 097 de 2008 tiene riesgos que deben ser evaluados y valorados. Uno de estos es el impacto que generaría la integración de generación distribuida sin considerar un incentivo que compense el componente de transmisión y distribución del cargo único CU teniendo en cuenta que esta actividad es del tipo Price Cap para los niveles 1, 2 y 3; y del tipo Ingreso Regulado Máximo para el nivel 4 en donde las empresas asumen los riesgos de no tener ajuste automático de precios dentro del período regulado y asumen el riesgo por cambios no proyectados en la demanda. Esta situación puede cambiar si se concreta lo planteado en la resolución CREG 024 de 2016 en donde los cuatro niveles de tensión pasan a ser ingreso máximo y su costo de recuperación es depreciado.
  
- ❖ Se observa un riesgo de cubrimiento de subsidios al momento de implementar un proyecto con generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos como el indicado en este trabajo bajo los escenarios 2 y 3 en usuarios de condiciones socioeconómicas altas o estratos 5 y 6 ya que, al disminuir su consumo y por ende la energía facturada, proporcionalmente se reduce su contribución del 20% sobre el costo unitario -CU- de energía eléctrica para cubrir los subsidios que se dan en estratos 1,2 y 3.
  
- ❖ La elaboración de este proyecto permite identificar que cualquier persona puede construir un sistema de generación con sus activos de conexión que compita con el suministro de una red de distribución siempre y cuando la relación costo beneficio sea positiva a través de un proyecto viable.
  
- ❖ Actualmente la responsabilidad de planear la expansión del sistema recae sobre la UPME, sin embargo, los ORs son los responsables principales en la expansión de las

redes que componen el STR y SDL teniendo en cuenta que sea una necesidad del propio sistema o una solicitud de un potencial usuario siempre y cuando el realizar este proyecto al OR le sea financieramente viable. Si se plantean soluciones como las planteadas en este proyecto la necesidad de realizar una expansión no generara inviabilidad económica y sería una señal clara para facilitar la expansión a aquellos lugares con características económico-sociales reducidas que por sus consumos no garantizarían la remuneración de un proyecto de expansión convencional.

- ❖ La implementación de sistemas de generación distribuida requiere que el inversionista incorpore equipos de generación de pequeña escala adoptando el principio de adaptabilidad en la actividad de prestación del servicio y el regulador debe trabajar en formular una regulación con reglas y tarifas distintivas para este caso que garanticen la eficiencia y sostenibilidad de los proyectos.
- ❖ La realización de este trabajo permite identificar el interés de numerosos inversionistas e interesados para ejecutar proyectos en el país, pero mientras no exista una reglamentación clara que fije incentivos sin generar distorsiones en el mercado de energía normal y esquemas tarifarios que garanticen el retorno de las inversiones garantizadas para el inversionista, la GD fotovoltaica seguirá siendo una buena idea sin materializarse. Adicional a esto se suma el principio de mínima inversión en los proyectos de licitación que favorecen de forma permanente a soluciones económicamente menores a base de combustibles fósiles.
- ❖ Para lograr mejorar la cobertura y los indicadores de calidad de suministro en clientes rurales se debe cambiar al modelo donde el sector privado construya la solución y el gobierno le garantice las condiciones fiscales, tributarias y de subsidios a la tarifa que se genere a la solución definida de generación distribuida de forma que le permita recuperar la inversión realizada con un retorno adecuado.
- ❖ Una alternativa que se sugiere evaluar en un siguiente proyecto es incorporar un sistema de almacenamiento de energía (storage) para los escenarios 2 y 3 en los

cuales existe la posibilidad de suministro por red y esta energía almacenada se consumiría en los periodos de indisponibilidad de la red o épocas de racionamiento a un nivel de inversión más bajo.

- ❖ Como se indicó, un circuito de distribución típico en zona rural a nivel de 13,2 kV tiene un flujo de potencia unidireccional y si se incorpora generación distribuida, el operador de red enfrenta el desafío de garantizar la coordinación de protecciones del sistema donde la generación distribuida puede aportar corriente a una falla. Este reto debe ser asumido de la mano de la tecnología en cuanto a la incorporación de equipos que tengan funcionalidades de vigilancia en Micro Grids a través de relés con bidireccionalidad de flujos de potencia.
- ❖ La paridad de red se define como el momento en el que una fuente de generación de energía eléctrica tiene un coste inferior o igual al precio general de compra de la electricidad directamente de la red eléctrica. Se considera que alcanzar la paridad de red es un punto de inflexión muy importante en el desarrollo de nuevas fuentes de energía. Éste es el punto a partir del cual una fuente de producción energética puede convertirse en un directo competidor de las energías convencionales, llevando a cabo su desarrollo sin subsidios o apoyo gubernamental. De acuerdo a lo analizado en las propuestas de regulación de energía no convencionales en el país, específicamente para el tema de inyección a la red, en el caso de existir un cobro por la inyección de energía en la red se estaría retardando el retorno de la inversión para proyectos de particulares, sin embargo esto sería un punto a favor para los operadores de red en donde esta situación posiblemente no se presentaría haciendo que el valor de la paridad se reduzca, es decir, que el costo de producción de la energía fotovoltaica deba ser aún más bajo.
- ❖ En la actualidad, el resultado del cálculo del costo teórico de generar energía eléctrica o costo normalizado de la energía LCOE a través de un sistema fotovoltaico bajo los costos determinados en este trabajo en cada uno de los tres escenarios, muestra que, los costos de producir energía a través de un sistema fotovoltaico son más altos que los costos de consumirla a través de redes eléctricas de distribución con lo cual se

concluye que el uso de sistemas fotovoltaicos como alternativa en el suministro de energía es viable asumiendo el costo del kWh generado por el sistema FV por parte del OR o inversionista siempre y cuando lo considere deseable. Sin embargo, la opción contraria de usar el sistema fotovoltaico como fuente principal de suministro actualmente no evidencia la paridad de red con lo cual no habría competitividad en costos que logren determinar esta opción como una alternativa de autonomía eléctrica.

- ❖ Aunque los cálculos apuntan en la dirección de una viabilidad económica, todavía faltan aspectos que pueden eliminar algunos obstáculos para el desarrollo concreto de la energía fotovoltaica en sectores rurales en el país. Considerando el elevado capital inicial se torna prácticamente inalcanzable para que la mayoría de los consumidores adquieran el sistema fotovoltaico; por lo cual, el incentivar con políticas de financiación por parte de capital privado a través de inversionistas es esencial para mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica en el sector rural en el país.

## Bibliografía

- [1] I. AgencyEnergy, "How solar energy could be the largest source of electricity by mid-century," 2014.
- [2] CREG, "Resolución CREG 179 DE 2014." p. 204, 2014.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, "Ley 1715 de 2014." 2014.
- [4] R. L. Luis Ernesto, "Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la Interconexión de Generación Distribuida en los Sistemas de Distribución Local Colombianos," 2011.
- [5] A. Rodriguez Hernandez, "La Generación Distribuida y su posible integración al sistema Interconectado Nacional," BOGOTÁ, 2009.
- [6] M. Rabinowitz, "Power Systems of the future (part 4)," *IEEE Power Eng. Rev.*, no. August, pp. 4–9, 2000.
- [7] B. M. Buchholz and C. Boese, "The impact of dispersed power generation in distribution systems," pp. 198–203, 2003.
- [8] J. A. Hernández, "Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión," UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, 2012.
- [9] T. Learning, "WHITE PAPER ON DISTRIBUTED GENERATION," *Natl. Rural Electr. Coop. Assoc.*, no. 26734, pp. 3–46, 2007.
- [10] Servicios Energéticos Básicos Autónomos, *Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica*, Progensa S. Sevilla, España, 2004.
- [11] Kpmg and Institut Choiseul, "2012 Global Energy Competitiveness Index," no. November, 2012.
- [12] S. Carvajal and J. M. Jiménez, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico," *Revista Tecnura*, vol. 17, no. 35. pp. 77–89, 2013.
- [13] UPME, "Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050," *Unidad Planeación Min. Energética, Repub. Colomb.*, p. 184, 2015.
- [14] G. Masson, "Trends 2015 in Photovoltaic Applications. IEA," *Verbandsumfrage*, p. 63, 2015.
- [15] M. C. Tobajas Vásquez, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*, Segunda Ed. España, 2015.
- [16] T. Markvart, *Solar Electricity*, John Wiley. New York, 2000.
- [17] E. Caamaño Martín, "Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis. Tesis Doctoral," Universidad Politécnica de Madrid,

1998.

- [18] DANE, "DANE," *Censo General 2005*, 2005. .
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, "PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA, Revisión Marzo de 2012," *Minist. Minas y Energía*, pp. 15, 17, 27, 2012.
- [20] UPME, "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028," p. 765, 2015.
- [21] S. Ortega Arango, "¿Muerte a las Energías Renovables en Colombia?," *El Espectador*, Bogotá DC, p. 1, 06-Dec-2014.
- [22] S. Botero, L. Betancur, A. Consultor, D. Vesga, and I. Eléctrico, "Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia," *Ebsco*, vol. 1, no. 0121-4993, pp. 90-99, 2009.
- [23] L. F. Moreno, "Regulación Internacional de la energías renovables y de la eficiencia energética." Universidad Externado de Colombia, 2011.
- [24] D. E. Integraci and T. Regional, "ENERGÉTICA REGIONAL Proyecto CIER 06," pp. 1-58, 2014.
- [25] IEEE Power & Engineering Society, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, vol. 2012, no. May. 2012.
- [26] Wikipedia, "Ubicación de Caparrapí en Cundinamarca," 2016. [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Caparrap%C3%AD>. [Accessed: 24-Mar-2016].
- [27] DANE Departamento Administrativo Nacional de Estadística, "Resultados y Proyecciones 2005-2020," 2005. [Online]. Available: [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co). [Accessed: 24-Mar-2016].
- [28] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems. Concepts and Techniques*, Second Edi. New York, 1992.
- [29] "CREG 026 DE 1999 UNIDADES CONSTRUCTIVAS." 1999.
- [30] "CREG 097 DE 2008." 2008.
- [31] Ministerio de Minas y Energía, "Decreto 1623," pp. 1-12, 2015.
- [32] CREG, "CREG 024 DE 2016." Comisión de Regulación de Energía y Gas, p. 238, 2016.
- [33] N. J. Bejerman, "Evaluación De Impacto Ambiental," pp. 1444-1457, 2005.
- [34] H. García, A. Corredor, L. Calderón, and M. Gómez, "Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia," *Doc. Prep. para WWF*, p. 90, 2013.
- [35] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, "Decreto 2041 de 2014," p. 51, 2014.



- [36] L. B. Leopold, C. F. E., B. B. Hanshaw, and J. R. Balsley, "A procure for evaluating environmental impact," *Geol. Surv. Circ.*, vol. 2, p. 19, 1971.
- [37] Coopser, "Identificación y valoración de impactos ambientales," pp. 2–6, 2010.
- [38] U. Universidad Nacional de Colombia, "La EIA en el Mundo," 2013.
- [39] SmartGreenColombia, "DISEÑO TÉCNICO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DC PARA ZONAS NO INTERCONECTADAS," 2014.
- [40] "Monosolar," *Panel solar fotovoltaico*, 2016. [Online]. Available: <http://www.monsolar.com/>.
- [41] L. M. CARRILLO MEDRANO, "Generación de Energía con un Sistema Híbrido Renovable para Abastecimiento Básico en Vereda sin Energización de Yopal - Casanare," Universidad Nacional de Colombia, 2015.
- [42] C. J. Díaz Urbina, "ANÁLISIS DEL IMPACTO SOBRE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS AL INSTALAR SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON NIVEL DE TENSIÓN 13.2 kV," Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2015.
- [43] Fantozzi George V., "Distributed generation impact on distribution automation planning and implementation," in *DistribuTECH 2000, conference and exhibition*, 2000.
- [44] C. J. Zapata and H. Mejía, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal," Pereira, Risaralda, 2003.
- [45] L. Díaz Rozas, "Mantenimiento Redes Aéreas MT/BT," in *Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica*, 2011.
- [46] M. Navarro, "Protecciones de Sistemas de Distribución," 2013.
- [47] M. Bravo de las Casas and Y. Yanez Boza, "Retos a las Protecciones eléctricas en las redes de distribución con generación distribuida," 2009.
- [48] K. Butler, P. Hamed, and F. Hamed, "Overcurrent Protection Issues for radial distribution systems with distributed generators," 2009.
- [49] M. International, "Bondades de la ley 1715 de 2014. Retos en su reglamentación y en su aplicación práctica.," 2014.