

Evaluación técnico-financiera de una planta solar fotovoltaica de 10 MWP en Maicao La Guajira a nivel de exigencias de la UPME para la participación en las subastas de energía nacional

Paula Isabela Cabrera Cuadros

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniera Eléctrica**

Director

Homero Ortega Boada

Dr. En ciencias de la Ingeniería, Radio Comunicaciones

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Dr. En Tecnología Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físico Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónicas y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Este proyecto de grado lo dedico primeramente a Dios, porque ha sido mi guía, conciencia y fortaleza en todo momento de mi vida.

A mi mamá, porque este libro, este proyecto y el título profesional son tan míos como de ella, son el resultado de su trabajo diario e incansable en pro de formar a la profesional que soy en la actualidad y porque su temple y espíritu es lo que me llevaron a tomar la decisión de emprender y contribuir al desarrollo de estrategias y metodologías para ser parte de la bolsa energética del país.

A mi hermana por todas las noches y días que decidió acompañarme y por ser parte de la inspiración que conlleva escribir una tesis de este tipo, por iluminar con su talento la formación de mis ideas y las palabras correctas a escribir.

Mis abuelos, cuyo legado trasciende más allá del apellido, inician en las ideas, el ímpetu, la valentía y la honestidad que el mundo de las negociaciones y el emprendimiento requieren, quienes me mostraron desde una corta edad el trabajo que cuesta merecer los resultados, e éxito y el respeto.

A mi papá, por sus aportes en la formación personal y profesional durante mi crecimiento y a los consejos y acciones que conllevaron finalmente en la personalidad y las decisiones que se tomaron en el camino.

Mi padrino, con el respeto que impone y su gran ejemplo de vida, de actuar correctamente y bajo los principios que rigen los caminos correctos, quien siempre ha defendido el honor y la gloria del nombre y la esencia que me representan.

Dedico este proyecto también a un gran compañero de travesías y aventuras, amigo, socio, colega, mentor y quien trajo además de aportar a mi vida oportunidades, fuerzas, motivos, conocimientos y enseñanzas, introdujo a mi diario vivir la frase “Life is not supposed to be easy” desde la cual inicia la fuerza para continuar el camino y superar los obstáculos que pudieran presentarse. A mi madrina, un gran ejemplo del empoderamiento que se puede lograr sin limitaciones de género o edad y de la tenacidad que requiere el mundo de los negocios y tomar los retos que estos conllevan.

“Investors care about technology and designs; but care more about profitability and innovation” and I want to dedicate this book to an admirable professional who always believe, help and trust me, who makes me feel more comfortable and sure about myself and capacities, allowing me to attract success and profitability in my bussiness and life.

Paula Isabela Cabrera Cuadros

Agradecimientos

Primero agradezco a Dios por la vida, por las capacidades que me ha dado y por las personas de quien me ha rodeado, empezando por mi mamá, fuente total de fuerza, valentía y el mayor apoyo que he tenido, quien desde un inicio me tomó de su mano y me ha guiado por los caminos correctos y hacia un norte definido en dirección a un futuro lo más prospero y brillante posible, quien a demás de traerme al mundo ha sido una fiel amiga y cuya confianza me ha dado la seguridad de levantarme y seguir adelante.

Agradezco a mi hermana y mi mamá en segundo grado, por cada sonrisa y compañía durante las jornadas de trabajo que tuve para llegar al libro resultante, por su apoyo y su excelente influencia. A mis abuelos, mis padres y mi familia en general por toda su buena energía y compañía durante el proceso.

Muchas gracias al profesor Homero Ortega Boada, quien es mi director de proyecto, por su voto de confianza, porque desde un inicio creyó en mis ideas y capacidades y decidió aceptar la propuesta de dirigir este proyecto, aportándome día a día puntos de vista que perfeccionaron el libro y la presentación final de éste.

Agradezco también al profesor Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, quien es mi codirector de proyecto, por sus sugerencias certeras y todo su apoyo en la realización de la tesis.

Gracias también al ingeniero encargado de guiarme por el camino y los medios profesionales más apropiados para culminar mis estudios y continuar superando cada obstáculo que el camino presentaba, por aportar razones a mi diario para soñar y por confiar en mi criterio, intelecto y capacidades aportando la seguridad que requiere el emprender en el país.

A mi hermano de universidad, mi mano derecha desde el inicio de mi carrera, hasta el fin de esta y todo lo que la vida nos permita seguir compartiendo, por contribuir a toda mi formación profesional de una forma desinteresada, honesta y paciente, porque gran parte de los logros son resultado también de su decisión.

Mis padrinos por su apoyo y su fuerza, por darme siempre el mejor ejemplo y por contribuir en gran parte a mi desarrollo personal, mi madrina con su gran sabiduría y personalidad para desenvolverse y tomar riesgos de forma inteligente y mi padrino, cuya estrategia y pasión por lo que hace me llevaron a abrazar con mayor fuerza la carrera y el proyecto sin importar lo fuerte que pudiera resultar y el trabajo arduo que conllevaría esto.

Finalmente, agradezco a todos mis amigos, colegas, quienes siempre creyeron en mis fortalezas, capacidades e incluso ideas y a la universidad y todos los docentes que se encargaron de transferir sus conocimientos de la mejor forma posible y quienes nos dan el espacio para desarrollar nuestras habilidades.

Paula Isabela Cabrera Cuadros

Contenido

Introducción	18
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo general	20
1.2 Objetivos específicos	20
2. Alcance	21
3. Terminología	23
3.1 Revisión de literatura	23
3.2 Tipos de energía eléctrica	25
3.2.1 <i>¿Qué es la energía renovable?</i>	26
3.2.2 <i>¿Por qué usar energías renovables?</i>	27
3.3 Energía y radiación solar	28
3.4 Tecnologías solares eléctricas	32
3.5 Tecnología fotovoltaica	34
3.5.1 <i>¿Qué es y cómo funciona la energía fotovoltaica?</i>	34
3.5.2 <i>Evolución histórica</i>	35
3.6 Tipos de sistemas fotovoltaicos	36
3.7 Componentes de los sistemas fotovoltaicos	38
3.8 Identificación de valores nominales y de operación de los equipos	44
3.9 Otras definiciones	44
4. Identificación de requerimientos a partir de la normatividad y el contexto nacional	52
4.1 Panorama nacional e internacional del sector eléctrico	52

4.2 Potencial de la energía fotovoltaica nacional y global	58
4.3 Requerimientos técnicos inferidos del código eléctrico colombiano NTC 2050 y del reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE)	62
4.4 ISO 5001	63
4.5 Estructura del mercado eléctrico mayorista	64
4.6 Normativa nacional para incentivar las FNCER	69
4.7 Indicadores de rentabilidad, liquidez, actividad y endeudamiento	73
4.8 Externalidades positivas y negativas para un proyecto energético	76
4.9 Precio SPOT	80
4.10 Criterios de calificación en la primera subasta de energía nacional	82
4.10.1 <i>Criterio de resiliencia</i>	83
4.10.2 <i>Criterio de complementariedad de los recursos</i>	87
4.10.3 <i>Criterio de seguridad energética regional</i>	91
4.10.4 <i>Criterio de reducción de emisiones</i>	98
4.10.5 <i>Calificación total</i>	100
4.11 Cargo por confiabilidad para las subastas de energía	101
4.12 Formación del precio del cargo por confiabilidad	104
4.13 Subastas de energía nacional	105
4.13.1 <i>Periodo de precalificación</i>	107
4.13.2 <i>Subasta</i>	107
4.13.3 <i>Periodo de planeación</i>	108
4.13.4 <i>Periodo de vigencia de la obligación</i>	109
4.13.5 <i>Ajustes al mecanismo de subasta de contratación a largo plazo</i>	113

4.13.5.1 Subasta exclusiva para FNCER (Ley 1715 de 2014).	119
4.13.5.2 No existen criterios de calificación (Resiliencia, Seguridad, complementariedad y reducción de emisiones)	119
4.13.5.3 Solo podrán participar proyectos nuevos mayores o iguales a 5 MW (despacho centralizado).	119
5. Metodología para la ejecución de las subastas de energía nacional	124
5.1 Requisitos de participación en la tercera subasta	126
5.2 Reglamentación del decreto 0570 de 2018	128
5.3 Períodos identificados en la regulación para asignación de OEF	130
5.4 Subasta de reconfiguración de compra	132
5.5 Proceso de realización de la subasta OEF	133
6. Diseño	137
6.1 Análisis de conveniencia de interconexión y condiciones meteorológicas	137
6.2 Diseño básico de la central de generación	152
7. Evaluación técnica y financiera del proyecto	170
7.1 Identificación de tecnologías para generación fotovoltaica disponibles en el mercado	170
7.2 Cálculo de la inversión inicial y costos de operación del proyecto	176
7.3 Estimación del precio a ofertar	183
7.4 Estimación del flujo de caja libre y el retorno de la inversión	188
7.5 Ajuste de la propuesta a exigencias de la UPME para la participación de las subastas de energía nacional	197
8. Estudio de factibilidad	202
8.1 Estimación de la factibilidad técnica y financiera del proyecto	204

9. Análisis de resultados	211
9.1 Requerimientos exigidos por la UPME y XM para la participación en la subasta con que cumple el proyecto	211
9.2 Análisis Generales	213
10. Conclusiones	215
Referencias Bibliográficas	218

Lista de figuras

Figura 1. <i>Mecanismos de financiación en proyectos solares fotovoltaicos.</i>	25
Figura 2. <i>Representación de solsticio y equinoccio de invierno y verano.</i>	29
Figura 3. <i>Ángulo de declinación en las etapas de solsticio y equinoccio.</i>	29
Figura 4. <i>Representación de cada etapa del año, solsticios y equinoccios y su día del año.</i>	30
Figura 5. <i>Resumen representativo de equinoccios y solsticios de invierno y verano.</i>	30
Figura 6. <i>Representación gráfica de radiación directa, reflejada y difusa.</i>	31
Figura 7. <i>Radiación en las distintas condiciones del día.</i>	32
Figura 8. <i>Radiación solar global como sumatoria de todas las radiaciones.</i>	32
Figura 9. <i>Evolución histórica por fases de desarrollo y evolución.</i>	35
Figura 10. <i>Crecimiento de potencia fotovoltaica instalada entre el año 2006 hasta el 2016 en GW.</i>	36
Figura 11. <i>Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.</i>	38
Figura 12. <i>Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red.</i>	39
Figura 13. <i>Componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.</i>	40
Figura 14. <i>Tecnologías de energía renovable empleadas a nivel mundial.</i>	53
Figura 15. <i>Capacidad de energía renovable en tendencia instalada en el mundo.</i>	54
Figura 16. <i>Países que desarrollaron políticas de energía renovable en el 2016.</i>	55
Figura 17. <i>Reducción de emisiones de CO₂ desde el 2010 proyectadas al 2050</i>	56
Figura 18. <i>Solicitudes de registro de proyectos por tipo de tecnología en Colombia.</i>	57
Figura 19. <i>Proyectos vigentes por tipo de tecnología renovable en Colombia.</i>	57
Figura 20. <i>Flujos de inversión desde el 2017 hasta el 2040 por tecnología de Notade energía.</i>	59

Figura 21. <i>Reporte entre 2010 y 2020 de generación fotovoltaica a nivel mundial.</i>	60
Figura 22. <i>Reporte entre 2010 y 2020 de generación fotovoltaica en Colombia.</i>	61
Figura 23. <i>Potencia fotovoltaica instalada desde el año 2010 proyectada al 2030 en Colombia.</i>	61
Figura 24. <i>Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh).</i>	66
Figura 25. <i>Tarifa industrial de electricidad en Latam + Tarifa por NT en Colombia (ctv.USD/kWh).</i>	68
Figura 26. <i>Mapa mental de organismos que promueven los incentivos.</i>	69
Figura 27. <i>Costos estimados para la conexión al STN.</i>	78
Figura 28. <i>Curvas de oferta y demanda para la formación del precio spot.</i>	81
Figura 29. <i>Variables R_{max_i}, R_{med_i} y R_{min_i} por área eléctrica.</i>	93
Figura 30. <i>Variable Cope por área operativa.</i>	94
Figura 31. <i>Indicadores de la variable BP.</i>	95
Figura 32. <i>Proceso de calificación de las Subastas de Energía Nacional.</i>	106
Figura 33. <i>Metodología de ejecución de las Subastas de Energía Nacional.</i>	108
Figura 34. <i>Instrumentos admisibles para Garantías Nacionales</i>	112
Figura 35. <i>Proyectos con compromisos.</i>	114
Figura 36. <i>Proyectos con compromisos.</i>	116
Figura 37. <i>Razones para los ajustes en el mecanismo de la Subasta.</i>	117
Figura 38. <i>Programación de la Subasta Nacional para el año 2021.</i>	118
Figura 39. <i>Ofertas de los participantes</i>	120
Figura 40. <i>Garantías.</i>	123

Figura 41. <i>Requisitos técnicos para la participación de la tercera Subasta de Energía Nacional.</i>	127
Figura 42. <i>Documentos y requisitos específicos en proyectos de generación mediante FNCER.</i>	128
Figura 43. <i>Versión final del mecanismo de realización de la subasta de energía 2019.</i>	129
Figura 44. <i>Periodos identificados en la Regulación para Asignación de OEF.</i>	131
Figura 44. <i>Subasta de Reconfiguración de compra o venta de OEF.</i>	132
Figura 45. <i>Consideraciones acerca de las subastas.</i>	134
Figura 46. <i>Hitos de la Subasta de Reconfiguración de Compra.</i>	135
Figura 47. <i>Cronograma de Actividades para la Tercera Subasta.</i>	136
Figura 48. <i>Distancia aproximada y recta desde la central a la subestación Cuestecitas.</i>	138
Figura 49. <i>Trayectorias solares anuales proyectadas (coordenadas polares).</i>	140
Figura 50. <i>Horizonte y trayectorias solares.</i>	141
Figura 51. <i>Irradiación por superficie de módulo.</i>	142
Figura 52. <i>Temperatura por superficie de módulo.</i>	142
Figura 53. <i>Radiación solar directa y difusa de la superficie en el territorio de la central.</i>	144
Figura 54. <i>Potencial fotovoltaico específico.</i>	145
Figura 55. <i>Potencial fotovoltaico específico.</i>	146
Figura 56. <i>Mapa del STN, visión 2033.</i>	149
Figura 57. <i>Diagrama Unifilar del STR, sub-área Guajira-Cesar-Magdalena.</i>	150
Figura 58. <i>Datos de entrada</i>	154
Figura 59. <i>Dimensionamiento módulos fotovoltaicos</i>	155
Figura 60. <i>Dimensionamiento de inversores.</i>	156

Figura 61. <i>Selección de protecciones</i>	157
Figura 62. <i>Forma de conexión de los módulos por fila.</i>	159
Figura 63. <i>Simulación de sombras sobre los módulos.</i>	160
Figura 64. <i>Convención de signos usadas en el plano de planta.</i>	161
Figura 65. <i>Estructura de la subestación del parque solar.</i>	162
Figura 66. <i>Plano de disposición de paneles por string.</i>	163
Figura 67. <i>Arreglo de la planta por inversor.</i>	164
Figura 68. <i>Plano de planta completo de la central fotovoltaica.</i>	165
Figura 69. <i>Diagrama de pérdidas de la central.</i>	167
Figura 70. <i>Cálculo de rendimientos energéticos</i>	168
Figura 71. <i>Toma de decisiones de proveedores</i>	172
Figura 72. <i>Precios unitarios de los equipos</i>	174
Figura 73. <i>Precios unitarios de materiales, accesorios y equipos de protección y transformación</i>	175
Figura 74. <i>Capex de la central</i>	177
Figura 75. <i>Opex de la central</i>	178
Figura 76. <i>Resumen de entidades de financiación analizadas</i>	181
Figura 77. <i>Financiamiento del proyecto</i>	182
Figura 78. <i>Precio calculado mediante suma de dígitos.</i>	184
Figura 79. <i>Precio para ofertar en la subasta y con CERE.</i>	185
Figura 80. <i>Precios en bolsa por empresa del grupo 1</i>	186
Figura 81. <i>Precios en bolsa por empresa del grupo 2</i>	187
Figura 82. <i>Precios en bolsa por empresa del grupo 3</i>	187

Figura 83. <i>Precios en bolsa por empresa del grupo 4</i>	188
Figura 84. <i>Datos de entrada del flujo de caja libre.</i>	189
Figura 85. <i>Ingresos del sistema</i>	190
Figura 86. <i>Egresos del sistema</i>	192
Figura 87. <i>Gráfica de los ingresos de la central.</i>	193
Figura 88. <i>Gráfica de los egresos de la central.</i>	194
Figura 89. <i>Gráfica de ingresos Vs egresos de la central.</i>	195
Figura 90. <i>Retorno de la inversión</i>	196
Figura 91. <i>Gráfica de simulación de Generación.</i>	198
Figura 92. <i>Bloques que se ofertan con su respectiva cantidad de paquetes a ofertar.</i>	199
Figura 93. <i>Formato de participación cuarta subasta SRCFC 2021-2022.</i>	200
Figura 94. <i>Proyección anual de la demanda eléctrica para el período 2020-2026.</i>	205
Figura 95. <i>Proyección anual de la demanda eléctrica para el período 2020-2026.</i>	207
Figura 96. <i>Costos totales que requiere la ejecución del proyecto</i>	209

Lista de tablas

Tabla 1. <i>Cuadro comparativo de cada tipo de energía.</i>	26
Tabla 2. <i>Disposiciones de la Sección 690 de la NTC 2050.</i>	63
Tabla 3. <i>Normativas para incentivas la generación de FNCER en Colombia.</i>	70
Tabla 4. <i>Forma de calcular los indicadores de rentabilidad</i>	73
Tabla 5. <i>Forma de calcular los indicadores de liquidez</i>	74
Tabla 6. <i>Forma de calcular los indicadores de actividad</i>	75
Tabla 7. <i>Forma de calcular los indicadores de endeudamiento</i>	75
Tabla 8. <i>Generación real promedio anual por nota de energía</i>	84
Tabla 9. <i>Declaración índice de Shannon Wiener para proyectos de generación</i>	85
Tabla 10. <i>Declaración coeficiente de Pearson para proyectos de generación</i>	89
Tabla 11. <i>Declaración indicadores de fortalecimiento de la seguridad energética regional para proyectos de generación</i>	97
Tabla 12. <i>Declaración de reducción de emisiones de CO₂ para proyectos de generación</i>	99
Tabla 13. <i>Ajustes en la metodología de las subastas</i>	117
Tabla 14. <i>Factores meteorológicos del territorio.</i>	143
Tabla 15. <i>Lista de alternativas</i>	151

Resumen

Título: Evaluación técnico-financiera de una planta solar fotovoltaica de 10 MWp en Maicao-La Guajira a nivel de exigencias de la UPME para la participación en las subastas de energía nacional. *

Autores: Paula Isabela Cabrera Cuadros**

Palabras Claves: Sistemas Fotovoltaicos, Rentabilidad, Fiabilidad, Confiabilidad, Resiliencia, Impuestos, Desgravaciones Fiscales, Subasta De Energía, Regulación, Pre Factibilidad, Factibilidad

Descripción

El presente trabajo de investigación se realiza con el fin de demostrar la factibilidad técnica y financiera de la construcción de una central de 10 MWp en Maicao-La Guajira, presentando su dimensionamiento, cálculo, diseño e ingeniería, con énfasis en el estudio de la rentabilidad del proyecto, analizando principalmente el factor financiero y la estrategia para que éste sea competitivo en las subastas de energía nacional, cumpliendo con los requisitos exigidos por la UPME y por XM, desde la reglamentación y los requerimientos con que se debe cumplir para la adjudicación de los proyectos.

Se calculará también el Capex y Opex del sistema y con ello el retorno a la inversión del proyecto y el flujo de caja libre cuyos ingresos requieren de la estimación de la tarifa del kWh en el mercado energético para evaluar la rentabilidad del proyecto mediante la formulación del VPN, procurando que éste se encuentre entre las tarifas adjudicadas anteriormente, es decir, que no se encuentre ni por debajo ni por encima de éste.

Finalmente se propone un caso hipotético donde la generación ofertada ahora se encuentre en el máximo permitido para la participación, es decir, por debajo de los 20 MWp, para comparar los resultados obtenidos para ambos proyectos y evaluar que caso conviene más ejecutar.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónicas y de Telecomunicaciones. Director Homero Ortega Boada. Dr. En ciencias de la Ingeniería, Radio Comunicaciones. Codirector Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Dr. En Tecnología Industrial

Abstract

Title: Technical-financial evaluation of a 10 MWp solar photovoltaic plant in Maicao-La Guajira at the level of UPME requirements for participation in national energy auctions. *

Authors: Paula Isabela Cabrera Cuadros**

Keywords: Photovoltaic Systems, Profitability, Reliability, Reliability, Resilience, Taxes, Tax Reliefs, Energy Auction, Regulation, Pre-Feasibility, Feasibility

Description

This research work is carried out in order to demonstrate the technical and financial feasibility of the construction of a 10 MWp power plant in Maicao-La Guajira, presenting its dimensioning, calculation, design and engineering, with emphasis on the study of profitability of the project, mainly analyzing the financial factor and the strategy for it to be competitive in the national energy auctions, complying with the requirements demanded by the UPME and XM, from the regulations and the requirements that must be met for the award of the projects.

The Capex and Opex of the system will also be calculated and with it the return on investment of the project and the free cash flow whose income requires the estimation of the kWh rate in the energy market to evaluate the profitability of the project by formulating the VPN, ensuring that it is among the rates previously awarded, that is, that it is neither below nor above it.

Finally, a hypothetical case is proposed where the generation offered is now at the maximum allowed for participation, that is, below 20 MWp, to compare the results obtained for both projects and evaluate which case should best be executed.

* Degree work

** Faculty of Physical Mechanical Engineering, School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering, Director Homero Ortega Boada. Dr. In Engineering Sciences, Radio Communications. Co-director Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Dr. in Industrial Technology

Introducción

Colombia es uno de los países con mayor demanda de energía eléctrica en toda Latinoamérica, la cual hacia el año 2030 presentará un incremento evidente debido al crecimiento industrial, residencial y comercial que se ha venido presentando. En la actualidad, el 70% de la energía del país se genera a partir de hidroeléctricas y el resto se genera principalmente a partir de los combustibles fósiles, los cuales, se agotan rápidamente, son altamente contaminantes y a comparación de otras alternativas puede resultar ser una solución costosa y deficiente.

La problemática de abastecimiento energético en el país se hace cada día más evidente y relevante, estudios recientes revelan que son alrededor de 18 departamentos, 95 Municipios y 1798 localidades las que actualmente presentan demandas sin suficiente oferta para el abastecimiento³, así mismo, las deficiencias logísticas y de calidad de algunas electrificadoras del país y la contaminación ambiental producida por las Figuras convencionales de estas, sumado a la regulación que propone el cobro de bonos de carbono impuesta como medida para contribuir a la mitigación de las emisiones de CO₂ y el alto precio del kWh, son problemas que afectan su óptima comercialización en la bolsa energética.

Debido a la abundancia de recursos naturales en el país, la implementación de la generación renovable de energía empieza a convertirse en una necesidad y el apogeo de las plantas fotovoltaicas más óptimo para dado caso, para esto hay que analizar el terreno colombiano, y sobre todo, la información meteorológica en el país, donde las regiones con mejor radiación solar en el país son la Guajira, Costa atlántica, Orinoquía, Amazonía y Andina respectivamente, siendo la Guajira, la zona que cuenta con la mejor irradiación para explotar.

Por tanto, se requiere proponer alternativas de solución, que en el caso, se centra en realizar

los estudios de factibilidad de un sistema fotovoltaico a instalar en Maicao – La Guajira, en la locación de coordenadas 11°13'11 N (latitud); 11°35'43 W (longitud), a tan solo 4.70 Km de la subestación cuestecitas, usando alrededor de 10 [Ha] de terreno, para ser conectado a la red eléctrica nacional y aportar una solución técnica y financieramente eficiente, contando con la materia prima que ésta requiere (aprovechamiento de la radiación solar) y todas las herramientas, leyes, mano de obra, equipos, materiales y softwares necesarios para su respectivo cálculo, dimensionamiento, diseño, instalación y mantenimiento, que hacen de ésta, en comparación a otras, la alternativa más competitiva y sostenible a implementar actualmente. A demás, este proyecto contribuirá a la institución, permitiendo tener como base, una metodología práctica que sirva como guía para la comunidad interesada en el negocio de la venta de energía siendo parte de la bolsa energética, asegurando el éxito de sus participaciones en subastas de energía.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Desarrollar la evaluación técnico-financiera de una central eléctrica fotovoltaica con una capacidad de 10 MWP para participar en las subastas de energía nacional, cumpliendo con las normas y los requerimientos exigidos por la UPME.

1.2 Objetivos específicos

- Describir los requerimientos y normativa exigida por la UPME para la participación de un generador fotovoltaico en las subastas de energía nacional.
- Dimensionar un sistema fotovoltaico de 10 MWP de capacidad para ser instalado en Maicao-La Guajira, usando el software PV SYST versión 6.8 y PVSOL premium 2021 (versión de prueba).
- Presentar el Capex y Opex de la central y estimar el retorno a la inversión que tendrá el sistema.
- Realizar la evaluación técnica y financiera de la central fotovoltaica.
- Desarrollar el estudio de factibilidad del proyecto.

2. Alcance

El crecimiento de la demanda energética de forma casi exponencial y su proyección para los próximos años, las deficiencias logísticas y de calidad de algunas electrificadoras del país y la contaminación ambiental producida por las Figuras convencionales de estas, sumado a la regulación que propone el cobro de bonos de carbono impuesta por contaminación debida a la emisión de CO₂ y el alto precio de kWh con que se comercializa la energía, son problemas que afectan la calidad del servicio que se ofrece en la actualidad.

El proyecto de grado pretende sintetizar los requisitos de participación de un proyecto eléctrico fotovoltaico, estudiando la regulación y normas vigentes, así mismo, las oportunidades que la ley 1715 de 2014 y el cobro de bonos de carbono ofrecen para los proyectos de este tipo.

Se realizará el diseño de una central fotovoltaica para ser instalada en Maicao – La Guajira, locación de coordenadas 11°13'11 N (latitud); 72°35'43 W (longitud), a 4.70 km de la subestación Cuestecitas (que se encuentra en plan de expansión, ofreciendo oportunidad de conexión de la central al SIN), empleando el software PV Syst versión 6.8 y PVSOL premium 2021 (versión de prueba), que permita la elaboración de los diagramas unifilares y el dimensionamiento de la misma, los cuales se limitarán a ser usados en el desarrollo del estudio de factibilidad del proyecto.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario realizar el estudio y selección de los equipos disponibles en el mercado, teniendo en cuenta los beneficios técnicos y financieros que cada tecnología y fabricante presentan para el proyecto. Seguido a esto, se calculará el Capex y Opex donde se tendrán en cuenta la mayoría de los factores principales para la estimación de la tarifa de kWh y su variación con el tiempo en que se encontrará en servicio la central, la cual supone aproximadamente 20 a 30 años de vida útil.

La UPME ofrece la información pertinente a los criterios de clasificación a la subasta de energía, serán calculados a partir de los planteamientos anteriormente expuestos, demostrando la competitividad principalmente económica y técnica que el proyecto conlleva y que posibilitan la elegibilidad del mismo; estos criterios han sido uno de los factores principales en la presentación de varias empresas públicas y privadas que participaron en las anteriores subastas y cuyos proyectos, por incumplimiento de resiliencia y complementariedad, fueron invalidados.

Posteriormente, con la información y los resultados obtenidos, se realizará el estudio técnico y financiero para la central fotovoltaica que la haga competitiva y atractiva ante las posibilidades de inversión.

Finalmente, se demostrará la factibilidad técnica y financiera del proyecto, de esta forma, el proyecto contribuirá como una solución de la problemática nacional de oferta-demanda, actualmente creciente y se podrá realizar la venta de energía a distintas entidades y municipios interesados, además, servirá como herramienta para futuros emprendedores de la institución que estén interesados en crear Startup y aventurarse en el mundo de los negocios del sector eléctrico en Colombia para que tengan la metodología y los pasos que se deben llevar a cabo para ser parte de la bolsa energética del país y tener resultados exitosos en el medio.

3. Terminología

En este capítulo se presentan algunos de los principales conceptos teóricos del sector técnico y financiero, cuyo conocimiento previo al estudio y desarrollo del proyecto fueron necesarios, ya que definen el desarrollo posterior del cálculo, dimensionamiento y diseño final de la planta, así como de los factores influyentes en la toma de decisiones respecto a la tecnología y el balance costo-beneficio que se obtiene de la ejecución de la central.

3.1 Revisión de literatura

Con el auge de la generación mediante energías alternativas, nacen incentivos que se implementan para contrarrestar las barreras regulatorias y costos de las nuevas tecnologías de generación, para aumentar el uso de FNCER (Figuras No Convencionales de Energía Eléctrica Renovable), dentro de los cuales se destacan las tarifas garantizadas, cuotas, incentivos fiscales, instrumentos para la reducción de emisiones de CO₂, contratos por diferencia, entre otros:

- TARIFAS GARANTIZAS: Consiste en garantizar o fijar un precio de compra para los generadores de energía renovable, a partir del costo de la producción de este tipo de energía.

- CUOTAS: Permiten diversificar la matriz energética de un país, mediante metas fijas y fijando porcentajes específicos para dicha matriz. Dentro de estos mecanismos, se encuentran las subastas (A través de licitaciones públicas, se otorgan contratos de energía firme) y los Certificados de Energía Renovable (Estos se otorgan a generadores de ER que se pueden comercializar, generalmente, representan la producción de un MWh de generación de energía limpia)

- INCENTIVOS FISCALES: Los principales se encuentran definidos en la ley 1715 de 2014, hacen referencia a los beneficios tributarios, créditos fiscales, subsidios, préstamos o inversiones directas del esta.

- INSTRUMENTOS PARA LA REDUCCIÒN DE CO₂: En la actualidad se cuenta con el impuesto y topes por emisiones de CO₂, así mismo, el desarrollo de los bonos de carbono para reconocer la disminución de estas al emplear le generación de energía renovable.

- CONTRATOS POR DIFERENCIA: Es un incentivo directo que garantiza a los productores de ER un precio de electricidad competitivo al mercado mayorista. De manera que los generadores reciben una prima de la diferencia entre el precio pronosticado en el ejercicio y el del mercado.

- PRECIOS DE ENERGÍA: con el objeto de establecer los ingresos de los proyectos construidos en el Sistema interconectado nacional, se construyen los precios de energía así:

- CARGO POR CONFIABILIDAD: Se modelan todas las tecnologías con la opción de participación en el mecanismo de cargo por confiabilidad. Esta variable también es una entrada y en el modelo se toma el valor de la última subasta (noviembre de 2011, UPME).

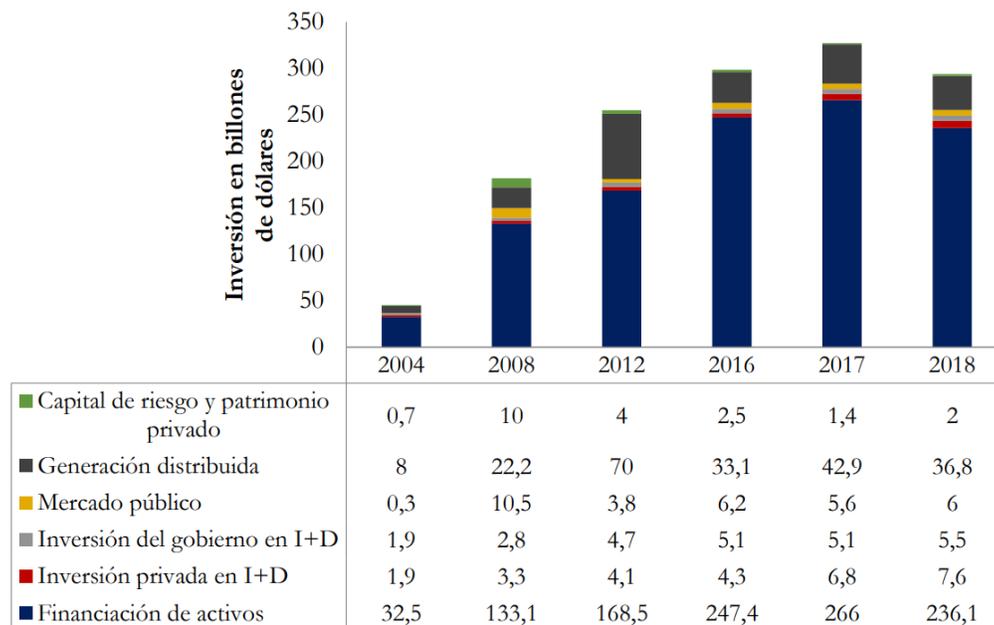
- PRECIO DE COMPRA/VENTA DE ENERGÍA: En el caso de los proyectos que toman energía de la red (autos generadores) los precios de compra de energía incluyen los cargos por uso del STN, del STR y del SDL, según aplique de acuerdo con el nivel de tensión de la conexión, además del cargo de comercialización.

- MECANISMOS DE FINANCIACIÓN EMPRESARIAL: Son aquellos que permiten a una empresa contar con los recursos financieros necesarios para el cumplimiento de sus objetivos de creación, desarrollo, posicionamiento y consolidación empresarial.

En la generación de sistemas fotovoltaicos, a nivel mundial, se ha presentado un gran crecimiento. En la figura 1, se presenta el comportamiento de esta actividad en un periodo comprendido entre el 2004 y el 2017, allí, se puede observar que la Notade financiación más representativa en el mercado ha sido la financiación de activos, bien sea bajo el modelo de bonos, negocio de arrendamiento u otras opciones de la banca:

Figura 1.

Mecanismos de financiación en proyectos solares fotovoltaicos.



Nota: Lecturas de Economía, 93 (julio-diciembre 2020), pp. 23-64

3.2 Tipos de energía eléctrica

Existen dos tipos de energía eléctrica principalmente, que se derivan de la Notaque la genere, decíamos que para correr por ejemplo de una esquina a otra requerimos de una alimentación para poder realizar la actividad y nuestro cuerpo va consumiendo esos minerales que

le introducimos al comer, así mismo, para que haya energía eléctrica, es necesaria una Notade alimentación y esta puede provenir de la naturaleza o de forma artificial, así, nacen los dos tipos de energía eléctrica que son la renovable y la no renovable ó convencional, siendo la última de las más usadas hasta el día de hoy.

Tabla 1.

Cuadro comparativo de cada tipo de energía.

<i>RENOVABLE</i>	<i>NO RENOVABLE</i>
Notacasi ilimitada de energía	Notalimitada de energía.
Recursos limpios	Recursos fósiles y generalmente artificiales.
Menos impacto Ambiental	Explotación y daño de la tierra.
En proceso de desarrollo y algunas pueden resultar un poco costosas.	Bastantes equipos en el mercado y en algunos casos los costos son mucho más bajos.

Nota: Elaboración propia.

3.2.1 ¿Qué es la energía renovable?

Tipo de energía que puede obtenerse mediante Figuras virtualmente inagotables, ya que contienen una gran cantidad de energía o se pueden regenerar de forma natural. La energía eólica, solar y la geotérmica son algunos ejemplos de energías renovables no contaminantes, ya que su explotación supone un daño ambiental mínimo.

3.2.2 ¿Por qué usar energías renovables?

Las Figuras de energía renovables o no convencionales (FENC) se encuentran en auge en la actualidad debido a la gran cantidad de industrias dedicadas al desarrollo y avance tecnológico para facilitar el proceso de generación de energía eléctrica mediante Figuras no convencionales, lo que conlleva a un aumento de oferta debido a la demanda que, por períodos de tiempo también es bastante alta, que como resultado, conlleva a una baja de precios de los equipos usados en la instalación de los sistemas, que hasta el momento ha alcanzado incluso una disminución hasta la mitad de los precios iniciales.

Por otra parte, uno de los mayores beneficios es que ha diferencia de las convencionales, la generación renovable no es tan contaminante, sobre todo en cuanto a la emisión de CO₂, la cantidad de territorio a usar, en algunos casos también es menor, lo que la clasifica, como energía limpia y eficiente. La energía fotovoltaica encabeza el listado de las de mayor potencial y uso, porque cuenta con una sencilla instalación y casi nulo mantenimiento, a comparación de otras, es más segura y eficiente, una gran acogida en el mercado y desarrollos tecnológicos que día a día, la hacen más eficiente y competitiva.

Economía, eficiencia, tecnología, mercados, posibilidades de expansión, amigabilidad con el medio ambiente, sencilla instalación y mantenimiento, seguridad y casi ilimitado potencial al tratarse de una Nota que se encuentra prácticamente en el medio, hacen de las renovables la mejor y más competitiva opción.

3.3 Energía y radiación solar

Ángulo de la declinación: Esta distancia llamada declinación se mide en grados al norte o al sur del ecuador celeste. Esta medida angular indica la posición vertical aparente del sol en el cielo, durante el año y por lo tanto está relacionada con la duración del día en un punto de la tierra según su latitud.

Este ángulo, depende del momento del año en el que se realiza la medida, por ello se tienen en cuenta los siguientes:

- Equinoccio de otoño: Momento del año en que el día y la noche tienen la misma duración, es un evento astronómico que marca el cambio estacional del verano al otoño.

- Equinoccio de primavera: Momento del año en que la duración del día y la noche se igualan, es un evento astronómico que marca la entrada de la primavera.

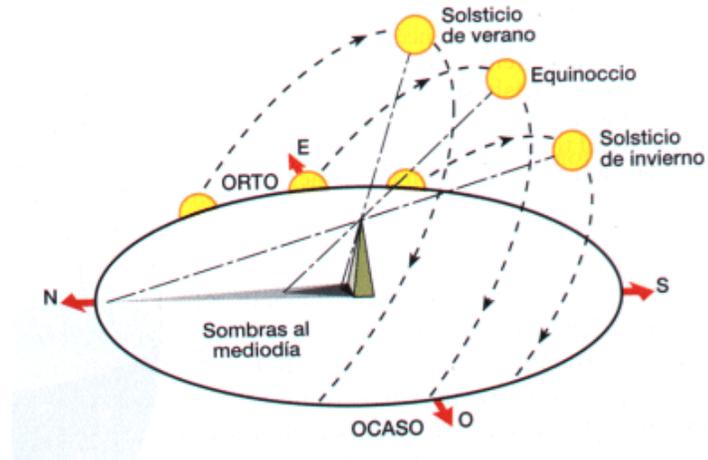
- Solsticio de invierno: El solsticio de invierno es el momento del año en que el sol alcanza su menor altura en su recorrido aparente por la bóveda celeste. En consecuencia, este día se vive la noche más larga del año. Además, este evento astronómico anuncia la llegada del invierno.

- Solsticio de verano: Momento del año en que el sol alcanza su mayor altura, máxima declinación que se alcanza al mediodía, mayor altura. Ese día el punto norte del eje del planeta tierra está apuntando directamente al sol, se produce el día más largo del año y la noche más corta.

A continuación, la Figura ilustra de forma práctica lo anterior:

Figura 2.

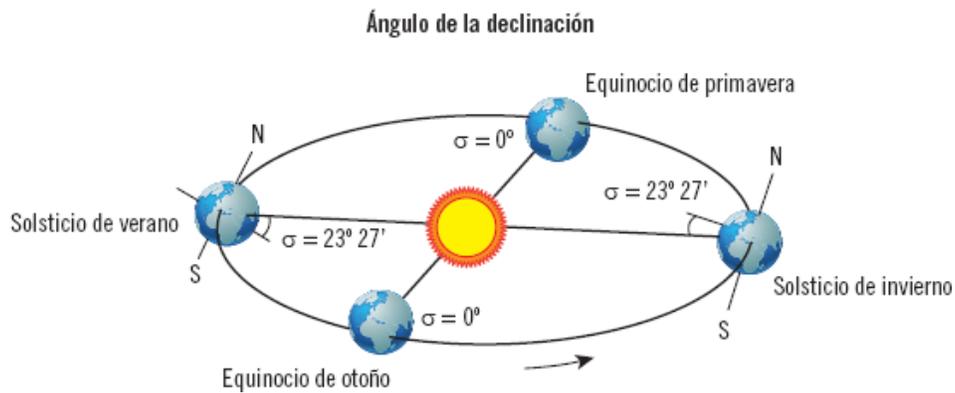
Representación de solsticio y equinoccio de invierno y verano.



Nota: Lecturas de Economía, 93 (julio-diciembre 2020), pp. 23-64

Figura 3.

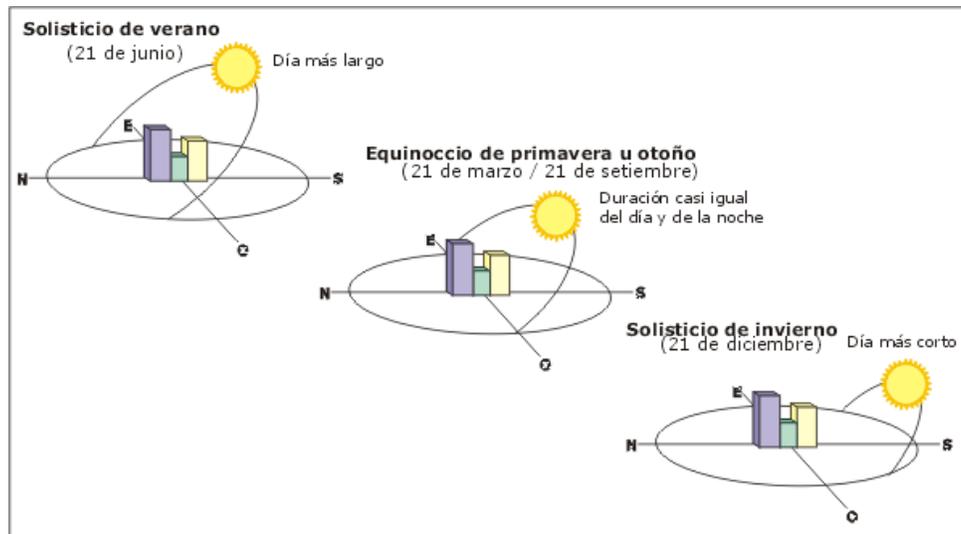
Ángulo de declinación en las etapas de solsticio y equinoccio.



Nota: Lecturas de Economía, 93 (julio-diciembre 2020), pp. 23-64

Figura 4.

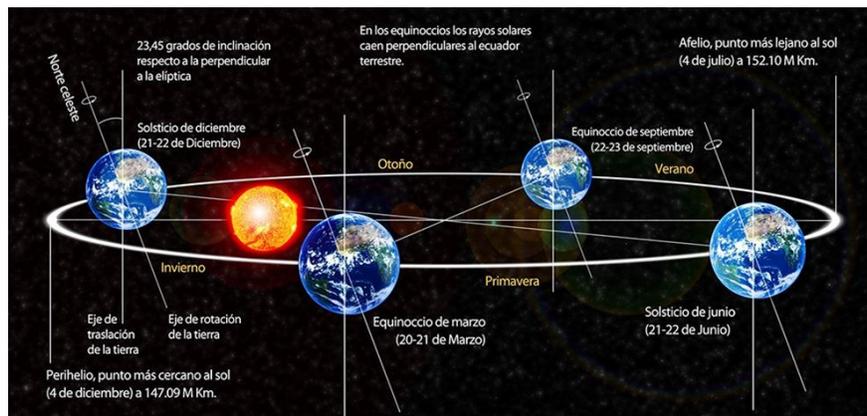
Representación de cada etapa del año, solsticios y equinoccios y su día del año.



Nota: Lecturas de Economía, 93 (julio-diciembre 2020), pp. 23-64

Figura 5.

Resumen representativo de equinoccios y solsticios de invierno y verano.



Nota: Lecturas de Economía, 93 (julio-diciembre 2020), pp. 23-64

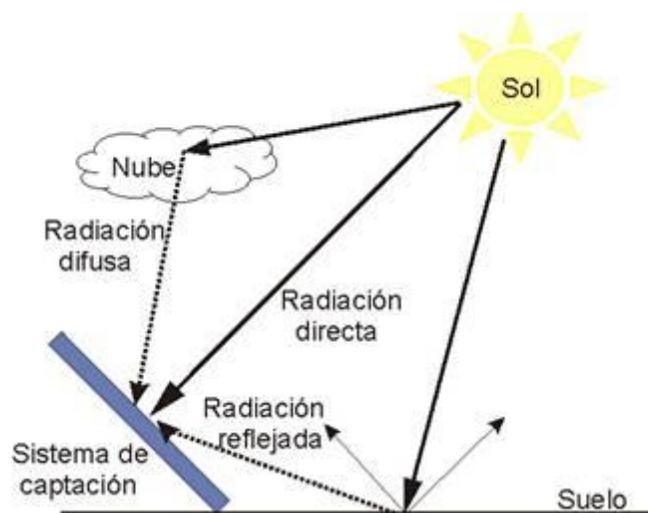
La radiación directa es, como su propio nombre indica, la que proviene directamente del sol.

1. La radiación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15% de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Por otra parte, las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que "ven" toda la semiesfera celeste, mientras que las superficies verticales reciben menos porque solo "ven" la mitad de la semiesfera celeste.

2. La radiación reflejada es, como su propio nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Por otra parte, las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no "ven" superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más reciben.

Figura 6.

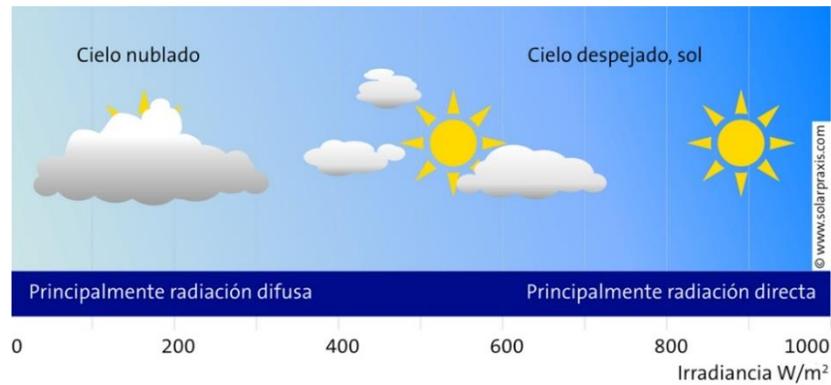
Representación gráfica de radiación directa, reflejada y difusa.



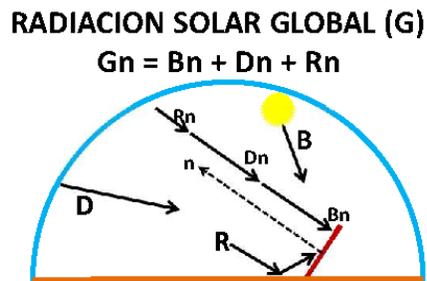
Nota: monografías.com

Figura 7.

Radiación en las distintas condiciones del día.

**Figura 8.**

Radiación solar global como sumatoria de todas las radiaciones.



3.4 Tecnologías solares eléctricas

Antes de entrar en materia es necesario tener el previo conocimiento que cuando hablamos de energía solar, nos referimos a un mundo de tecnologías que no solo se centran en la fotovoltaica puesto que hay muchas más formas de aprovechar la energía del sol. Estas tecnologías se dividen así:

- Energía solar activa: tecnologías utilizadas para transformar la energía solar en calor utilizable, para producir corrientes de aire para ventilación o refrigeración o para almacenar el calor para uso futuro, todo ello *por medio de equipamientos mecánicos o eléctricos* tales como bombas y ventiladores.

- Energía solar pasiva: Aprovecha el calor del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos. Es el conjunto de técnicas dirigidas al aprovechamiento de la energía solar de forma directa, sin transformarla en otro tipo de energía, para su utilización inmediata o para su almacenamiento sin la necesidad de sistemas mecánicos ni aporte externo de energía, aunque puede ser complementada por ellos, por ejemplo, para su regulación.

- Energía solar térmica: Es usada para producir agua caliente de baja temperatura para uso sanitario y calefacción. La energía solar térmica (o energía termosolar) consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica. Adicionalmente puede emplearse para alimentar una máquina de refrigeración por absorción, que emplea calor en lugar de electricidad para producir frío con el que se puede acondicionar el aire de los locales.

- Energía solar fotovoltaica: Es usada para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar. La energía solar fotovoltaica consiste en la obtención de electricidad obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

- Energía termo solar de concentración: Es usada para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura (aceite térmico).

- Energía solar híbrida: Combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación:

- Renovable: biomasa, energía eólica.

- No renovable: Combustible fósil.

- Energía eólico solar: Funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores.

3.5 Tecnología fotovoltaica

3.5.1 ¿Qué es y cómo funciona la energía fotovoltaica?

Es el resultado de la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial.

Estos paneles están compuestos por células fotovoltaicas, que interconectadas entre sí forman el módulo. La célula está formada por materiales semiconductores, generalmente Silicio, que forman una unión P-N (Se denomina unión PN a la estructura fundamental de los componentes electrónicos comúnmente denominados semiconductores), capaz de producir una barrera de potencial que hace posible el efecto fotovoltaico.

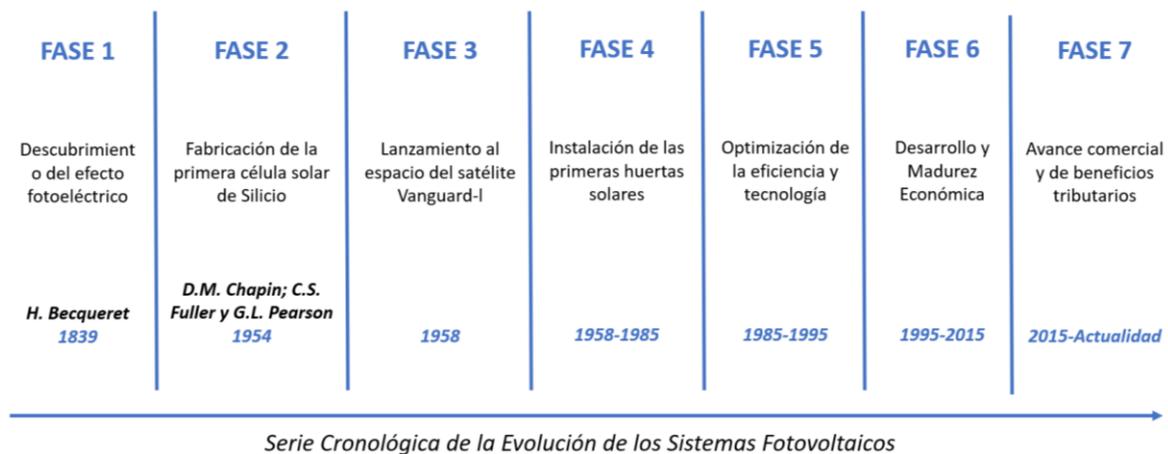
3.5.2 Evolución histórica

Como se ha dicho antes, la generación de ésta se realiza mediante la captación de energía solar (fotones) y su transformación en energía eléctrica, ya antes explicada.

Sus aplicaciones se emplean en la electrificación de viviendas rurales, suministro de agua, bombeo de agua/riegos, en el campo de las telecomunicaciones (repetidores de señal, telefonía móvil y rural), tratamiento de aguas (desalinización, cloración), señalizaciones y alumbrado público, conexión a la red y sistemas de telecontrol vía satélite y detección de incendios.

Figura 9.

Evolución histórica por fases de desarrollo y evolución.

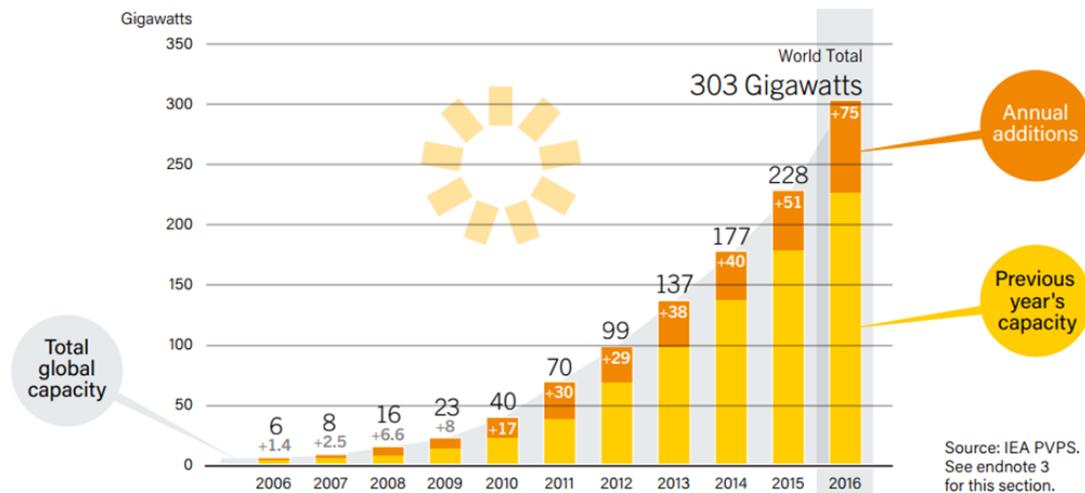


Nota: Elaboración propia.

A nivel mundial, la energía fotovoltaica ha venido presentando un gran desarrollo, su evolución en cuanto a la potencia instalada se evidencia a continuación.

Figura 10.

Crecimiento de potencia fotovoltaica instalada entre el año 2006 hasta el 2016 en GW.



Nota: IEA PVPS.

En la actualidad, la fabricación de algunos vehículos también hace uso de estos sistemas, a pequeñas escalas se pueden usar para cargar dispositivos, si estos usan corriente continua pueden ser directamente conectados al sistema, por ejemplo, con un poco de imaginación, esta lista de aplicaciones puede ser mucho más larga.

3.6 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser autónomos, conectados a red o de bombeo.

Sistema autónomo: Estos sistemas generalmente requieren el uso de baterías, la idea es que mediante el almacenamiento, sea posible la independencia de la inyección de red eléctrica, ya que

éstas proveerán la energía necesaria en las horas en que la radiación es nula, evitando así la necesidad de consumir del sistema de interconexión.

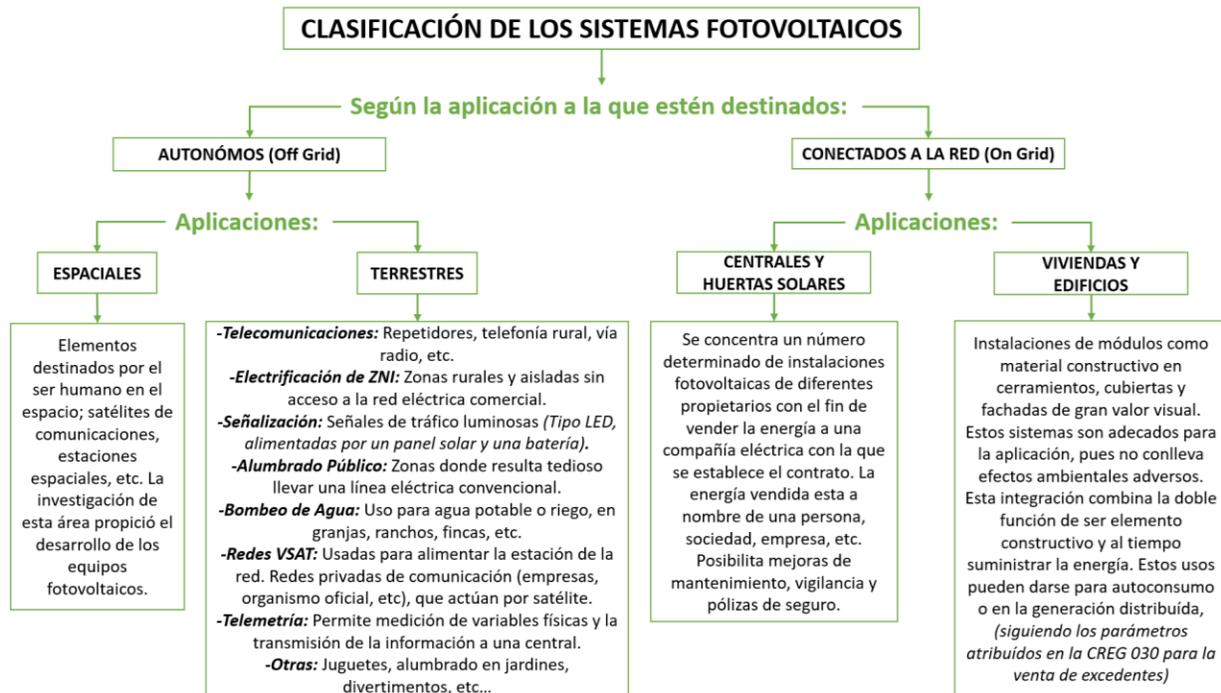
Sistema conectado a Red: Este tipo de sistema generará energía durante el día, y será consumida cuando los módulos no están activos. Aquí, es posible que durante el día, sobre todo en el medio día, la generación toque un pico y haya energía sobrante que pueda ser inyectada a la red, o sea, es posible que quien está generando venda energía a la red, para ello se emplean medidores bidireccionales de energía que contarán la energía consumida y la inyectada a la red. Generalmente estos sistemas se encuentran en las huertas solares o sistemas asociados a edificaciones.

Sistema fotovoltaico de bombeo: Consiste en una bomba hidráulica alimentada de manera directa por paneles solares fotovoltaicos, en lugar de ser abastecida mediante electricidad convencional o diésel.

En la Figura 11, se presenta un cuadro de resumen con esta información:

Figura 11.

Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.

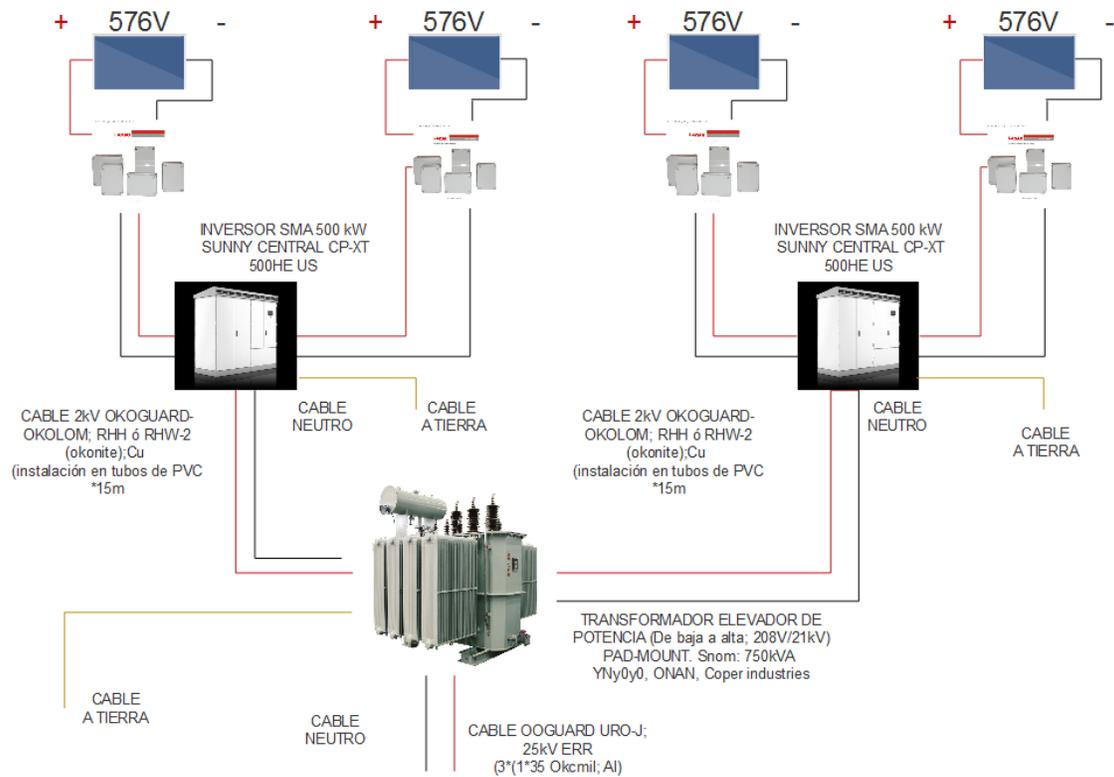


Nota: Elaboración Propia

3.7 Componentes de los sistemas fotovoltaicos

Para un sistema conectado a red, los componentes son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructuras.
- Cajas de conexiones.
- Inversores.
- Medidores bidireccionales.
- Protecciones y cableado del sistema.
- Transformadores, apoyos y accesorios de estos (en caso de ser requeridos)

Figura 12.*Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red.**Nota: Elaboración propia*

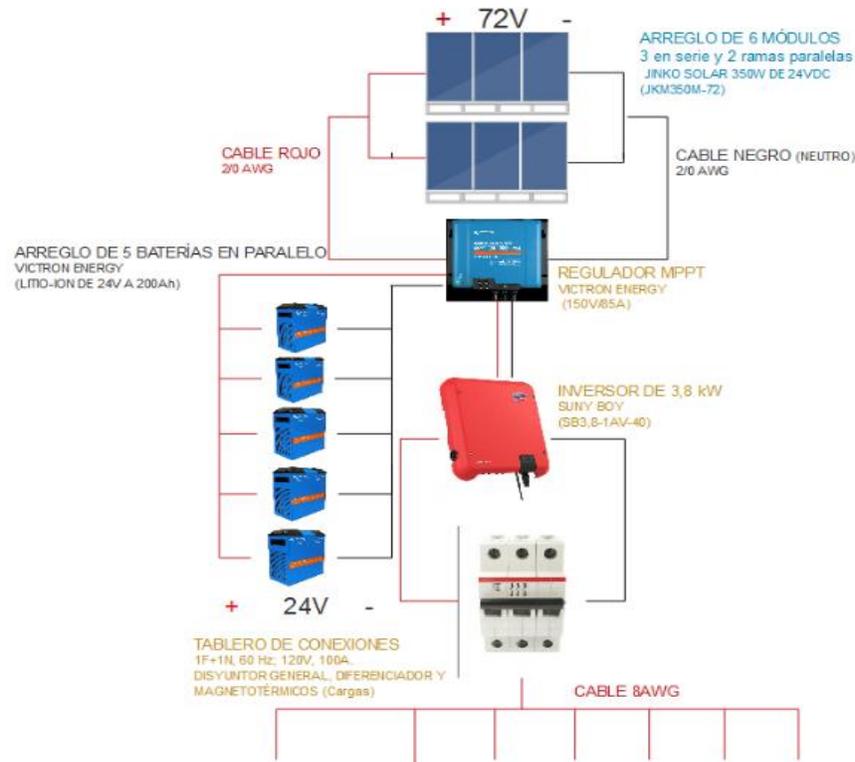
Para un sistema autónomo, se usan los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructuras.
- Cajas de conexiones.
- Inversores.
- Reguladores de carga.
- Baterías.
- Protecciones y cableado del sistema.

- Medidores bidireccionales o unidireccionales (dependiendo de si es de uso residencial, industrial o para una planta a gran escala (que no es muy recomendable))

Figura 13.

Componentes de un sistema fotovoltaico autónomo.



Nota: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las definiciones teóricas de estos componentes tanto de sistemas ON como OFF Grid, y en los anexos 1,2 y 3, respectivamente, se encuentra de forma resumida la información correspondiente a cálculos y variables a tener en cuenta en el dimensionamiento y diseño de los sistemas (*estos anexos se presentan en forma de infografía y son la recopilación de diferentes Figuras de información declaradas en las referencias del proyecto*).

- MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: Anteriormente se mencionó el significado y funcionamiento de la energía fotovoltaica, la cual, en resumen, se genera principalmente en la célula solar, que funciona permitiendo que los fotones, o partículas de luz, golpeen electrones libres de átomos, generando un flujo de electricidad, en otras palabras, este componente se encarga de convertir la luz solar en electricidad.

Los paneles solares constan de la unión de varias células fotovoltaicas, cada célula fotovoltaica está compuesto por dos capas de material semiconductor (generalmente Silicio).

En el mercado se encuentran principalmente paneles solares monocristalinos, policristalinos y de capa fina, así mismo, el desarrollo tecnológico trabaja en mejorar su eficiencia, llevando a la generación de paneles de hasta 610 W, como es el caso del panel fotovoltaico Tiger Pro TR de 610 W, presentado en la SNEC PV Power Expo en Shanghai.

Esta tecnología se basa en células monocristalinas TOPCon de tipo n, que cuentan con una tasa de eficiencia de conversión del 24,79%. Los módulos tienen una eficiencia reportada del 22,3%, con un diseño de 78 células y basados en el diseño HOT y la tecnología de contacto pasivante de óxido de túnel (TOPCon), así mismo, incluye un avanzado sistema de difusión, pasivación de superficie y una avanzada técnica antirreflejo. También se integraron mejoras materiales en el proceso celular. (PV Magazine, Agosto 10, 2020; EMILIANO BELLINI)

Es importante tener en cuenta las optimizaciones que exponen estos módulos, pues con cada generación tecnológica eficiente que se va presentando, se tiene a la baja de precio en las anteriores, presentando oportunidades de acceder cada día a mejores tecnologías y mejores precios en el mercado, siempre y cuando se sepan nivelar.

- **ESTRUCTURAS:** Las estructuras para paneles solares no son más que estructuras hechas con materiales rígidos que sostienen las placas con fuerza en la superficie. Su función principal es evitar cualquier movimiento indeseado que pueda modificar la instalación fotovoltaica.

Además, las estructuras tienen el objetivo de establecer los paneles solares en la posición correcta, así como también de asegurar su estabilidad a través del tiempo sin importar el clima.

Los tipos de soporte que se encuentran en el mercado, son principalmente, los fijos, móviles, coplanares, inclinados, seguidores de uno o 2 ejes (que se usan para aumentar la captación de la radiación solar), cuyos materiales de fabricación son acero galvanizado, acero inoxidable, aluminio u hormigón.

En Colombia la opción que puede resultar óptima para la instalación del sistema es la de un soporte inclinado, ya que los seguidores de eje requieren costos adicionales de mantenimiento, consumen energía propia del sistema y el porcentaje de aumento en la generación no cubre la serie de gastos que estos conllevan.

- **INVERSORES:** Los inversores solares fotovoltaicos son equipos que se encargan de transformar la energía producida en una instalación fotovoltaica, que se transmite en forma de corriente continua, en corriente alterna para que los electrodomésticos y otros productos eléctricos puedan funcionar en sus niveles normales.

Entre los tipos de inversores que existen, encontramos los de Onda Sinusoidal, senoidal modificada, de conexión a red y batería, monofásicos, trifásicos y una generación en gran auge que son los inversores para centrales, que alcanzan potencias hasta del orden de los MW.

“En la feria Renewable Energy India Expo 2018, SMA, el productor alemán de inversores solares anunció el lanzamiento de su último inversor central, Sunny Central UP, de una potencia de 4,6 MW. El inversor funciona con una tensión de 1.500 V CC y ofrece la posibilidad de ser

conectado con sistemas de almacenamiento tanto en el lado de CA y en el de CC, o ambos al mismo tiempo, dependiendo de la distribución del sistema. Con este fin, el inversor tiene una solución de hardware y software totalmente integrada, lo cual facilita la instalación de sistemas de almacenamiento de batería sin la necesidad de componentes adicionales.” (PV Magazine, Septiembre 21, 2018; MARIAN WILLUHN)

Con esta gama en auge de inversores tipo central, la generación a gran escala presenta cada día mayores oportunidades y facilidades tecnológicas en el diseño, instalación e incluso inversión.

- REGULADORES DE CARGA: Los sistemas solares fotovoltaicos aislados, autónomos o tipo isla tienen como parte fundamental el sistema de regulación o control, que puede estar compuesto por uno o varios reguladores de voltaje o controladores de carga. Los reguladores de voltaje o controladores de carga para sistemas solares fotovoltaicos cumplen la función de proteger a la batería o bancada de baterías de sobrecargas, por parte del panel solar fotovoltaico, y de descargas profundas, de los consumos en corriente directa que salgan de su etapa de consumo. El control del flujo de energía se realiza mediante el control de los parámetros de intensidad (I) y voltaje (V) al que se inyecta en la batería. Este flujo de energía depende del estado de carga de la batería o bancada de baterías, y de la energía generada por el campo fotovoltaico. El regulador de carga o controlador solar revisa constantemente el estado de carga de las baterías para hacer el llenado óptimo y así alargar su vida útil.

- BATERÍAS: Las baterías solares tienen el objetivo de acumular la energía eléctrica generada por las placas solares fotovoltaicas para poderla utilizar durante la noche o en días nublados. El uso de baterías también permite proveer una intensidad de corriente superior que la que puede ofrecer un panel fotovoltaico en funcionamiento. Este sería el caso si se utilizaran varios aparatos eléctricos en un mismo instante. Una batería consta de pequeños acumuladores eléctricos

de 2V integrados en el mismo elemento. Las baterías suministran corriente continua a 6, 12, 24 o 48V. El acumulador es la celda que almacena energía a través de un proceso electroquímico.

3.8 Identificación de valores nominales y de operación de los equipos

La relevancia de los datos de placa de los equipos a usar, tanto de medición como en la parte constructiva para la generación, en general, radica en que esta contiene la información específica de las características de los equipos sobre las principales magnitudes (potencia aparente (S), activa (P) y reactiva (Q), voltaje (MPP (punto de máxima potencia); OC (circuito abierto)), corriente (MPP (punto de máxima potencia); CC (cortocircuito)), factor de potencia (fp), frecuencia (f), entre otras).

Los valores que aparecen en los datos de placa se conocen también como valores nominales, los cuales son para los que la máquina está diseñada pero que son distintos a los de operación que son los de funcionamiento real y que generalmente superan o están por debajo de los nominales.

Hay variaciones permitidas de magnitudes que generalmente, en el medio, están sobre +10 (superan en 10 unidades al nominal) o de -10 (están 10 unidades por debajo del valor nominal).

3.9 Otras definiciones

- **CONDICIONES DE COMPETENCIA:** Son las condiciones mínimas para garantizar un proceso de interacción eficiente entre los participantes calificados según lo determinado por la CREG mediante acto administrativo, de conformidad con lo establecido en el artículo 19 de la

Resolución MME 40590 DE 2019. El cumplimiento de dichas condiciones será verificado por la UPME y por el auditor de la subasta durante el proceso de adjudicación.

- **CONTRATO DE ENERGÍA A LARGO PLAZO:** Contrato de suministro de energía celebrado entre agentes comercializadores y generadores, de conformidad con las condiciones establecidas en la minuta definida por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento del artículo 13 de la Resolución MME 40590 DE 2019 y de los presentes pliegos.

- **CURVA S:** Representación gráfica del avance acumulado del proyecto de generación en función del tiempo que permite comparar el avance real con el avance planificado, con el propósito de establecer las desviaciones del proyecto de generación y tomar acciones correctivas oportunas. Muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance del proyecto de generación durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido. Contiene la fecha de entrada en operación comercial, que incluye la conexión del proyecto de generación a la red de transmisión nacional o regional y debe ser presentada por los generadores como requisito para participar en la subasta.

- **DISPOSICIONES APLICABLES:** Son, entre otras, el Código Civil Colombiano, el Código de Comercio Colombiano, las leyes 142 y 143 de 1994, 1665 de 2013, 1715 y 1844 de 2014, el Código General del Proceso, el Estatuto Tributario y las normas ambientales, en particular el Código de Recursos Naturales, la Ley 99 de 1993, el Decreto 2041 de 2014 y demás disposiciones ambientales aplicables, los decretos 381 de 2012, 1258 de 2013, DUR MME, la Resolución MME 40590 DE 2019 y la Resolución MME 40591 DE 2019, el Reglamento de Operación y demás resoluciones de la CREG y las normas que las modifiquen, aclaren o adicionen.

- **DUR MME:** Es el decreto único reglamentario del sector de minas y energía contenido en el decreto 1073 de 2015 y sus modificaciones.

- ENTIDAD FINANCIERA DE PRIMERA CATEGORÍA: Es a) una entidad financiera domiciliada en Colombia, que tenga una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de “grado de inversión”, por parte de una sociedad calificadora de riesgo vigilada por la superintendencia financiera de Colombia, o b) una entidad financiera del exterior incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan y acredite una calificación de deuda de largo plazo, de al menos “grado de inversión”, emitida por una sociedad calificadora de riesgo internacionalmente reconocida de conformidad con lo establecido en la Normatividad Aplicable

- GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO: Documento expedido por una entidad financiera de primera categoría que respalda el cumplimiento de las obligaciones del vendedor en el contrato, que deberá entregar cada 36 generador adjudicatario a cada uno de los comercializadores adjudicatarios, de conformidad con las condiciones establecidas en la minuta.

- GARANTÍA DE PUESTA EN OPERACIÓN: Es la garantía bancaría, aval bancario o carta de crédito stand by expedido por una entidad financiera de 6 primera categoría que cubre la obligación a cargo del vendedor de construir y poner oportunamente en operación comercial el proyecto de generación que resulte adjudicado en la subasta, la cual será recibida, aprobada y administrada por XM, todo lo anterior, de conformidad con lo establecido por la CREG.

- GARANTÍA DE PAGO: Documento expedido por una entidad financiera de primera categoría que respalda el cumplimiento de las obligaciones de pago del comprador en el contrato, que deberá entregar cada comercializador adjudicatario a cada uno de los generadores adjudicatarios, de conformidad con las condiciones establecidas en la minuta.

- GARANTÍA DE SERIEDAD: Es la garantía bancaria, aval bancario o carta de crédito stand by otorgado por orden del participante, para garantizar la seriedad de la propuesta. La garantía de seriedad deberá: (i) ser expedida por una 22 entidad financiera de primera categoría; (ii) mantenerse vigente por el término mínimo de seis (6) meses posteriores a la presentación del SOBRE No. 2, y (iii) reunir las condiciones a que se refiere el numeral 8 de estos pliegos y ser expedida en un formato sustancialmente igual a los Formularios No. 3A, 3B, 3C, 3D 26 y 3E.

- MINUTA: Contrato estandarizado definido por el Ministerio de Minas y Energía que hace parte integral de los pliegos y contendrá como mínimo el objeto, las obligaciones de las partes, el precio, el período de suministro y de vigencia, la forma de facturación, las garantías de las partes, las causales de terminación, condiciones para la cesión del contrato, las condiciones para su modificación, las cuales en ningún caso podrán establecerse en detrimento de los usuarios y los demás aspectos que el Ministerio de Minas y Energía estime convenientes para asegurar el cumplimiento de las obligaciones por parte de los adjudicatarios conforme a lo establecido en la Resolución MME 40590 DE 2019 y la 10 Resolución MME 40591 DE 2019

- PAQUETES DE ENERGÍA: Es la unidad estándar de energía a ofertar por los vendedores de la subasta para una hora del día. Un paquete de energía equivale a cero punto cinco megavatios hora (0.5 MWh). Los vendedores deberán hacer sus ofertas expresadas en números enteros positivos de paquetes de energía.

- PLIEGOS: Es el presente documento que contiene los términos y condiciones específicas, junto con sus anexos, aclaraciones y adendas, que rigen la subasta, en los que se señalan las condiciones, plazos y procedimientos dentro de los cuales los participantes deben presentarse, precalificar, calificar y formular sus ofertas para participar en el proceso de selección de los adjudicatarios que celebrarán el contrato de energía a largo plazo.

- **PRECALIFICACIÓN:** Es el proceso de verificación de los requisitos exigidos por la UPME a los participantes para determinar su participación en la subasta. Entre estos se encuentran los requisitos técnicos, legales y financieros definidos en la Resolución MME 40590 DE 2019 y los presentes pliegos.

- **PROPUESTA ECONÓMICA:** Es la propuesta incluida en el Sobre No. 2 de los participantes y que contiene su oferta.

- **PROPUESTA:** Son los documentos presentados por un participante y que están contenidos en el Sobre No. 1 y en el Sobre No. 2.

- **REQUISITOS DE PRECALIFICACIÓN:** Son los requisitos que deben cumplir los generadores participantes y los comercializadores participantes, definidos en los artículos 30 y 31 de la Resolución MME 19 40590 DE 2019 y los presentes pliegos, que la UPME verificará con los documentos entregados en el Sobre No.1 y los que cada participante le entregue a solicitud de la UPME, en caso de encontrar fallas subsanables. Comprende requisitos técnicos, legales y financieros.

- **RESOLUCIÓN MME 40590 DE 2019:** Es la Resolución emitida por el MME que recoge los principios generales y procedimientos para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista.

- **RESOLUCIÓN MME 40591 DE 2019:** Es la Resolución emitida por el MME, por la cual se convoca a la segunda subasta de contratos de energía a largo plazo y se definen los parámetros de su aplicación.

- SOBRE NO. 1 GENERADORES: Es el sobre que contiene los documentos especificados en el Numeral 7.1 de los pliegos a ser presentados por un generador y que hace parte de la propuesta.

- SOBRE NO. 2 GENERADORES: Es el sobre que contiene los documentos especificados en el Numeral 9.1 de los pliegos a ser presentados por los generadores y que hace parte de la propuesta.

- SUBASTA: Es el mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución MME 40590 DE 2019, que promueve la contratación de largo plazo de energía eléctrica de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2.2.3.8.7.1 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 0570 de 2018. Es un proceso competitivo donde interactúan los compradores y vendedores para asignar cantidades y formar precios, que reflejan los costos de la oferta y la disponibilidad a pagar de la demanda.

(PLIEGO DE TÉRMINOS Y CONDICIONES ESPECÍFICAS DE LA 7 SUBASTA DE CONTRATACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LARGO PLAZO; CREG, Agosto 07 de 2019, sección 2,1)

- Factor de Planta (%): Valor porcentual que refleja la relación entre la energía real generada durante un período y la energía generada en su capacidad máxima en ese mismo período de tiempo del proyecto. Factores de planta promedio: Solar FV: 26%, Eólico: 57%, Biomasa: 70%, Geotérmica: 80%, PCH: 54%. (UPME; cartilla de incentivos)

- Factibilidad económica: El estudio de factibilidad es el análisis de una empresa para determinar si la inversión (*en recursos, como tiempo, dinero, materia prima y equipos*) en el proyecto propuesto es una buena decisión o no y dónde se definen las condiciones que se debe desarrollar para que este sea exitoso.

- Costo anual equivalente (CAE): Es un método para evaluar la toma de decisiones en proyectos de inversión. En él, todos los ingresos y gastos que ocurren durante un periodo se convierten en una anualidad; cuando el valor es positivo es recomendable aceptar la inversión. Este valor permite comparar dos o más alternativas de adquisición con base en su vida útil, inversión inicial y gastos de operación.

- Valor presente neto (VPN): Es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El VPN permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero, el cual es, maximizar la inversión.

La interpretación del VPN se interpreta a partir de la comparación de su magnitud con el cero; así, si el valor del $VPN < 0$, es decir, si es negativo, significará que no se justifica la inversión en el proyecto; por otra parte, si el $VPN > 0$, es decir, si es positivo, será viable dicha inversión.

En el caso de que el $VPN = 0$, la empresa no modificará el monto de su valor.

Este valor se determina mediante:

$$VPN = \text{Inversión inicial} - \sum_{n=1}^T \frac{FN_n}{(1+r)^n} (I)$$

Donde; FN = flujo neto de cada periodo, r = tasa de descuento y n = número de periodo.

- Tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA): Es la tasa que representa una medida de rentabilidad, la mínima que se le exigirá al proyecto. Se utiliza como la tasa de descuento para encontrar el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Cuando la inversión se efectúa en una empresa, la determinación se simplifica, pues la TREMA para evaluar cualquier tipo de inversión

dentro de la empresa será la misma, y, además, ya debe estar dada por la dirección general o por los propietarios de la empresa.

Su valor siempre estará basado en el riesgo que corra la empresa en forma cotidiana en sus actividades productivas y mercantiles.

- Tasa de descuento: Corresponde a la rentabilidad que la empresa esperará del proyecto por renunciar a un uso alternativo de esos recursos (costo de oportunidad) en proyectos con niveles de riesgos similares. Lo anterior para el caso de que la empresa sea la única que participará en la financiación del proyecto. No obstante, en general, los proyectos son financiados con recursos que provienen de la empresa y de préstamos o créditos de terceros.

4. Identificación de requerimientos a partir de la normatividad y el contexto nacional

Es importante conocer el panorama nacional del sector eléctrico, para determinar las oportunidades que se tienen de realizar un proyecto de energía fotovoltaica. Este capítulo parte del análisis de la demanda y evalúa la necesidad de buscar nuevas alternativas de energía, además de las convencionales con las que cuenta el país, además, analiza las posibilidades de ofertar energía que provenga de otras alternativas y porque la solar es considerada como una de las mejores para implementar el país, además de la evolución histórica de leyes y regulaciones que han surgido para fomentar este tipo de generación, los beneficios a los que se accede, los procesos de subasta de energía renovable que se llevan a cabo y su respectivo histórico en el país y todos los cambios que ha sufrido esta, su naturaleza y la forma en que se emplea, la metodología para participar y los detalles de los documentos con que debe contar la empresa para adjudicar un proyecto y ser parte de la bolsa de energía nacional. Todos estos conceptos, principios y serie de datos son necesarios de conocer si se quiere ser parte del proceso de selección y firma de contratos exitosa en un proceso de subastas nacional, ya que cada uno, da una idea de la metodología que se debe seguir, los requisitos y los escenarios bajo los cuales se participa y se tiene incluso una idea más amplia de los gastos que conlleva la misma participación, los riesgos y el procedimiento que se debe llevar a cabo desde la dirección de los proyectos.

4.1 Panorama nacional e internacional del sector eléctrico

Tanto a nivel nacional como internacional, la demanda de energía eléctrica se encuentra en constante auge y crecimiento debido al desarrollo industrial y comercial, y la contaminación que

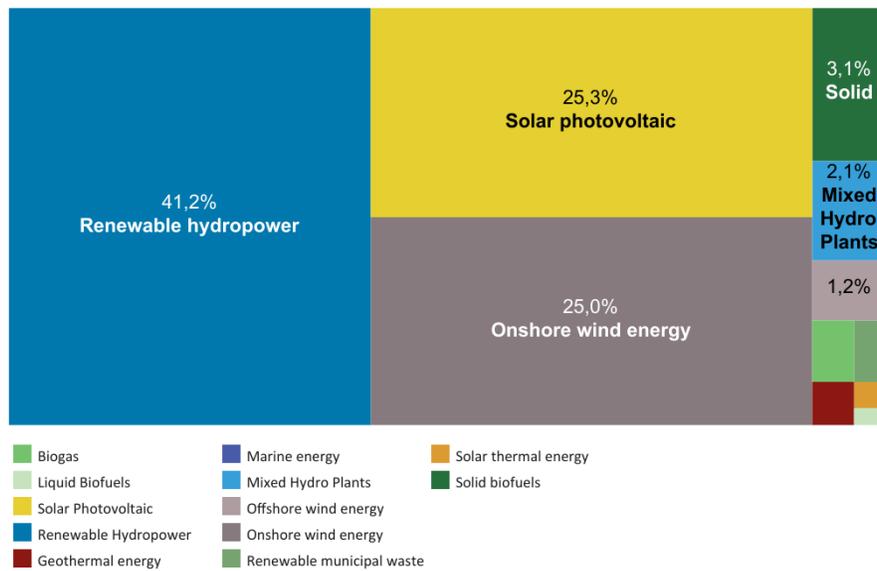
generan las Figuras convencionales que dañan el medio ambiente e incluso alteran el ecosistema, requieren la búsqueda e implementación de nuevas Figuras de generación, que, para el caso, presentan como principal solución el uso de las renovables, cuyas características fueron anteriormente expuestas.

Por esto y por el desarrollo tecnológico e industrial que las FNCE (Figuras no convencionales de energía) han venido presentando; en la actualidad, y proyectado a unos años a futuro, se tendrá un cambio radical del sector eléctrico, la mayoría de países apuntan hacia la “generación verde”, la Figura 14, presenta el uso en porcentajes de las Figuras de generación renovable a nivel mundial, referidas al año 2020.

Se puede observar que el 41,2% de la generación por renovables se da mediante Figuras hidráulicas, de hecho, en Colombia cerca del 70% de la generación en el país se da mediante esta tecnología de generación.

Figura 14.

Tecnologías de energía renovable empleadas a nivel mundial.

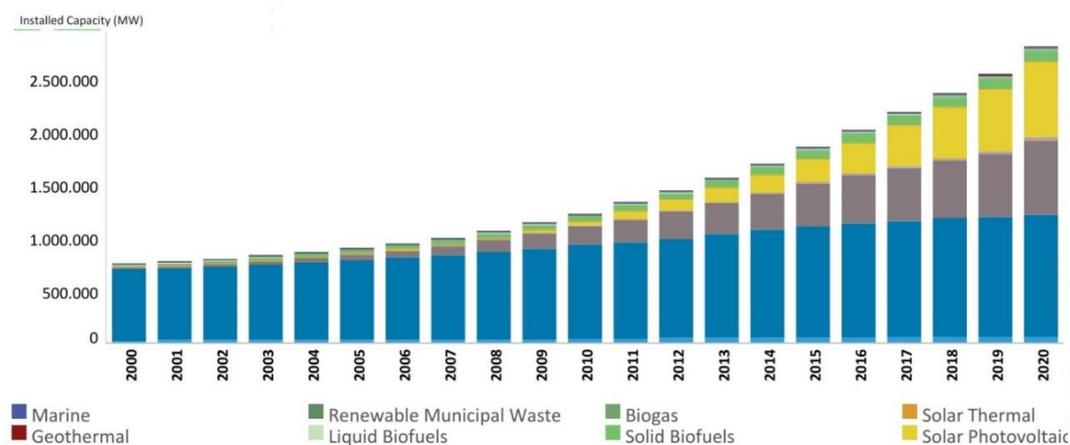


Nota: IRENA, 2021

Es evidente el crecimiento exponencial que ha tenido la generación de energía, pues este se debe a la necesidad que nace con la demanda que van presentando los usuarios. La Figura 15 muestra este crecimiento de la capacidad instalada empleando tecnologías de generación de energía renovable, de donde se obtiene que al año 2020 se reportó una generación de 707,494 GW mediante sistemas fotovoltaicos, que a comparación del año 2000, dónde era de 40,287 GW, es una cantidad elevada, presentando la gran oportunidad de esta generación.

Figura 15.

Capacidad de energía renovable en tendencia instalada en el mundo.



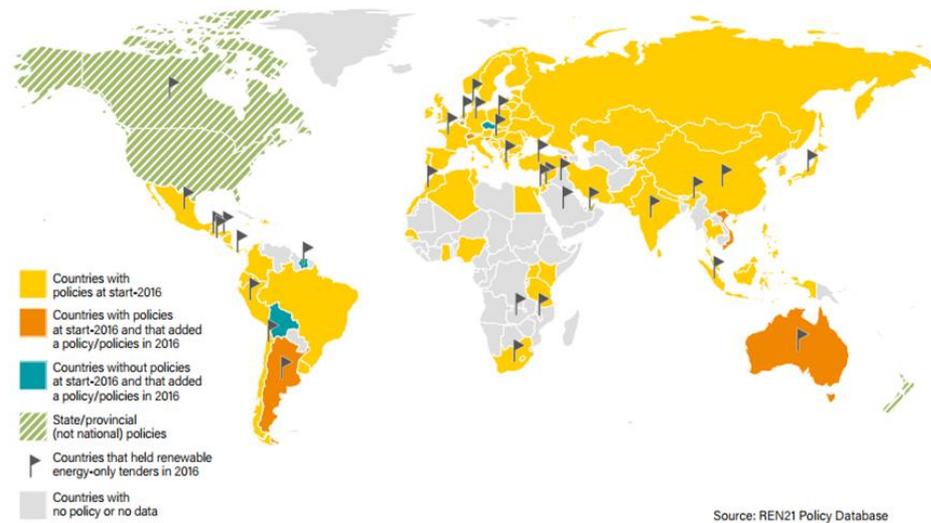
Nota: IRENA, 2021

A causa de este gran auge, se han desarrollado políticas que apoyen estas iniciativas, en Colombia, por ejemplo, aparecieron las actualizaciones de la ley 1715 de 2014, donde se estipularon beneficios tributarios que impulsan en la actualidad la creación de plantas de renovables. Para 2020, se recibieron 478 solicitudes de certificado UPME para proyectos FNCE, lo que representa un crecimiento del 82% frente a lo observado en el año 2019. De estas solicitudes, el 57,11% obtuvieron los certificados, el 18,20% fueron desistidos, 2,09% rechazados y el 22,59%

de los proyectos aún se encuentran en proceso de aprobación. Los países, que al 2016, presentaban políticas de energía renovable, se muestran a continuación:

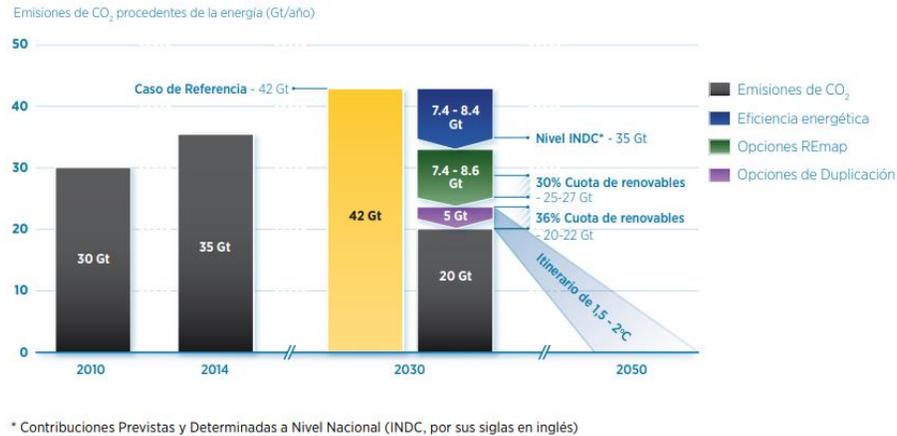
Figura 16.

Países que desarrollaron políticas de energía renovable en el 2016.



Nota: REN21 Policy Database.

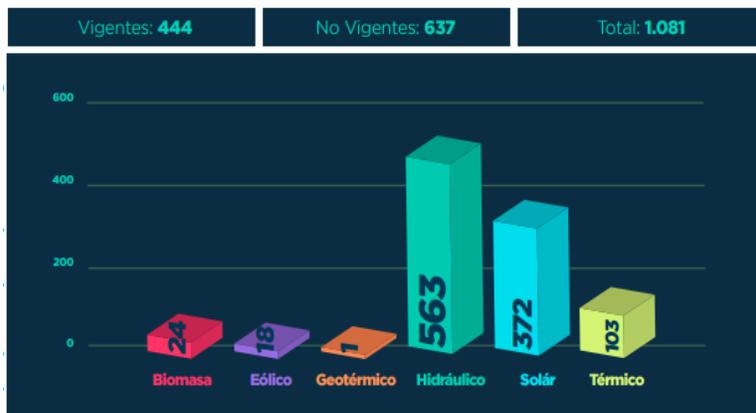
En Colombia, las energías renovables han tenido un gran apogeo y hasta el presente año, la capacidad instalada ha sido creciente, debido a esto, se espera una reducción de emisiones de Dióxido de Carbono, que del 2010 al 2050 se espera que sea así:

Figura 17.*Reducción de emisiones de CO₂ desde el 2010 proyectadas al 2050**Nota:* MINAMBIENTE, 2019

Debido a este crecimiento frecuente en la demanda, se han venido creando planes de energización sostenible para los distintos sectores en el país, tanto zonas interconectadas como zonas no interconectadas al sistema nacional. De energía renovable, teniendo en cuenta un corte al 31 de Diciembre de 2017, se tienen los siguientes proyectos de energía renovable registrados, en total son 1081 proyectos, encabezados por la generación hidráulica, seguida de la solar que gana un gran campo por sus beneficios, eficiencia y baja de precios. Esta estadística se muestra a continuación:

Figura 18.

Solicitudes de registro de proyectos por tipo de tecnología en Colombia.



Nota: UPME, 2020

Esto en cuanto a la fase de registro, ahora, los proyectos vigentes hasta el 2017 son:

Figura 19.

Proyectos vigentes por tipo de tecnología renovable en Colombia.



Nota: UPME, 2020.

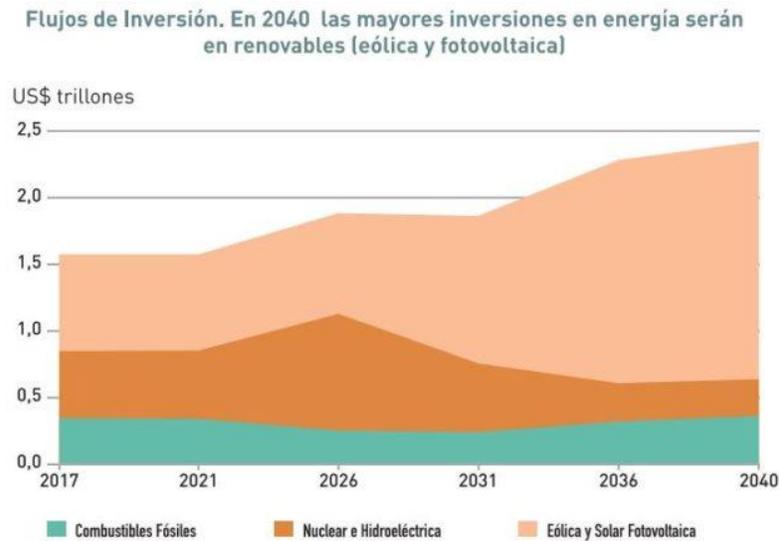
En conclusión, se puede observar que la generación de renovables más que una opción, se está convirtiendo en una prioridad a nivel internacional y nacional. La proyección de leyes que apoyan el cambio, las condiciones meteorológicas y la necesidad de contribuir a la eficiencia energética y el mejoramiento medio-ambiental, hacen de Colombia un excelente territorio para el desarrollo de estas tecnologías y, como se puede observar en la última imagen, estos proyectos renovables vigentes son liderados por la tecnología solar, lo que demuestra la excelente inversión que de estos resulta.

4.2 Potencial de la energía fotovoltaica nacional y global

A nivel global, la potencia fotovoltaica está en auge, la baja de precios de los equipos, los incentivos tributarios y los beneficios ambientales hacen que ésta sea uno de los principales componentes de la modificación que la matriz de inversiones ha venido presentando, la cual se evidencia a continuación:

Figura 20.

Flujos de inversión desde el 2017 hasta el 2040 por tecnología de Notade energía.

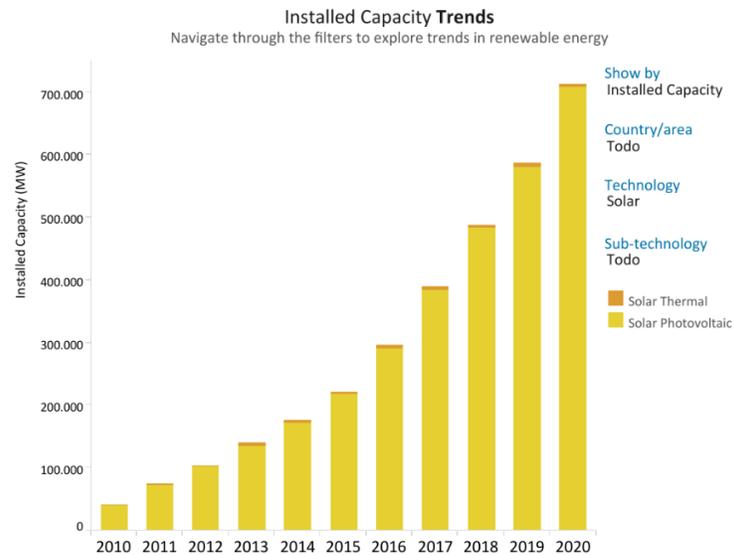


Nota: Bloomberg New Energy Finance, 2019.

Como se puede observar, el panorama indica, que, a futuro, las inversiones se enfocarán en la generación de energía eólica y solar, siendo estas las pioneras alternativas de energización y la capacidad instalada, reportada hasta el 2020, a nivel mundial, es de:

Figura 21.

Reporte entre 2010 y 2020 de generación fotovoltaica a nivel mundial.

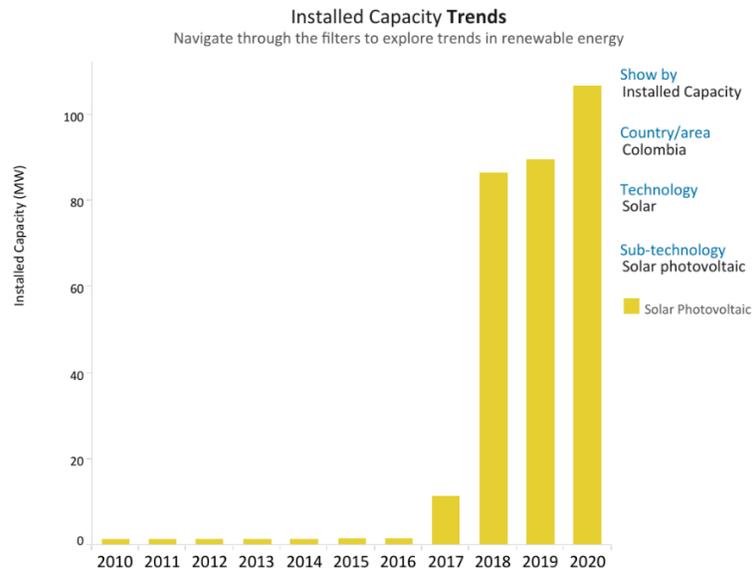


Nota: IRENA, 2021.

Siendo China el país líder, con 253,834 GW de potencia instalada proveniente de energía fotovoltaica, pionera en comparación con los demás países, de hecho, en la Figura 22, se ilustra este panorama de generación hasta el 2020, cuya generación fotovoltaica, en comparación a otros países, aun es bastante baja, de 106,8 MW:

Figura 22.

Reporte entre 2010 y 2020 de generación fotovoltaica en Colombia.

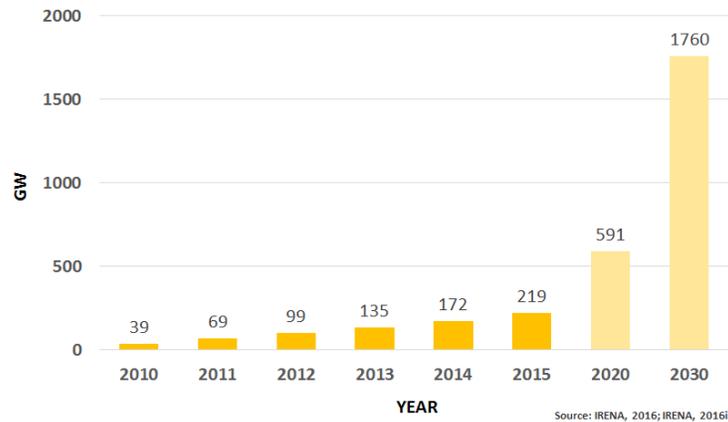


Nota: IRENA, 2021.

En Colombia se tiene una proyección de potencia fotovoltaica instalada desde el 2010 hasta el 2030 de:

Figura 23.

Potencia fotovoltaica instalada desde el año 2010 proyectada al 2030 en Colombia.



Nota: IRENA, 2016.

Como se puede observar, el gran crecimiento de la fotovoltaica requiere de ofertantes ante la gran demanda para el abastecimiento energético provisto a esa época.

4.3 Requerimientos técnicos inferidos del código eléctrico colombiano NTC 2050 y del reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE)

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, es de obligatorio cumplimiento, para todas las instalaciones eléctricas que se realicen en el país, se debe seguir las disposiciones allí presentadas. Este reglamento presenta los procesos y características con que debe cumplir todo sistema eléctrico instalado en el país. En el caso del diseño de una planta de generación, se siguieron las postulaciones exigidas en el capítulo 3 (Requisitos para el proceso de Generación; artículos 20 y 21) donde se presentan los requisitos para el diseño y construcción de las centrales de generación mediante Figuras no convencionales de energía y todo lo que este proceso conlleva, desde capacidades hasta procedimientos para acceder a permisos de conexión al SIN.

Esta norma presenta una serie de disposiciones enfocadas en los SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS, que se presentan en la Sección 690 de la NTC 2050. Los artículos que allí se presentan, son aplicados a los sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluidos los circuitos eléctricos, las unidades de regulación y controladores de dichos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos a los que se refiere esta Sección pueden estar interconectados con otras Figuras de generación de energía eléctrica o ser autónomos y tener o no acumuladores. La salida de estos sistemas puede ser de corriente continua o de corriente alterna (ICONTEC NTC 2050).

En la siguiente tabla se enumeran los literales que se tratan en esta sección de la norma:

Tabla 2.*Disposiciones de la Sección 690 de la NTC 2050.*

Artículos	TEMA EXPUESTO
1,2,3,4 y 5	GENERALIDADES
7,8 y 9	REQUISITOS DE LOS CIRCUITOS
13, 14, 15, 16, 17 y 18	MEDIOS DE DESCONEXIÓN
31, 32, 33 y 33	MÉTODOS DE ALAMBRADO
41, 42, 43, 44, 45, 46 y 47	PUESTA A TIERRA
51 y 52	ROTULADO
61, 62, 63 y 64	CONEXIÓN A OTRAS FIGURAS DE ENERGÍA
71, 72, 73 y 74	BATERIAS ACUMULADORAS

Nota: Elaboración propia.

Se quiere instalar un sistema fotovoltaico que funcione interconectado a otras Figuras de generación eléctrica, se debe hacer seguimiento de lo expuesto en la Sección 705. (*Figuras de Generación de Energía Eléctrica Interconectadas*).

4.4 ISO 5001

Esta norma fue creada por el comité ISO/PC242 para normalizar los procesos enfocados al uso racional y eficiente de la energía. Su propósito es la conservación de los recursos naturales y la mitigación de la contaminación por la explotación del medio ambiente y uso excesivo de energía.

Esta norma establece los requisitos que debe poseer un Sistema de Gestión Energética, con el fin de realizar mejoras continuas y sistemáticas del rendimiento energético de las organizaciones. Se prevé que su alcance logre influir en un 60% del consumo energético mundial

y aunque en el país aún no se aplica a cabalidad la totalidad de la norma, paulatinamente se han venido adaptando las disposiciones allí expuestas.

La norma busca que las empresas enfocadas en la gestión energética de sus procesos, certifiquen el modelo de gestión en un marco de referencia genérico y global. Ha sido adecuada con los mismos estándares de las normas ISO 9001 (gestión de calidad) e ISO 14001 (gestión ambiental) con el fin que tengan una amplia compatibilidad entre estas 3 normativas.

Para promover que las empresas se acojan al estándar, se ofrecen beneficios como:

- Pautas para la integración de la eficiencia energética en las prácticas de gestión.
- Mejorar el uso de los equipos que consumen energía eléctrica.
- Evaluar comparativamente, medir, documentar y presentar informes de mejoras en la gestión energética y su impacto sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Mejores las prácticas de la gestión de la energía y las buenas conductas en la gestión de esta.

4.5 Estructura del mercado eléctrico mayorista

El sistema eléctrico del país, para la prestación del servicio de electricidad al usuario final consta, principalmente, de cuatro actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), que de acuerdo con XM1 (*Operadora del mercado eléctrico colombiano; 2012a*), se definen de la siguiente forma.

- Generación: En esta fase se produce la electricidad, que incluye diversas Figuras como el viento, el sol, los combustibles o el agua para transformar su energía primaria en energía eléctrica. En Colombia, entre el 75% y el 85% de la energía eléctrica proviene de la Notahidráulica.

- Transmisión: Consiste en el transporte de la energía de alto voltaje (mayor a 220 Kv) desde los lugares de generación hasta las subestaciones en las ciudades o regiones con un potencial importante de consumidores.

- Distribución: Consiste en transportar la energía a menores niveles de tensión, desde las subestaciones hasta las instalaciones de los consumidores, ya sean hogares, empresas o espacios públicos. La transmisión y la distribución, como en la gran mayoría de los países a nivel mundial, son consideradas como actividades monopólicas, debido a las economías de escala presentadas.

- Comercialización: Es el último eslabón de la cadena productiva e incluye todo el proceso relacionado con la venta de energía al consumidor final.

En la práctica, la generación y la comercialización se comportan como estructuras de mercado oligopólicas (Hurtado et al., 2014). Este ítem se concentra en la primera actividad, realizada en el mercado de energía mayorista (MEM). La energía en el MEM se caracteriza por ser un bien casi homogéneo, cuya demanda es altamente inelástica respecto al precio. Para Colombia, en periodos de corto plazo, Gutiérrez (2001) y Zapata (2011) encuentran que la elasticidad oscila entre -0,067 y -0,12, debido a que existe una alta asimetría en la información, donde los usuarios conocen su consumo dos meses después de haberlo realizado, y debido a que existen restricciones en el transporte. Además, se requiere gran coordinación entre oferentes y demandantes, pues es necesario mantener permanentemente equilibrada la oferta y la demanda; a pesar de que es posible almacenar agua en los embalses, la demanda se debe satisfacer en tiempo real.

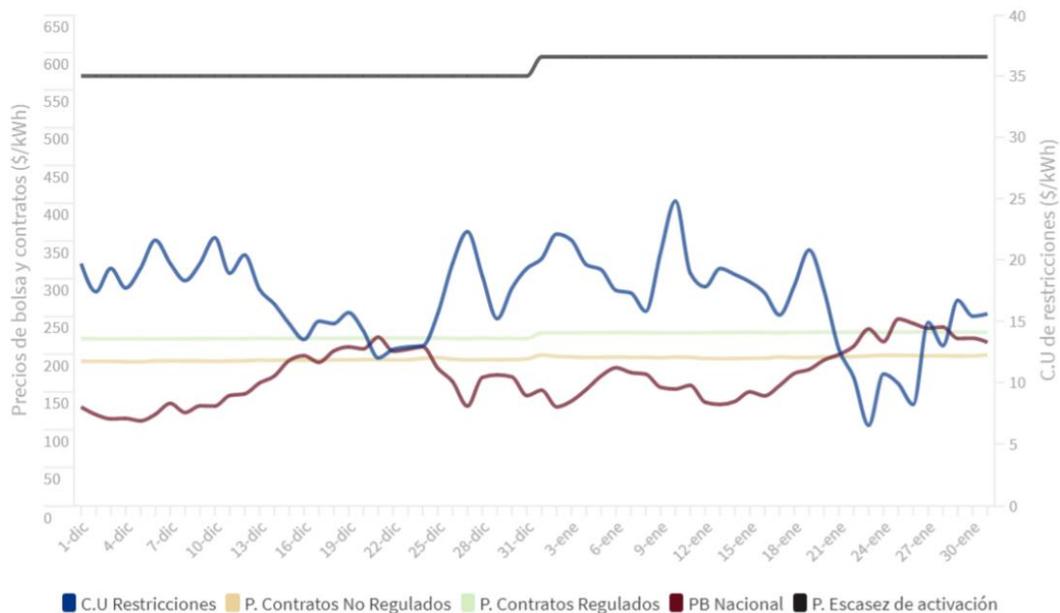
De la misma manera, la generación eléctrica requiere altos costos fijos, lo que supone grandes barreras de entrada. Esto puede conllevar la existencia de una estructura de mercado oligopólica, que en consecuencia traería precios más altos que el costo marginal operativo, debido

a la posibilidad del ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes que participan en esta industria.

La Figura 24 presenta el comportamiento de las transacciones y precios del mercado mayorista de energía en el primer mes de 2021, junto a su evolución a partir de diciembre de 2020. El eje vertical izquierdo muestra el Precio de Bolsa (PB), el precio de los contratos regulados y No Regulados, además del precio de escasez de activación del cargo por confiabilidad, mientras que en el eje vertical derecho se encuentra el costo unitario de las restricciones.

Figura 24.

Transacciones y precios del Mercado Mayorista en el último bimestre (\$/kWh).



Nota: Asoenergía - Informe Sectorial N°10

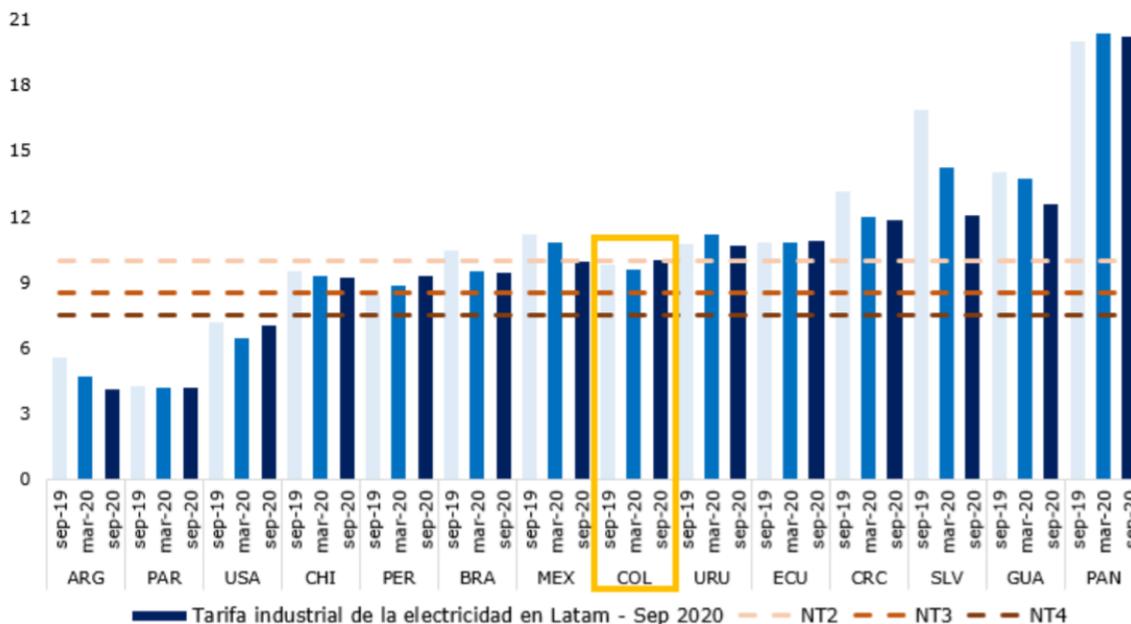
En el primer mes del año el PB presentó un incremento, el cual se evidencia principalmente en la segunda mitad de enero, y en paralelo a una reducción en el componente de restricciones, que incluso alcanzó a reducirse hasta un valor de 6.5 \$/kWh, pero que rápidamente volvió a niveles

altos cerrando el mes con un valor de 15.6 \$/kWh. El promedio del PB en enero de 2021 fue de 196.5 \$/kWh, incrementándose 11.8% con respecto al último mes de 2020, además, el valor máximo del PB fue de 246.7 \$/kWh, estando por debajo del precio de escasez de activación, el cual fue de 593.9 \$/kWh y el cual, en caso de ser superado por el PB, obligaría a hacer efectivas las OEF del Cargo por Confiabilidad por parte de los generadores. El precio promedio de los contratos del mercado regulado fue de 228.8 \$/kWh, mientras que en el mercado No Regulado fue de 181.6 \$/kWh.

Por otro lado, el componente de restricciones se redujo en 3.9% en el último mes; sin embargo, el promedio del mes se sitúa en 16.6 \$/kWh. Los valores altos en el componente de restricciones conllevan a un impacto negativo para los Usuarios No Regulados dentro de sus costos operativos, motivo por el cual Asoenergía hace especial énfasis en este componente. Los precios altos en este componente tarifario se mantendrán estructuralmente, en la medida en que la expansión en infraestructura de transmisión no encuentre soluciones de raíz, pues como lo ha expresado Asoenergía, los proyectos en expansión sufren retrasos constantes en sus fechas de entrada en operación esperadas, por motivos principalmente relacionados con las licencias ambientales y los procesos de consulta previa. De manera especial, en la Figura 25 se presenta el comportamiento de la tarifa industrial (Con efecto de realizar una comparación homogénea, se consideró la tarifa sobre un consumo mensual de 500 MWh-mes) de electricidad en países de Latinoamérica y Estados Unidos, incluyendo a Colombia y señalando con barras horizontales los precios equivalentes los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 en el país. Así mismo se presenta la evolución de las tarifas desde septiembre de 2019, el comportamiento de éstas seis (6) meses después, en marzo de 2020, y por último se cuenta como última referencia general el mes de septiembre de 2020.

Figura 25.

Tarifa industrial de electricidad en Latam + Tarifa por NT en Colombia (ctv.USD/kWh).



Nota: Asoenergía - Informe Sectorial N°10.

De catorce (14) países evaluados11, Colombia se encuentra en la octava posición; es decir, que hay siete (7) países con una tarifa industrial más competitiva, y se encuentra solo por debajo de Uruguay, Ecuador, Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Panamá, quienes cuentan con tarifas más altas. En septiembre de 2020 la tarifa industrial se ubicó en 10.0 ctv USD/kWh, correspondiente al NT2; durante este período, el incremento interanual fue de 1.5%, mientras que el incremento con respecto al mes de marzo fue de 3.9%.

4.6 Normativa nacional para incentivar las FNCER

Primero es importante mencionar los roles de los organismos encargados de promover los incentivos y normativas en la generación mediante renovables, estos se resumen en el mapa mental de la imagen:

Figura 26.

Mapa mental de organismos que promueven los incentivos.



Nota: Elaboración propia.

Gran parte de la energía generada en el país proviene de Figuras hídricas, en consecuencia, de ello, en época de fenómeno del niño se encuentra en riesgo el suministro energético; por ello, se han implementado distintos mecanismos para incentivar el uso de las Figuras no convencionales de energía. La ley 1715 de 2014 es una de las normas con mayor participación al establecer las políticas en material de beneficios fiscales, una de las grandes razones del crecimiento exponencial de proyectos de generación renovable, sin embargo, no es la única vigente en el país. La Tabla 3

presenta de forma resumida las normas establecidas para fomentar la inversión en estos sistemas de FNCER.

Tabla 3.

Normativas para incentivar la generación de FNCER en Colombia.

DOCUMENTOS	CONTENIDO
Ley 142 y 143 de 1996	Define el papel de las Comisiones de Regulación (libre competencia y eficiencia en la prestación de servicios) y los esquemas generales que deben cumplir las empresas. Establece lineamientos para la integración vertical y ajusta el poder de mercado. También prohíbe la inyección a la red por parte de los auto generadores.
Resolución 085 y 128 de 1996 (CREG)	Reglamenta la cogeneración conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN); posteriormente, la Resolución 032/01 (CREG) realiza modificaciones a esta resolución. Limita la participación accionaria en el capital de una empresa generadora o comercializadora, sobre una empresa distribuidora, y viceversa.
Ley 697 de 2001	Creó el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) y demás formas de Energías No Convencionales.
resolución 060 de 2007 (CREG)	Normaliza la participación de las actividades de generación de energía eléctrica.
ley 1215 de 2008	Define la cogeneración como la producción combinada de energía eléctrica y térmica que hace parte integrante de su producción.
Resolución 097 de 2008 (creg)	Aprueba los principios generales y la metodología para establecer los cargos por uso del Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).
ley 1715 de 2014	Regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, se establecen diferentes incentivos y se permite la entrega de excedentes a la red.

DOCUMENTOS	CONTENIDO
decreto 2469 de 2014 (mme)	Establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes en la autogeneración.
resolución 038 de 2014 (creg)	Modifica el Código de Medida contenido en el anexo general del Código de Redes.
resolución 281 de 2015 (upme)	Define el límite máximo para la autogeneración a pequeña escala en 1 MW.
resolución 024 y 227 de 2015 (creg)	Regula la autogeneración a gran escala. Define la metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas.
decreto 348 de 2017 (mme)	Establece los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía (GEE) y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala (0,1MW).
Resolución 030 y 038 de 2018 (CREG)	Regula las actividades de autogeneración a pequeña y gran escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Establece las reglas para la actividad de autogeneración en las Zonas No Interconectadas (ZNI).
Resolución 40072, 40791 y 40795 de 2018 (MME)	Implementación de la Infraestructura en Medición Avanzada (AMI) en el SIN. Abre la convocatoria para la primera subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica (a 10 años), la cual buscan incentivar la instalación de FNCER.
Resolución 103 y 104 de 2018 (CREG)	Abre la subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023.
Resolución 098 de 2019 (CREG)	Establece las condiciones para la incorporación de sistemas de almacenamiento con baterías en el SIN.
resolución 40590 y 40591 de 2019 (mme)	Establece los procedimientos de las subastas de energía renovable no convencional, reemplazando la 40791 de 2018.
ley 1955 de 2019	Establece que entre un 8 y 10 % de las compras de energía de los comercializadores deben provenir de FNCER.

DOCUMENTOS	CONTENIDO
<i>Decreto 829 de 2019 (UPME)</i>	Se reglamentan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la ley 1715 de 2014, se modifica y adiciona el Decreto 1625 de 2016 y se derogan artículos del Decreto 1073.
<i>Decreto 2106 de 2019 (UPME)</i>	Se dictan las normas para simplificar, suprimir y reformar trámites y procedimientos innecesarios de la administración pública.
<i>resolución 203 de 2020 (UPME)</i>	Establece los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones, investigación, desarrollo o producción de energía a partir de FNCE.

Nota: Elaboración propia.

Estas normas incluyen los beneficios fiscales, aspectos como la libre competencia para la actividad de generación, la posibilidad de vender excedentes a la red a través de autogeneración, generación distribuida y subastas para incentivar los contratos de largo plazo con FNCER en Colombia.

La primera subasta realizada en el país fue en el año 2018 para FNCER pero en cumplimiento con la resolución 40791, no se adjudicó ningún proyecto debido a que no se cumplieron los criterios de calificación, el siguiente año, en la subasta del cargo por confiabilidad, realizada en el mes de Marzo, parte de su adjudicación se hizo a FNCER: 6 proyectos eólicos y 2 solares, por 1398 MW. Además, en la segunda subasta para contratos de largo plazo con FNCER, realizada en octubre de 2019 por medio de la Resolución 40590 de 2019 del MME, se adjudicaron 1298 MW de capacidad instalada, 5 proyectos de energía eólica y 3 solares. Esto representa aproximadamente el 11 % del total de la capacidad de generación del país.

Pero solo a partir de la Ley 1715 de 2014 se regula la integración de FNCER al sistema energético nacional, cuyo objetivo principal es la diversificación de la matriz energética del país, integrando tipos de generación de energía más limpias y sostenibles.

Los incentivos en esta Ley para la implementación de estas Figuras son de tipo indirecto, como la reducción al impuesto de renta (50 % del valor total realizado en la inversión), exención de IVA y aranceles (en el CAPEX de los proyectos) y depreciación acelerada de activos.

Adicional a esto, se implementó la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), con el que se busca financiar, impulsar y promocionar las soluciones de autogeneración y la mejora en la eficiencia energética.

4.7 Indicadores de rentabilidad, liquidez, actividad y endeudamiento

DE RENTABILIDAD: Buscan medir la efectividad de una empresa en el control de costos y gastos, en función de transformar los ingresos en utilidades, donde los márgenes son un componente importante de esta, en este grupo se calculan los siguientes indicadores:

Tabla 4.

Forma de calcular los indicadores de rentabilidad

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Margen Bruto de Utilidad	$\frac{Utilidad\ Bruta}{Ventas\ Netas}$
Margen Operacional de Utilidad	$\frac{Utilidad\ Operacional}{Ventas\ Netas}$
Margen Neto de Utilidad	$\frac{Utilidad\ Neta}{Ventas\ Netas}$
Margen EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization)	$\frac{EBITDA}{Ventas\ Netas}$
Rendimiento del Patrimonio	$\frac{Utilidad\ Neta}{Patrimonio\ Promedio}$

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Rendimiento del Activo Total	$\frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Activo Total Promedio}}$

Nota: Elaboración propia.

DE LIQUIDEZ: Permiten medir, a corto plazo, la capacidad que tiene una empresa para atender sus obligaciones y compromisos, y el grado de eficiencia en la generación de efectivo que permita cubrir los pasivos de la misma temporalidad, los indicadores pertenecientes a este grupo calculados para el presente trabajo son:

Tabla 5.

Forma de calcular los indicadores de liquidez

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Prueba ácida	$\frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$
Prueba ácida	$\frac{\text{Activo Corriente} - \text{Inventarios}}{\text{Pasivo Corriente}}$
Productividad CTNO:	$\frac{\text{Relación CTNO}}{\text{Ventas}}$

Nota: Elaboración propia.

DE ACTIVIDAD: Con estos se busca medir la eficiencia con la que una empresa utiliza sus recursos, y la velocidad de recuperación de cada uno de estos; los indicadores calculados en este grupo son:

Tabla 6.*Forma de calcular los indicadores de actividad*

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Rotación de Cartera	$\frac{Cx\bar{C} \text{ Promedio} * 365 \text{ días}}{\text{Ventas a Crédito}}$
Rotación de Inventario	$\frac{\text{Inventario Promedio} * 365 \text{ días}}{\text{Costo de la Mercancía}}$
Rotación de Proveedores	$\frac{\text{Inventario Promedio} * 365 \text{ días}}{\text{Compras a Crédito}}$
Ciclo Efectivo	$\text{Rotación de Cartera} + \text{Rotación de Inventarios}$ $- \text{Rotación de Proveedores}$

Nota: Elaboración propia.

DE ENDEUDAMIENTO: Estos indicadores tienen como objetivo medir el grado y la forma en que participan los acreedores en la financiación de una empresa, así como el riesgo que corren los propietarios frente a las Figuras externas de apalancamiento; para este grupo se calcularon los siguientes indicadores:

Tabla 7.*Forma de calcular los indicadores de endeudamiento*

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Nivel de Endeudamiento	$\frac{\text{Total Pasivo}}{\text{Total Activo}}$
Concentración de Pasivos a Corto Plazo	$\frac{\text{Pasivo Corriente}}{\text{Pasivo Total}}$
Endeudamiento Financiero	$\frac{\text{Obligaciones Financieras Promedio}}{\text{Ventas Netas}}$
Endeudamiento Financiero	$\frac{\text{Obligaciones Financieras Promedio}}{\text{Total Pasivo}}$

INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO
Impacto de la Carga Financiera	$\frac{\text{Gastos Financieros}}{\text{Ventas}}$
Cobertura de Intereses	$\frac{\text{Utilidad Operacional}}{\text{Gastos Financieros}}$

Nota: Elaboración propia.

4.8 Externalidades positivas y negativas para un proyecto energético

Se pueden considerar dos tipos de externalidades, principalmente, que son las externalidades negativas del sistema (*costos que pueden ser causados por un alto nivel de penetración de FNCER en el sistema eléctrico nacional*) y las positivas sociales (*beneficios que la introducción de FNCER puede proporcionar a nivel nacional*).

-Externalidades Negativas: Las externalidades negativas de las FNCER se aplican principalmente a los costos adicionales de conexión, balance y refuerzo de la red eléctrica como consecuencia de la distancia de los recursos renovables a las redes y centros de consumo, así como debido a la variabilidad de recursos variables como son el viento y la irradiación solar.

Estos costos se evidenciarían principalmente en el momento en que las energías renovables llegasen a representar una parte significativa de la generación eléctrica nacional.

A continuación, se presentan estimaciones basadas en una penetración de las tecnologías de entre el 10% y 30% de la generación total de electricidad. Las cuatro principales externalidades negativas consideradas son:

- Costos de reserva: que se basan en la necesidad de contar con plantas eléctricas tradicionales de reserva, para poder intervenir y generar electricidad en momentos en los que no

se cuente con buenos vientos y durante la noche, para respaldar plantas eólicas y solares FV integradas al sistema.

De acuerdo con el estudio de integración de Figuras no convencionales variables desarrollado bajo este mismo proyecto (Corredor, 2014), la reserva operativa se define como la reserva necesaria para mantener el balance generación-demanda, y para garantizar la calidad y seguridad del sistema, de tal manera que se cumplan los criterios de calidad de la frecuencia establecidos por la regulación. En el caso de las energías renovables, la reserva operativa es necesaria para enfrentar, por ejemplo, la incertidumbre en los pronósticos de generación de las Figuras variables (eólicas, solares, filo de agua y plantas menores) y la variabilidad de la generación eólica en tiempos de minutos.

En el estudio es importante asumir la penetración en MW de energía renovable, el cual da por resultado una reserva mínima secundaria de frecuencia -RSF (*Regulación Secundaria de Frecuencia*- en MW, y su equivalente (en %) de la generación renovable neta, más el margen de error del pronóstico de la generación estimada en MW (y en %), para un total en MW requeridos en términos de respaldo.

Si el error en los pronósticos de la generación se disminuyese al 3%, las necesidades de reserva se disminuirían (en MW) y si además se considera la baja probabilidad de ocurrencia del cambio máximo en un minuto, el incremento en reserva sería del orden de un 19% de la capacidad renovable. A partir de tal ejercicio, y considerando razonable exigir que la reserva rodante no supere el 5% de la demanda, lo cual implicaría que la penetración de las Figuras variables en principio no debería incrementar las necesidades de la holgura en más de un 3%, se llega adicionalmente a establecer un cierto año (entre 10, once años después de entrar en operación) en

el que sería posible permitir una penetración máxima del orden de los MW (15%) de tales Figuras escogidas.

Luego, con el objeto de obtener un número indicativo de los posibles costos de los requerimientos de reserva asociados con el escenario, se tiene que, a diciembre de 2014, el costo unitario de AGC (Asignación de la Reserva de Generación) en Colombia era de COP10,08/KWh, o sea 4,62 USD/MWh, con lo cual, si la presencia de Figuras variables no incrementase las necesidades de reserva en más de 3%, la externalidad negativa asociada sería de 2,77 USD por cada MWh de energía producido.

- Costos de conexión a la red: Teniendo en cuenta que los proyectos con FNCER tienen que ser construidos donde se encuentran disponibles los mejores recursos renovables como son fuertes vientos, una alta irradiación solar o anomalías geotérmicas, es común que estas zonas no se encuentren cerca del STN (Sistema de transmisión nacional), por lo que se puede requerir la construcción de nuevas líneas de alta tensión. Estos costos de conexión o bien afectan el proyecto en su rentabilidad o en los costos de su energía, o bien incrementan el costo de transmisión que los usuarios del Sistema de transmisión nacional pagan a través de su tarifa. A continuación, en la Figura 27, se presentan estos datos:

Figura 27.

Costos estimados para la conexión al STN.

Costos de conexión al STN/SDR	USD/MW
Proyectos solar FV (gran escala)	200.000
Proyectos eólicos	300.000
Proyectos con biomasa	200.000
Proyectos geotérmicos	250.000

Nota: UPME, Cartilla de Integración de Energías Renovables.

- Costos de balance de la red: esta externalidad está también relacionada con la variabilidad de las FNCER, en particular para el caso de las Figuras variables, teniendo en cuenta que el manejo de las fluctuaciones energéticas representa un costo adicional que es necesario cuantificar. 4. Refuerzo y extensión de la red: finalmente, la variabilidad de las FNCER también puede requerir operaciones de refuerzo y extensión de la red eléctrica para ayudar a manejar la fluctuación de los niveles de electricidad en cada momento.

- **Externalidades Positivas:** El balance a las externalidades negativas mencionadas son los beneficios que la FNCER genera a la sociedad en general, que tampoco son normalmente cuantificados y considerados en los análisis financieros. En este estudio se considerarán cuatro tipos principales de externalidades positivas, que son:

- Complementariedad energética de las plantas hidroeléctricas: Los análisis realizados en el país a partir de las series históricas de hidrología agregada e irradiación en La Guajira muestran una complementariedad entre estos dos recursos, en el sentido que el mayor potencial de generación solar se presenta en los meses de verano, especialmente durante los meses de enero a abril y el menor potencial en los meses de invierno.

Beneficios ambientales y sociales:

- Ahorro de combustibles fósiles: La instalación de proyectos con FNCER reduce el consumo de gas natural, carbón y otros combustibles fósiles que son normalmente utilizados para generar electricidad.

- Reducción de emisiones de efecto invernadero: quizás la externalidad positiva más importante obtenida de las FNCER es la reducción en emisiones de CO₂ y sus efectos tanto en la salud como en el impacto climático y ambiental.

- Reducción de impactos en la salud: Para estimar los impactos en salud se identifican los contaminantes emitidos por las plantas generadoras convencionales y no convencionales, así como los daños a la salud o consecuencias derivadas de su emisión. Posteriormente, se define la tasa de emisión por contaminante de acuerdo a las características de la planta y en tercer lugar, se delimita la región afectada por la emisión de contaminantes, y se define la densidad local y la densidad regional (IMCO, 2012).

- Para la identificación de los contaminantes y de los daños que estos causan a la salud, en ausencia de información detallada para Colombia, se tomaron los datos identificados para México por IMCO (2012) en materia de reducciones de impacto ambiental y social. Además de reducir el costo de la energía al implicar unos costos muchos menores en la mitigación de tales impactos sociales y ambientales, se tiene en cuenta que la instalación de proyectos con FNCER permite la conservación de la biodiversidad y la oportunidad del uso del suelo en otras actividades (por ejemplo en el caso de parques solares), al tiempo que evita el desplazamiento de comunidades requerido para la construcción de grandes embalses.

4.9 Precio SPOT

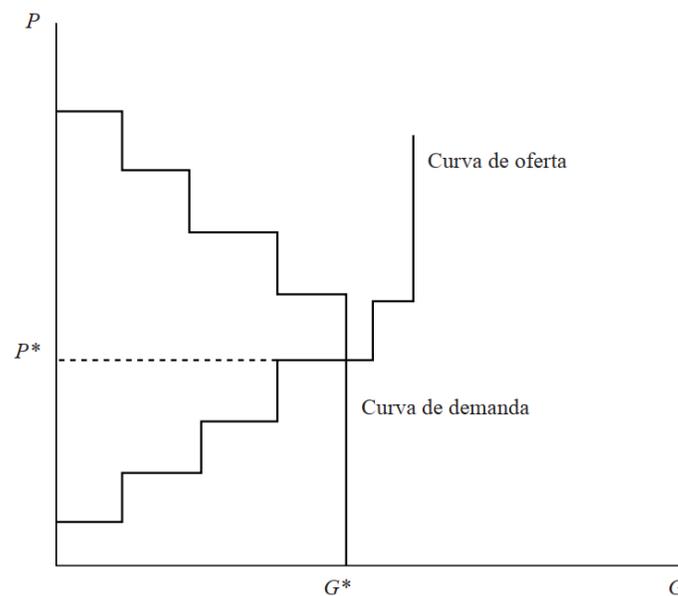
Este precio no se forma por interacciones directas entre oferentes y demandantes, sino que se hace necesaria la participación de XM (operador de mercado), que coordina la operación y despacho diario de electricidad entre los agentes. En este mercado también intervienen otras instituciones, como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de la regulación de la industria y de velar por la eficiencia social para que los productores no tomen ventaja de su posición dominante; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuya

función es la planeación y expansión del sector, y la superintendencia de servicios Públicos domiciliarios (SSPD), que ejerce la actividad de vigilancia y control. El operador del mercado coordina la formación del precio *spot* a través de las fases que se describen a continuación.

Por un lado, XM construye la curva de oferta a partir de las ofertas individuales de cada generador. Cada productor ofrece una cantidad determinada para cada hora del día siguiente a un precio promedio para todo el día y el operador las organiza de menor a mayor precio, generando una curva de oferta escalonada con pendiente positiva como se presenta en la Figura 28:

Figura 28.

Curvas de oferta y demanda para la formación del precio spot.



Nota: Cuadernos de Economía, 35 (68), Enero-Junio de 2016.

Por otro lado, el operador realiza las proyecciones de demanda para la industria y construye la curva de demanda, que resulta escalonada con pendiente negativa (Figura 25). Luego, a través

del pronóstico de demanda y la curva de oferta, el operador determina el precio *spot*, que corresponde al último precio ofertado necesario para satisfacer la demanda.

Este precio se paga a todos los agentes en el sistema que son requeridos para abastecer la demanda. Asimismo, el operador, a través de los mercados complementarios, resuelve los desequilibrios presentados en tiempo real, en el balance entre oferta y demanda, y es el encargado de liquidar las transacciones en el mercado *spot*.

4.10 Criterios de calificación en la primera subasta de energía nacional

Los proyectos de aquellos GENERADORES que hayan superado la etapa de precalificación de la subasta serán calificados de conformidad con su aporte al cumplimiento de los objetivos de política establecidos en el artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015. Para ello se aplicarán los 4 criterios descritos en los artículos 34 a 37 de la Resolución MME 40791 (expuesto en el artículo 33 y modificada por la MME41307 de 2018) o aquellos que los modifiquen o sustituyan (Resiliencia, Complementariedad de los recursos, Seguridad energética regional y Reducción de emisiones), con lo cual se calculará:

- El resultado de la evaluación en cada criterio.
- Un puntaje normalizado, que representa la puntuación de cada proyecto con respecto al cumplimiento de cada objetivo de política establecido en el artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015.
- Una calificación total, que refleja el cumplimiento global de los objetivos establecidos en el artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015.

Para aquello, se presenta la metodología de cálculo que se aplica a estos criterios:

4.10.1 Criterio de resiliencia

El concepto de resiliencia se entiende como la capacidad de adaptación y reconfiguración de la matriz de generación de energía eléctrica, ante eventos de estrés relacionados con la variabilidad y el cambio climatológico.

Este concepto es cuantificado a través de sus cualidades (Redundancia, modularidad, diversificación, entre otras). Se usa la diversificación como una medida para evaluar cambios en la resiliencia de los sistemas eléctricos, ya que esto refleja la flexibilidad de éstos ante eventos de disrupción.

La diversificación se compone de:

- Variedad: Se refiere a las diferentes categorías existentes (en el caso, Figuras de energía).
- Balance: Proporción de energía que aporta cada categoría.
- Disparidad: Grado de diferenciación entre las categorías disponibles (la independencia entre Figuras, por ejemplo).

Se usa el índice de Shannon – Wiener para evaluar el cumplimiento de este criterio, el cuál mide dos propiedades de la diversificación (Variedad y Balance) y se calcula así:

$$H(k) = - \sum_{i=1}^s p_i * \ln(p_i) \quad (2)$$

En donde:

$H(k)$ = Valor del índice de Shannon – Wiener para la matriz de generación eléctrica con el proyecto k.

S =Número de Figuras energética, en el caso son 19.

P_i =Participación de la Notaenergética i en la matriz de generación eléctrica, considerando la contribución del proyecto k a su respectiva Figura.

Los siguientes datos de generación real promedio anual, en el periodo 2013-2017, para cada una de las Figuras energéticas del artículo 34 de la Resolución MME 40791 de 2018, modificada por la Resolución MME41307 de 2018, éstas se emplean con el fin de garantizar la propiedad de disparidad, que se logra seleccionado las categorías apropiadas que representen una marcada independencia entre los recursos energéticos.

Tabla 8.

Generación real promedio anual por nota de energía

Nota Energética Res. MME 40791/2018		Generación Promedio 2013-2017 (GWh)
Recurso hídrico en la macrocuenca Cauca-Magdalena	1	34522,82
Recurso hídrico en la macrocuenca Caribe	2	1467,37
Recurso hídrico en la macrocuenca Pacífico	3	1855,44
Recurso hídrico en la macrocuenca Orinoquía	4	9703,85
Recurso hídrico en la macrocuenca Amazonia	5	22,41
Gas Natural de producción domestica	6	11040,71
Gas Natural importado	7	12,26
Gas licuado de petróleo de producción doméstica	8	0
Gas licuado de petróleo importado	9	0

Nota Energética Res. MME 40791/2018	Generación Promedio 2013-2017 (GWh)	
Carbón	10	5049,93
Combustibles líquidos (jet fuel, fuel oil)	11	890,76
Biocombustibles (biodiesel, biomasa, biogás)	12	506,96
Residuos sólidos urbanos	13	0
Recurso eólico	14	50,04
Recurso solar	15	1,08
Energía nuclear	16	0
Energía de los mares	17	0
Recurso geotérmico	18	0
Otros	19	0

Nota: XM - Información de generación real por planta de generación; elaboración propia.

El valor del índice de Shannon Wiener, declarado por cada vendedor, para cada uno de sus proyectos de generación que ha superado la etapa de precalificación de la subasta.

Para ello, cada vendedor participante deberá presentar la siguiente información:

Tabla 9.

Declaración índice de Shannon Wiener para proyectos de generación

a. Proyecto de generación (1):	<i>(Nombre del proyecto que participa en la subasta)</i>
b. Energía media anual, asociada a la generación ideal del proyecto de generación, que oferta el vendedor	<i>(MWh/año)</i>
c. Nota energética principal que utiliza el proyecto de generación	<i>(Número entero entre 1 y 19 según la clasificación de la Tabla 8)</i>

a.	Proyecto de generación (1):	<i>(Nombre del proyecto que participa en la subasta)</i>
d.	Índice de Shannon Wiener considerando el proyecto de generación (2)	<i>(Valor del índice calculado, aplicando la fórmula (2))</i>

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación; elaboración propia

(1) Las plantas que estaban en operación comercial al 31 de diciembre del año anterior, no deben reportar esta información.

(2) El índice a reportar, deberá ser el resultado del cálculo truncado al 6to decimal.

La diversificación y por ende la resiliencia de la matriz de generación, aumenta proporcionalmente con el aumento de H. Dicho aumento representa el aporte marginal de cada proyecto a la resiliencia de la matriz con respecto a la línea base de resiliencia de la matriz de generación.

Para determinar el aporte marginal de un proyecto de generación a la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica, se compara el valor del índice de Shannon-Wiener de la matriz para el año inmediatamente anterior al de realización de la subasta, con el valor del índice que tiene en cuenta la contribución de la energía del proyecto a su respectiva Notaenergética (Un índice de Shannon Wiener de 1.412655 para el año 2017).

El índice de Shannon – Wiener se calcula cada 5 años, considerando el corto, mediano y largo plazo con el fin de ver su evaluación durante el periodo de análisis del presente plan, tomando como base la generación anual histórica del año 2019.

Los proyectos de generación cuyo Índice de Shannon Wiener considerando el proyecto de generación supere al índice de Shannon Wiener para 2017, recibirán como resultado de la evaluación UNO (1). Los demás proyectos, como resultado de la evaluación, obtendrán CERO (0).

Estos números serán los valores que tomará la variable Z_{jk} de que trata la formula presentada en el numeral 5.10.5.

4.10.2 Criterio de complementariedad de los recursos

Para esto, se utilizará el coeficiente de Pearson. Este índice mide el grado de covariación entre distintas variables relacionadas linealmente.

Con el fin de evaluar la complementariedad de los recursos energéticos de los proyectos participantes con la matriz eléctrica actual del país, se utilizarán las macrocuencas que definen los diferentes patrones hidrológicos del país, lo que permite a su vez, evidenciar el comportamiento de las diferentes Figuras energéticas renovables de los proyectos de generación eléctrica participantes con respecto a la macrocuenca predominante de país.

Cada proyecto de generación de energía eléctrica participante debe ser evaluado de acuerdo al grado de complementariedad con aquella macrocuenca que debido a su concentración geográfica de generación de energía hidroeléctrica, presenta el más alto ante eventos de estrés (Relacionados con la variabilidad y el cambio climático).

Esto permite, de forma análoga a la práctica de países hidro-dependientes, realizar una gestión integrada de los recursos renovables del país, que contribuye a la estabilidad estacional del sistema eléctrico colombiano y aumenta la capacidad que tiene el mismo de ofrecer energía complementaria al recurso predominante del sistema.

El coeficiente de correlación de Pearson se calculará así:

$$\bar{x}$$

$$r_{xy} = \frac{\sum x_i y_i - n \bar{x} \bar{y}}{(n - 1)S_x S_y} \quad (3)$$

Donde:

r_{xy} =Coeficiente de correlación de Pearson que mide la correlación estacional entre las series de recurso hídrico x de la macrocuenca predominante y la serie del recurso renovable y del proyecto participante

x_i =Valores de la serie correspondiente al caudal promedio de la macrocuenca predominantes

y_i = Valores de la serie correspondiente al recurso renovable del proyecto participante

n =Número de datos de la serie.

\bar{x} =Media de la serie x

\bar{y} =Media de la serie y

S_x =Desviación estándar de la serie x.

S_y =Desviación estándar de la serie y.

La información requerida en este criterio es la siguiente:

- Serie mensual del caudal promedio de la macrocuenca con la mayor concentración de generación según lo dispuesto en el artículo 35 de la Resolución MME 40791 de 2018. La cuenca que se toma es la de Cauca-Magdalena, cuya serie de caudal promedio y plantas de generación que la conforman se presentan.

- Serie del recurso renovable del proyecto que ha superado la etapa de precalificación de la subasta. Las series serán declaradas por el participante en la subasta, considerando que, para

proyectos solares, se requiere la irradiación total histórica mensual (serie entre enero de 1998 y diciembre de 2017) en w/m², medida en el sitio del proyecto o construida de manera sintética. En el último caso, se deberá tomar información de radiación solar medida en la misma zona climática del proyecto (en este caso se debe indicar la Nota de donde se toma la información).

Como información complementaria de soporte, para cada proyecto se deberá reportar:

a. Ubicación. Donde se debe incluir municipio, departamento y coordenadas del polígono donde se desarrollará el proyecto.

b. Coordenadas de ubicación del sistema de medición utilizado, en el caso de proyectos eólicos y solares.

c. Altura de medición del recurso eólico, en el caso de proyectos de esta tecnología. Para la información de los literales a y b se debe utilizar el sistema de coordenadas planas Magna Sirgas, origen Bogotá, y en formato Shapefile – SHP

El valor del coeficiente de Pearson, declarado por cada vendedor, para cada uno de sus proyectos de generación que han superado la etapa de precalificación de la subasta. Para efectos de lo anterior, cada vendedor participante en la subasta deberá suministrar los siguientes datos:

El valor del coeficiente de Pearson, declarado por cada vendedor, para cada uno de sus proyectos de generación que han superado la etapa de precalificación de la subasta. Para ello, cada vendedor participante deberá suministrar los siguientes datos:

Tabla 10.

Declaración coeficiente de Pearson para proyectos de generación

a.	Proyecto de generación (1):	<i>(Nombre del proyecto que participa en la subasta)</i>
b.	Coeficiente de Pearson (2)	<i>Resultado de aplicar la fórmula (3)</i>

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación; elaboración propia

(1) Se reporta el coeficiente solo para proyectos de generación a partir de FNCE

(2) El indicador a reportar será el resultado del cálculo truncado al 2do decimal

La calificación para cada proyecto se hará como sigue:

- El valor resultante de su coeficiente de Pearson multiplicado por menos uno (-1), si dicho coeficiente es menor a cero (< 0).
- Cero (0), si el valor resultante de su coeficiente de Pearson es mayor o igual a cero (≥ 0).
- Cero (0), si el proyecto de generación no usa una Nota de energía renovable.
- Uno (1), si la Notaenergética del proyecto es biocombustible, residuos sólidos urbanos o recurso geotérmico.

La UPME calculará, a partir de la información suministrada por el vendedor, el resultado del coeficiente para este criterio de calificación. En caso de que el valor del coeficiente reportado para el proyecto sea diferente al calculado por la Unidad, se solicitará la respectiva aclaración al vendedor enviando a éste la memoria del cálculo realizado por la UPME. El vendedor deberá dar respuesta, de conformidad con los plazos establecidos en los PLIEGOS, informando el valor del coeficiente corregido o explicando las razones por las cuales su resultado difiere del de la UPME; en el último caso, la UPME, si acepta los argumentos presentados podrá tomar para la evaluación del criterio el índice reportado por el vendedor.

El puntaje normalizado para este y todos los 4 criterios de evaluación tendrán valores entre 0 (cero) y 100 (cien) y resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$C_j(k) = \frac{Z_{jk}}{\text{Max}(Z_j)} * 100 \quad (4)$$

Donde:

$C_j(k)$ = Puntuación del proyecto de generación k, con respecto al cumplimiento del objetivo j.

Z_{jk} = Resultado de la evaluación del proyecto de generación k para el objetivo j.

$\text{Max}(Z_j)$ = Máximo resultado de evaluación obtenido entre los proyectos para el objetivo j.

j = Cada uno de los objetivos de política que se consideran en la calificación, a saber: Resiliencia, Complementariedad de los recursos, Seguridad energética regional y Reducción de emisiones.

4.10.3 Criterio de seguridad energética regional

La seguridad energética regional es un concepto que abarca diversos aspectos de la operación de un sistema eléctrico. Se define comúnmente desde las dimensiones de disponibilidad, accesibilidad, costo-efectividad y aceptabilidad. La adopción de un indicador específico depende en gran medida del contexto local.

En ese marco, el fortalecimiento de la seguridad energética regional se medirá teniendo en cuenta el impacto de cada proyecto de generación participante al equilibrio del balance de oferta

y demanda en las áreas eléctricas establecidas por la UPME y al alivio en el costo de restricciones operativas del sistema.

El balance de oferta-demanda, permite dar prioridad a aquellas áreas que son importadoras de energía de tal forma que allí se puedan instalar nuevos proyectos.

Las restricciones operativas representan un porcentaje importante de la tarifa del usuario final y trasladan un alto riesgo de insostenibilidad financiera al sistema, atentando contra la accesibilidad y la prestación costo-efectiva del servicio de energía eléctrica.

A continuación, se presenta la fórmula para determinar el indicador de contribución a la reducción del costo de restricciones operativas por área eléctrica (RCR), de conformidad con lo establecido en el Artículo 36 de la Resolución MME 40791 de 2018, modificada mediante Resolución MME 41307 de 2018. Para cada proyecto se determina la variable RCR_i así:

$$RCR_i = \left[\left(\frac{1}{3} Rmax_i + \frac{1}{3} Rmed_i + \frac{1}{3} Rmin_i \right) Cope \right] \quad (5)$$

Donde:

$Rmax_i$ = Aporte a la reducción del costo de restricciones para demanda máxima, de un proyecto ubicado en el área eléctrica i.

$Rmed_i$ = Aporte a la reducción del costo de restricciones para demanda media, de un proyecto ubicado en el área eléctrica i.

$Rmin_i$ = Aporte a la reducción del costo de restricciones para demanda mínima, de un proyecto ubicado en el área eléctrica i.

$Cope$ = Normalización de los costos operativos de cada Notaenergética usada por el proyecto de generación.

Para la evaluación de la variable RCR de cada proyecto de generación se deberá tener en cuenta, las variables R_{max_i} , R_{med_i} y R_{min_i} por área eléctrica, donde se ubica el proyecto, de la Figura 29:

Figura 29.

Variables R_{max_i} , R_{med_i} y R_{min_i} por área eléctrica.

Área Eléctrica (i)	R_{Max_i}	R_{Med_i}	R_{Min_i}
	Aporte en Demanda Máxima	Aporte en Demanda Media	Aporte en Demanda Alta
Atlántico	1	1	1
GCM	1	1	1
Bolívar	1	1	1
Córdoba Sucre	1	0	0
Cerromatoso	1	0	0
Antioquia	0	0	0
Santander	0	0	0
Norte de Santander	0	0	0
Arauca	0	0	0
Boyacá Casanare	0	0	0
Bogotá	1	1	0
Meta	1	1	0
CQR	0	0	0
Valle	1	1	0
Cauca Nariño	1	0	0
Putumayo	0	0	0
Huila Tolima	0	0	0
Caquetá	0	0	0

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación.

Notas:

- Los cálculos realizados consideran la situación eléctrica esperada para el SIN en el 2022.
- Las variables R_{max_i} y R_{min_i} será CERO (0) para los proyectos de generaciones solares, independientemente del área donde se ubique el proyecto (Ver Artículo 36 de la Resolución MME 40791 de 2018, modificada mediante Resolución MME 41307 de 2018).
- La variable Cope, por área operativa, de la Figura 30.

Figura 30.

Variable Cope por área operativa.

Fuente Energética	OM (USD/MWh)	Normalizado	Cope
HIDRÁULICA MACROCUENCA MAGDALENA CAUCA	0.0000	0.00000	1.0000
HIDRÁULICA MACROCUENCA CARIBE	0.0000	0.00000	1.0000
HIDRÁULICA MACROCUENCA PACIFICA	0.0000	0.00000	1.0000
HIDRÁULICA MACROCUENCA ORINOQUIA	0.0000	0.00000	1.0000
HIDRÁULICA MACROCUENCA AMAZONIA	0.0000	0.00000	1.0000
GAS NATURAL DE PRODUCCIÓN DOMESTICA	3.5958	0.28766	0.7123
GAS NATURAL IMPORTADO	3.5958	0.28766	0.7123
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) domestico	3.5958	0.28766	0.7123
GLP importado	3.5958	0.28766	0.7123
CARBÓN	7.3724	0.58979	0.4102
JET FUEL/ fuel oil	5.5054	0.44043	0.5595
BIOCOMBUSTIBLES (Biodiesel, biomasa, biogás)	0.5000	0.04000	0.9600
RESIDUOS SOLIDOS urbanos	0.0000	0.00000	1.0000
EOLICA	0.0000	0.00000	1.0000
SOLAR (FOTOVOLTAICA y térmica)	0.0000	0.00000	1.0000
NUCLEAR	12.5000	1.00000	0.0000
ENERGIA DE LOS MARES	0.0000	0.00000	1.0000
GEOTÉRMICA	3.5958	0.28766	0.7123
OTROS	Será evaluado por la UPME frente a cada proyecto		

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación.

Para el cálculo de este criterio, se requiere la siguiente información:

- Área eléctrica donde se ubicará el proyecto de generación y el indicador de contribución al balance de oferta y demanda de potencia de cada una de las áreas eléctricas del SIN. El indicador de balance de potencia por área eléctrica (BP_i) y las variables soporte de su cálculo, de conformidad con lo establecido en el Artículo 36 de la Resolución MME 40791 de 2018, modificada mediante Resolución MME 41307 de 2018, esto se presenta en la Figura 31.

Figura 31.

Indicadores de la variable BP.

Área Eléctrica (i)	C_i	$DPMax_i$	BP_i Contribución al balance Oferta/ Demanda
	Capacidad Instalada Área Eléctrica (MW)	Demanda Max Potencia Área Eléctrica (MW)	
Atlántico	2793	820	0
GCM	981	847	0
Bolívar	1141	540	0
Córdoba Sucre	338	488	1
Cerromatoso	470	256	0
Antioquia	6980	1594	0
Santander	2322	485	0
Norte de Santander	328	264	0
Arauca	0	101	1
Boyacá Casanare	528.9	373	0
Bogotá	2488	2777	1
Meta	0	249	1
CQR	778	505	0
Valle	1720	2118	1
Cauca Nariño	77	369	1
Putumayo	0.5	34	1
Huila Tolima	1157	420	0
Caquetá	0	121	1

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación.

- Indicador de contribución a la reducción del costo de restricciones operativas en cada una de las áreas eléctricas del SIN. Se aplica la fórmula 5.

- El valor del indicador de fortalecimiento de la seguridad energética regional, declarado por cada vendedor, para cada uno de sus proyectos de generación que han superado la etapa de precalificación de la subasta.

El indicador de fortalecimiento de la seguridad energética regional (SE_i), de conformidad con el Artículo 36 de la Resolución MME 40791 de 2018, modificada mediante la MME 41307 de 2018, se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$SE = \frac{1}{2}RCR + \frac{1}{2}BP \quad (6)$$

Donde:

BP = Resultado del indicador de balance de potencia para el proyecto de generación.

RCR = Indicador de contribución a la reducción del costo de restricciones operativas por área eléctrica.

Para efectos de lo anterior, cada vendedor participante en la subasta deberá suministrar los siguientes datos (*Las plantas de generación en operación comercial al 31 de diciembre de 2017 y que no realizan proyectos de ampliación de capacidad, no deberán reportar este indicador*):

Tabla 11.

Declaración indicadores de fortalecimiento de la seguridad energética regional para proyectos de generación

Declaración indicadores de fortalecimiento de la seguridad energética regional para proyectos de generación

a.	Proyecto de generación:	<i>(Nombre del proyecto que participa en la subasta)</i>
b.	Indicador de Fortalecimiento de la Seguridad Energética Regional (SE)	<i>Resultado de aplicar la fórmula (6)</i>

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación; elaboración propia

Cada proyecto de generación recibirá como resultado de la evaluación en este criterio la siguiente calificación:

- El valor resultante de su indicador de fortalecimiento de la seguridad energética regional (SE).

- Cero (0), cuando se trate de proyectos de generación existentes (aquellos que entraron en operación comercial con anterioridad al 31 de diciembre del año 2017). Se exceptúa de lo anterior a los proyectos de generación existentes que realicen ampliaciones, en cuyo caso la evaluación será igual al indicador de fortalecimiento de la seguridad energética regional (SE) calculado a partir de la ubicación del proyecto.

La UPME calculará, a partir de la información suministrada por el vendedor, el resultado del indicador para este criterio de calificación. En caso de que el valor del indicador reportado para el proyecto sea diferente al calculado por la Unidad, se solicitará la respectiva aclaración al vendedor enviando a éste la memoria del cálculo realizado por la UPME. El vendedor deberá dar

respuesta, de conformidad con los plazos establecido en los PLIEGOS, informando el valor del indicador corregido o explicando las razones por las cuales su resultado difiere del de la UPME; en el último caso, la UPME, si acepta los argumentos presentados podrá tomar para la evaluación del criterio el índice reportado por el vendedor.

4.4.10 Criterio de reducción de emisiones

El objetivo de la reducciones de emisiones de CO₂ equivalentes, de acuerdo con los compromisos adquiridos en COP21 (Cumbre Mundial de Cambio Climático en París), exige que se califiquen positivamente aquellos proyectos participantes que efectivamente reduzcan las emisiones del sector de generación de energía eléctrica del país.

Aunque se reconocen las Figuras energéticas con bajas emisiones, aquellas que aporten cero emisiones, o cuyo balance neto de emisiones (Biocombustibles) sea cero, se prefieren (a nivel mundial) en términos de potencial, rapidez y efectividad en la estrategia de reducción. Adicionalmente, la energía producida a partir del tratamiento térmico de Residuos Sólidos Urbanos es reconocida por su aporte a la disminución del calentamiento global, al evitar la producción de metano y otros gases de efecto invernadero producidos en rellenos sanitarios.

De esta manera, los proyectos de generación de energía eléctrica participantes que se encuentren dentro de las categorías mencionadas obtendrán una máxima calificación.

Además, aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que incorporen un cambio tecnológico que reduzca su factor de emisiones serán calificados positivamente, debido a la contribución al cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país.

De otra parte, aquellos proyectos de generación de energía eléctrica cuyo factor de emisiones contribuye al aumento de estas en el sector de generación del país, obtendrán una mínima calificación.

Para el cálculo de este criterio, se requiere la siguiente información:

- Factor de emisiones (kg CO_{2eq}/kWh) del proyecto de generación nuevo que participa en la subasta.

- En el caso de proyectos de generación que realizan un cambio tecnológico que lleva a una reducción de sus emisiones, el factor de emisiones (kg CO_{2eq}/kWh) antes del cambio tecnológico y la magnitud de la reducción que se logra con el mismo.

Así, cada vendedor participante en la subasta deberá declarar los siguientes datos:

Tabla 12.

Declaración de reducción de emisiones de CO₂ para proyectos de generación

a. Proyecto de generación:	<i>(Nombre del proyecto que participa en la subasta)</i>
b. Factor de emisiones del proyecto de generación:	<i>(kg CO_{2eq}/kWh)</i>
c. Magnitud de la reducción del factor de emisiones debido al cambio tecnológico:	<i>(kg CO_{2eq}/kWh)</i>
d. Factor de emisiones antes del cambio tecnológico:	<i>(kg CO_{2eq}/kWh)</i>

Nota: UPME – Metodología de evaluación de los criterios de calificación; elaboración propia

Los literales c y d, se portan únicamente en el caso de proyectos de generación existentes que realizan un cambio tecnológico.

La evaluación de este criterio se realizará de la siguiente forma:

- Los proyectos de generación cuyo factor de emisiones sea igual a cero (0), recibirán como resultado de la evaluación uno (1).

- Los proyectos de generación que utilicen como única Notaenergética primaria biocombustibles o residuos sólidos urbanos, recibirán como resultado de la evaluación uno (1).

- Los proyectos de generación cuyo factor de emisiones es superior a cero (0), recibirán como resultado de la evaluación cero (0).

- Los proyectos de generación existentes que realizan un cambio tecnológico, recibirán como resultado de la evaluación el resultado de dividir la magnitud de la *reducción del factor de emisiones debido al cambio tecnológico* entre el *factor de emisiones antes del cambio tecnológico*.

- Los proyectos de generación existentes, que no realizan un cambio tecnológico, recibirán como resultado de la evaluación cero (0). El hecho de que el factor de emisiones real de un proyecto de generación asignado en la subasta supere, durante 12 meses consecutivos luego de su entrada en operación comercial, el valor declarado por el vendedor para la subasta será considerado como incumplimiento del vendedor en el contrato de energía media anual a largo plazo.

4.10.5 Calificación total

Finalmente y de conformidad con lo establecido en la Resolución MME 40791 de 2018, modificada mediante Resolución MME 41307 de 2018 y la Resolución MME41314 de 2018 o aquellas que las modifiquen o sustituyan, cada proyecto de generación que haya superado la etapa de precalificación de la subasta, recibirá una calificación total por cumplimiento de los objetivos

del artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015, igual al promedio simple de sus cuatro puntajes normalizados de cumplimiento de cada objetivo.

4.11 Cargo por confiabilidad para las subastas de energía

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció el cargo por confiabilidad en Colombia en 2006, que se define como un mecanismo de mercado, cuyo fin es garantizar el suministro de energía cuando los recursos hídricos del país escasean como consecuencia del fenómeno de El Niño. Este mecanismo tiene entre sus componentes esenciales la existencia de obligaciones de energía firme (OEF), que corresponden a un compromiso adquirido por los generadores, respaldado por plantas de generación capaces de producir energía durante condiciones críticas de abastecimiento de agua, de modo que se garantice el suministro de energía en el largo plazo, a precios eficientes y que en contraprestación los generadores reciban un ingreso adicional, derivado del cargo por confiabilidad. Este cargo consiste en un pago a los generadores en proporción a la capacidad firme que pueden ofrecer al sistema.

Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del Sistema.

Los generadores tienen un ingreso por la energía entregada al sistema en cada hora del tiempo, de acuerdo con la programación estipulada por el CND, y otro adicional a través del cargo por confiabilidad. De esta forma, se subasta entre los generadores las OEF que se requieren para

cubrir la demanda del sistema, luego al generador que fue asignada la OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y este se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

La confiabilidad del sistema se logra con la capacidad de generación y respuesta de los generadores en el sistema en condiciones críticas.

Este, es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

El Cargo por Confiabilidad se creó con el fin de migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación energético en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar los recursos de generación no sólo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente. Este nuevo esquema sirve para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo con precios eficientes.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

En la asignación de obligaciones de energía firme participan tanto los generadores propietarios de plantas y unidades de generación existentes como los potenciales inversionistas interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación, por otra parte, en la subasta sólo pueden participar los agentes, tanto generadores como inversionistas, que hayan enviado la información requerida para participar en la asignación y que cumplan con todos los requisitos.

La subasta se programa con el propósito de asignar las Obligaciones de Energía Firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes.

La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas se realiza mediante una subasta dinámica denominada “de reloj descendiente”. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG.

Esta subasta se llevará a cabo varios años antes de la vigencia de las obligaciones de energía firme a ser asignada, para que haya el tiempo suficiente para que los nuevos proyectos puedan entrar en operación para esas fechas.

Así como se presentan beneficios, este cargo, en la actualidad, presenta debilidades, por ejemplo, esto incentiva para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado unilateral cuando surgen condiciones críticas del sistema, ha dado lugar a mayores costos para los consumidores y a reducir los niveles promedio de agua, sobre todo durante periodos de El Niño y la certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo de cargo por confiabilidad reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo de precio fijo para energía (esto reduce la liquidez).

4.12 Formación del precio del cargo por confiabilidad

Un punto clave en el esquema del Cargo por Confiabilidad es la definición del valor del producto que corresponde al Precio para el Cargo por Confiabilidad (PCC). Gran parte del desarrollo normativo del esquema se concentró en el diseño de una subasta como mecanismo eficiente para llegar a este precio.

El proceso de incorporación de nueva capacidad instalada de generación no es un asunto simple. Es en realidad un proceso complejo que viene determinado por diferentes aspectos, como lo son:

- Composición del parque generador actual. En la medida en que el parque generador sea más hidroeléctrico o de una tecnología con menores costos variables, las nuevas plantas de bajo costo variable y alto costo de inversión demandarán primas mayores.
- Disponibilidad de combustibles futura. La nueva generación estará marcada por las señales de disponibilidad, firmeza y garantía de suministro futuro de combustibles.
- Costos de inversión de generación (USD/kW-instalado). Los proyectos de mayor costo de inversión unitario demandarán mayores primas brutas, que solo pueden ser contrarrestadas por expectativas de recuperación de los costos de inversión por mayores rentas de producción.
- Volúmenes de OEF requeridos de plantas nuevas. Los tamaños de plantas nuevas deberían estar acordes con las necesidades del sistema

4.13 Subastas de energía nacional

El mecanismo utilizado para la asignación de la Energía en Firme del Cargo por Confidencialidad - ENFICC (Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año; Resolución CREG 071 de 2006), como se expresó anteriormente, es una subasta dinámica holandesa de reloj descendente.

El producto que se subasta es la Obligación de Energía Firme – OEF y que pueden participar empresas de servicios públicos domiciliarios constituidas o con la promesa de constitución, al momento de iniciar la operación que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada y que resulten seleccionados en la subasta.

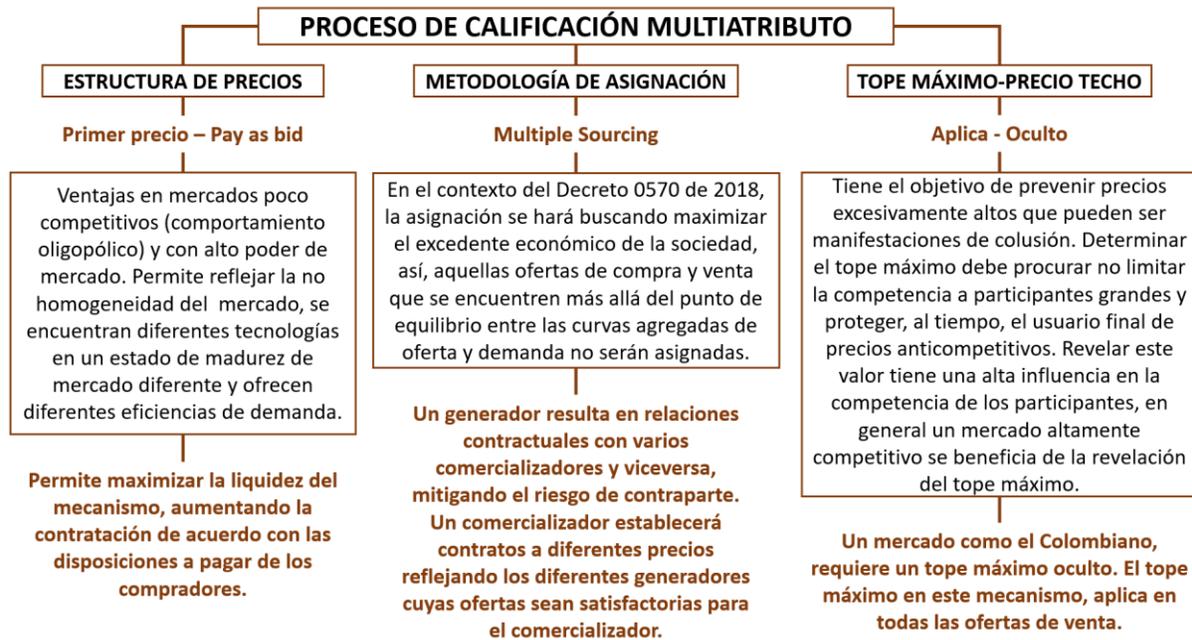
En la subasta se ofrece la demanda del sistema que se pretende cubrir, la cual es resultante de la revisión periódica que adelanta la CREG, con información de la UPME sobre el comportamiento de proyecciones de crecimiento de la demanda, condiciones de hidrología y precios de la energía.

Con el fin de minimizar la distorsión del precio, la oferta se estructura en dos etapas. La primera es la de calificación, donde se evaluará la oferta técnica de acuerdo con los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018. Los proyectos que superan esta etapa hacen parte de la segunda, la oferta de precio y se adjudicarán los más competitivos.

En el país se realiza un proceso de calificación multi-atributo, el cual es clave para el éxito del mecanismo. Éste se presenta de forma resumida en la Figura 32:

Figura 32.

Proceso de calificación de las Subastas de Energía Nacional.



Nota: MINMINAS – Memoria Justificativa; Elaboración propia.

En la apertura de la subasta, se informa la OEF requerida y cada participante decide el periodo de vigencia de la obligación, según el estado de su activo eléctrico: Nuevo, en construcción, existente.

Para activos nuevos, es decir, su construcción no ha comenzado, la OEF debe tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años.

Para activos en construcción (denominado activo especial), debe tener una vigencia mínima de un año y máximo de diez años.

Para activos existentes, es decir, que se encuentran en operación comercial al momento de la subasta, la vigencia es de un año.

La CREG es el organismo encargado de la apertura de la subasta y es realizada por el ASIC. La subasta tiene tres etapas principalmente:

4.13.1 Periodo de precalificación

Desde la fecha en que la CREG anuncia la subasta y la fecha en la que se lleva a cabo la subasta. Los interesados emiten la información requerida para participar en la asignación. Se verifica que los interesados cumplan con los requerimientos para así pasar a la segunda etapa. Los interesados deberán cumplir con los siguientes criterios:

- Declarar ante la CREG los parámetros para el cálculo de la ENFICC.
- Declarar ante la CREG de la ENFICC de cada planta o unidad de generación con la que el generador inversionista espera participar en la subasta, según la planta o unidad de generación de que se trate, se deberá tener en cuenta los requisitos exigidos en la Resolución CREG 071 de 2006 para cada tipo de planta.
- Presentar una póliza que asegure la posterior entrega de una garantía de contratación del suministro de combustibles y del transporte de gas natural.

4.13.2 Subasta

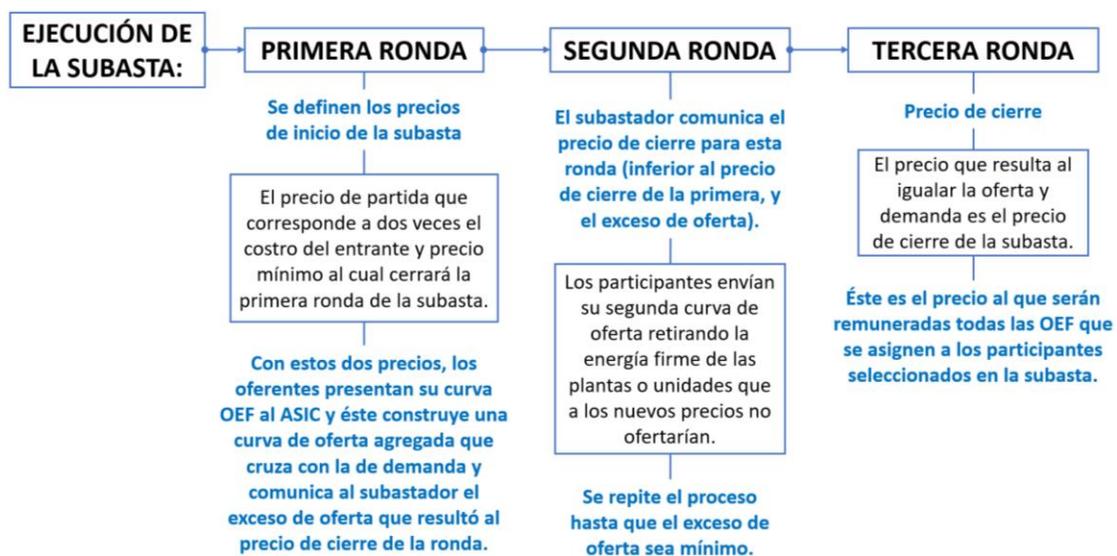
La subasta que se emplea para asignar las OEF es el reloj descendente: *“La subasta para la Asignación de OEF es de una sola punta. Esto significa que en ella participan de manera activa los generadores e inversionistas potenciales, que hayan cumplido con los requisitos para participar, mientras que la disponibilidad de pago de la demanda total perteneciente al SIN está*

representada por una curva de demanda agregada establecida por la CREG y hecha pública con anterioridad a la subasta (*Revista CREG sobre el Cargo por Confiabilidad*)”.

En la Figura 33 se muestra un resumen de la metodología empleada en la ejecución de las Subastas de Energía Nacional:

Figura 33.

Metodología de ejecución de las Subastas de Energía Nacional.



Nota: MINMINAS – Memoria Justificativa; Elaboración propia.

4.13.3 Periodo de planeación

Construcción de nuevas plantas o unidades de generación que se comprometen a entregar su energía firme a partir de la asignación.

4.13.4 Periodo de vigencia de la obligación

Los oferentes adjudicatorios recibirán una certificación expedida por el ASIC, en donde consta la asignación de una OEF producto de un proceso de subasta dinámica de negociación. Esta certificación representa el título para el pago del cargo por confiabilidad, el periodo de vigencia de la OEF, el Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.

Durante este periodo, el adjudicatario deberá generar la cantidad diaria de energía firme asignada y mantener vigentes los contratos de suministro y transporte de los combustibles asociados a su tecnología. En caso contrario, el generador deberá mantener vigentes las garantías de cumplimiento que aseguren la renovación de los contratos de combustibles y transporte de combustible durante este tiempo.

La remuneración que los oferentes ganadores de cada subasta recibirán a futuro es un pago conocido y estable, pagado durante un plazo determinado resultante del proceso de la subasta, con la condición de estar disponible para entregar la cantidad de energía comprometida en el momento en que el precio de bolsa supera un umbral previamente denominado precio de escasez.

El precio por cada kilowatt hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad, el cual se pagará cuando se haya solicitado o no la OEF. Ahora bien, cuando esta energía es requerida, además del Cargo

Por Confiabilidad del generador recibe el Precio de Escasez por cada kilowatt hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa.^

Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

El reglamento de las garantías para el Cargo por Confiabilidad está contenido en la Resolución CREG 061 de 2007.

Las garantías tienen el propósito de cubrir el incumplimiento ante la falta de entrada en operación de la unidad de generación, dentro del plazo manifestado o la falta de suministro o transporte de combustible asociado a la tecnología de generación.

Estas garantías son bancarias para que ASIC las haga efectivas inmediatamente por la declaración de incumplimiento, cubriendo todas las obligaciones a cargo del adjudicatario de la OEF y el beneficiario (ASIC).

Este esquema exige garantías que aseguren:

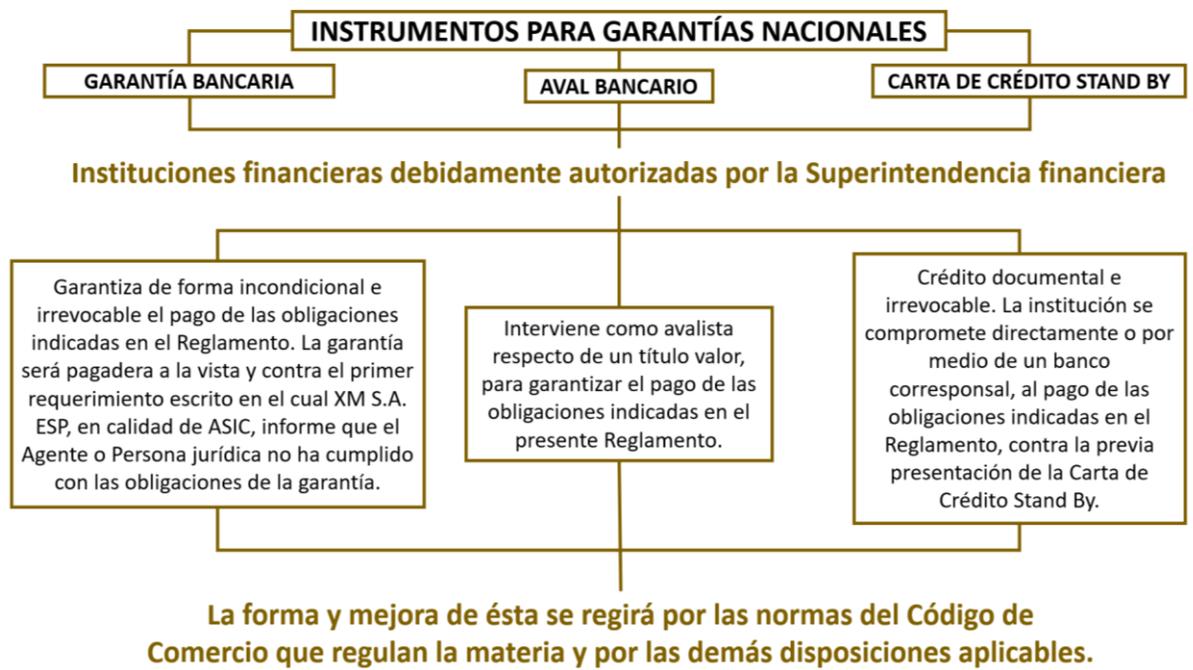
- Amparar la participación en las subastas o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.
- Amparar la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación.
- Amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el período de planeación.
- Amparar la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC base, para el caso de plantas hidráulicas.
- Amparar la continuación de contratos de combustible cuando su duración es inferior al periodo de vigencia de la obligación.
- Amparar el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.

El período de vigencia de las garantías para el cumplimiento de las obligaciones asociadas a la construcción o reposición de la unidad de generación para el Cargo por Confiabilidad se contratará a un auditor externo de la lista de firmas de ingeniería con experiencia en construcción o interventoría de proyectos de generación eléctrica, que adopte el Consejo Nacional de Operación. Este deberá emitir un concepto técnico sobre el estado de avance del proyecto y la posibilidad de incurrir en un incumplimiento grave, insalvable o no grave.

En caso de incumplimiento no grave se deberá ajustar el cronograma y el adjudicado tendrá la obligación de ampliar el plazo de la garantía y aportar un contrato de respaldo, vigente desde la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación y hasta la nueva fecha de puesta en operación de la planta. La omisión en la obligación de garantizar la OEF a través de un Contrato de Respaldo, dará lugar a que el incumplimiento se considere grave o insalvable.

En el segundo caso, un incumplimiento grave e insalvable, se ejecutará la garantía y el adjudicatario pierde la asignación de la OEF y la remuneración.

Los instrumentos admisibles para garantías nacionales se muestran en la Figura 34:

Figura 34.*Instrumentos admisibles para Garantías Nacionales*

Nota: MINMINAS – Memoria Justificativa; Elaboración propia.

De esta forma se trata de conciliar las mejores condiciones y garantías para ofrecer un servicio seguro y confiable y a su vez, procurar el pago justo a los comercializadores. Esta subasta por confiabilidad se está implementando en el país, hasta el momento y después de algunos intentos aplicando criterios de calificación distintos, presentando mejores resultados en comparación con la primer subasta de energía eléctrica a largo plazo realizada el 26 de Febrero de 2019, la cual, aunque se presentaron 22 ofertas de venta de energía y 20 de compra, no tuvo adjudicaciones debido al incumplimiento de los indicadores de concentración y dominancia (En la Resolución 020 de 2018, se presentan estos indicadores, el primero mide el grado de concentración presente en la curva de oferta de venta agregada teniendo en cuenta las cantidades ofertadas por los participantes que se requirieron para la determinación del precio de equilibrio de la subasta y la

primera oferta de venta fuera de mérito, por otra parte, el indicador de dominancia, establece un umbral de participación máxima para el vendedor con la mayor participación en la oferta), lo que sirvió como experiencia para el país y contribuyó a los cambios que se han realizado en la metodología de éstas.

4.13.5 Ajustes al mecanismo de subasta de contratación a largo plazo

Se inicia con un diagnóstico respecto a la situación del país en la actualidad, primero tenemos los incentivos para la promoción de la inversión en FNCER:

- Reducción gradual del impuesto sobre la renta (33% en 2019, 32% en 2020, 31% en 2021 y se prevé el 30% para el 2022).

- Crédito de IVA pagado en la adquisición de bienes de capital.

- Crédito del 50% de los impuestos ICA y GMF pagados durante los años 2019 a 2021.

Después del 2022, el crédito será el 100% de los impuestos pagados.

Para ello, Minenergía adquiere compromisos con las renovables:

- Eliminación de trámites para las licencias ambientales (DAA)

- El 10% de las compras de energía del comercializador debe provenir de energía renovable (PND)

- Extensión del 50% de la deducción fiscal adicional en las inversiones en energía renovable de 5 a 15 años.

- Exclusión automática del IVA en la adquisición de paneles solares y otros equipos para sistemas solares.

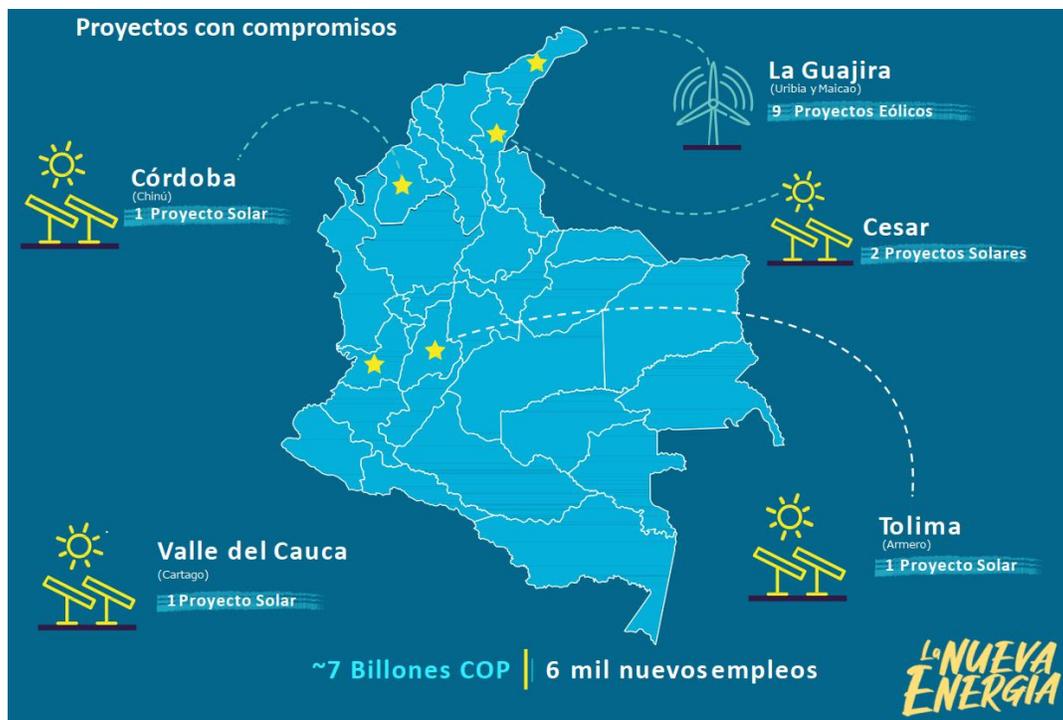
En energías renovables se tienen los siguientes resultados:

- 14 proyectos + Otras iniciativas privadas.
- Subasta de Cargo por Confiabilidad y de Contratos de Largo Plazo.
- Se tendrán 2500 [MW]
- Para el 2022 se representa el 14% de la Matriz de generación y se reducirán 9 millones de toneladas de CO₂.

En la Figura 35, se muestran los proyectos, que han sido registrados y tienen compromisos en la generación:

Figura 35.

Proyectos con compromisos.



Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

Algunas de las razones para realizar una nueva subasta son:

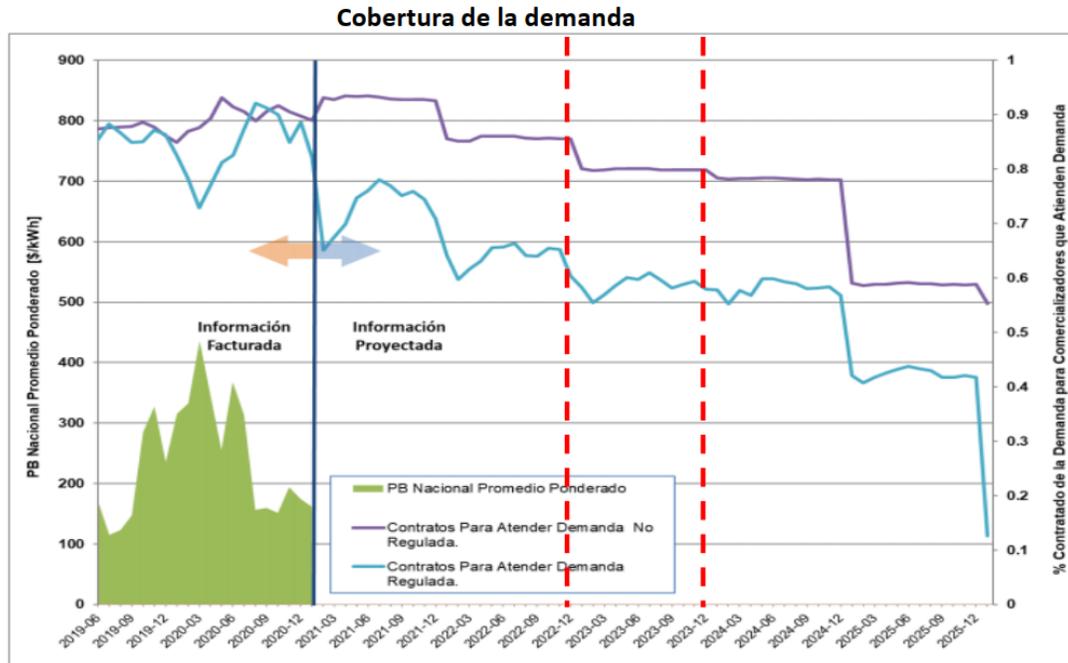
- Precios competitivos y atractivos (95,65 \$/kWh-voluntario y 106,66 \$/kWh-complementario)
- Los objetivos se encuentran en el Decreto 570 de 2018.
- Artículo 296 PND (Comercializadores del MEM, obligación del 8 – 10% en compras de FNCER).
- Reactivación Económica con costos promedios de trabajos e inversión (2,78 empleos por MW, 3750 Millones COP por MW, 6.96 empleos por MW y 3500 Millones COP por MW).
- Objetivo LATAM en energías renovables.
- Transformación energética.

Respecto a proyectos sin obligaciones de energía, se cuenta con 4741 MW en proyectos de Figuras no convencionales de energía renovable con FPO entre octubre de 2021 y Diciembre de 2022, según la información de UPME. Entre estos, se cuenta con 59,9 MW en dos proyectos eólicos, 25 MW en un proyecto de Biomasa y 4656 MW en 96 proyectos solares. De estos, la puesta en marcha de 3857 MW no depende de nuevas obras de expansión.

Respecto a la contratación actual, en la Figura 36, se puede visualizar la proyección histórica de la cobertura de la demanda del país:

Figura 36.

Proyectos con compromisos.

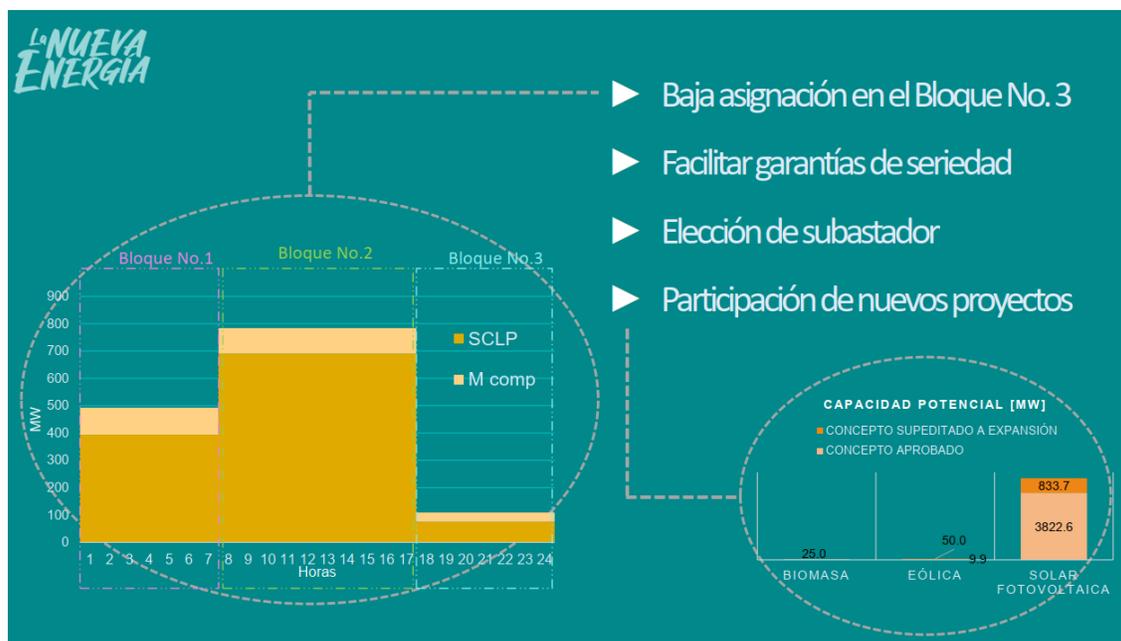


Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

Con el anterior diagnóstico, es posible analizar la necesidad de ajustar el mecanismo. Inicialmente, podemos visualizar en la Figura 37 algunas de las razones que conllevan a estas variaciones realizadas.

Figura 37.

Razones para los ajustes en el mecanismo de la Subasta.



Nota: Minería – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

Teniendo en cuenta que la primera subasta nacional de energía no tuvo resultados favorables en cuanto la adjudicación de contratos, se presentan en la tabla 13, los cambios que se han realizado respecto a la segunda subasta, en comparación con la tercera.

Tabla 13.

Ajustes en la metodología de las subastas

SEGUNDA SUBASTA	TERCERA SUBASTA
UPME implementador de la subasta	MME selecciona quien implementará la subasta
La oferta de compra no puede superar la demanda comercial promedio diaria para el año anterior a la subasta	Se elimina la restricción

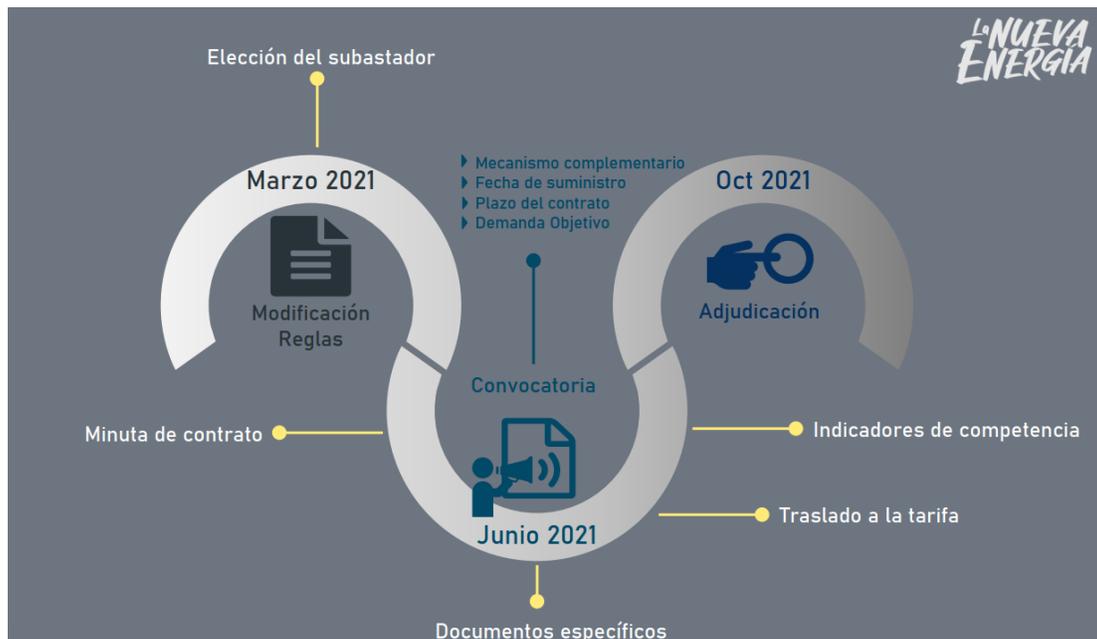
SEGUNDA SUBASTA	TERCERA SUBASTA
Oferta de los vendedores: Energía por bloques horarios	Energía por bloques horarios, con condicionamiento del 15% en el B3 cuando se haga una oferta en el B2
Proyectos FNCER	Proyectos FNCER Nuevos y sin obligaciones de energía adquiridas en subastas
FPO prorrogable por dos años	FPO prorrogable por un año
Garantía de seriedad de la oferta proveniente de una entidad financiera	Garantía de seriedad de la oferta proveniente de una entidad financiera o del mercado asegurador

Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

Para el año presente, se programó un cronograma de actividades para la ejecución de la Subasta de energía nacional, éste se observa en la Figura 38:

Figura 38.

Programación de la Subasta Nacional para el año 2021.



Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

En esta subasta, se tendrán nuevas condiciones generales y metodologías para participar, las cuales se enuncian a continuación:

4.13.5.1 Subasta exclusiva para FNCER (Ley 1715 de 2014).

- Cantidad: Energía en kilowatts hora [kWh], adjudicada en la Subasta para cada una de las horas del día [kW]
- Precio: Oferta del generador que haya sido adjudicado en la subasta [CP\$/kWh] + CERE.
- Tipo de contrato: Pague lo contratado.

4.13.5.2 No existen criterios de calificación (Resiliencia, Seguridad, complementariedad y reducción de emisiones)

- El comprador: Se obliga a pagar la energía contratada, independientemente de que sea consumida en totalidad o no.
- El vendedor: Se obliga a suministrar la energía contratada.

4.13.5.3 Solo podrán participar proyectos nuevos mayores o iguales a 5 MW (despacho centralizado). Con lo anterior se actualiza el precio, que se calcula mediante la ecuación:

$$P_t = P_{tadj} * \frac{IPP COL_t}{IPP COL_{tadj}} \quad (7)$$

Con lo anterior, se tiene como producto resultante la comercialización de energía por bloques, la Figura 39 presenta el modo en que se presentarán las ofertas participantes:

Figura 39.

Ofertas de los participantes

Compradores

Q = Cantidad máxima de energía para 1 día (MWh - día)

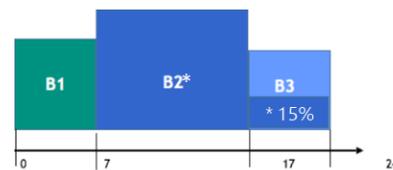
P = Máximo precio en COP/kWh (sin CERE)



Vendedores

Q = Cantidad de Paquetes de Energía* para cada bloque (# Paquetes)

P = Precio en COP/kWh (sin CERE)



Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

De forma aclaratoria respecto a la Figura anterior, se tiene:

- Paquetes de Energía=0,5 MWh (para una hora del día)
- Los paquetes que se ofrecen se entenderán igual para cada hora del bloque.
- La oferta en el B2, cumple con el condicionamiento (B3=15% B2)

En la etapa de precalificación, para los generadores y comercializadores se debe cumplir con los siguientes requisitos:

Requisitos Técnicos:

- Capacidad \geq 5 MW
- Despacho centralizado
- Se debe encontrar en fase II: La inscripción de proyectos ante la UPME debe superar tres fases, que se enuncian a continuación:

Fase 1- Prefactibilidad: Análisis técnico – económico de las alternativas de inversión para el desarrollo de un proyecto, esto incluye comprobar que el proyecto sea prioritario, hacer diagnóstico del sector, definir si es técnica y económicamente viable, identificar problemas y obstáculos, presentar posibles Figuras de financiación y concluir acorde a los resultados obtenidos del estudio identificando la mejor alternativa.

Fase 2- Factibilidad. Se perfecciona y precisa la mejor alternativa identificada en la etapa de pre-factibilidad, es decir, los estudios son más profundos y completos que la fase anterior. Se debe analizar en profundidad los condicionantes del proyecto, realizar el diseño de ingeniería a nivel de anteproyecto (dimensiones básicas, sin nivel de detalle), estimación de costos, estudio de viabilidad económica, formulación básica del proyecto, estudio financiero, y estudio ambiental. La información debe ser tal que permita tomar la decisión de realizar o no la inversión en la ejecución del proyecto.

Fase 3- Ingeniería de Detalle. Nivel de definición el cual permite la ejecución del proyecto y estudio de interconexión. Se realiza la elaboración del diseño definitivo de acciones y actividades que garanticen la ejecución y operación del proyecto, planos de detalle, especificaciones técnicas

para la construcción, montaje y puesta en marcha, cronograma de ejecución y presupuesto detallado.

- Concepto de conexión aprobado.
- Curva S y FPO

Requisitos Legales:

- Personas: Naturales, Jurídicas, Nacionales, Extranjeras, etc.
- Esquemas asociativos: Promesa de sociedad futura ESP.
- Autorización del propietario.

Requisitos Financieros: Garantía de seriedad

Esto, en cuanto a los requisitos que deben cumplir los generadores, por otra parte, los comercializadores deberán presentar la oferta vinculable irrevocable y estar constituida como ESP.

Respecto a las garantías que debe presentar tanto los compradores como vendedores, en la Figura 40 se presenta la información relevante y general al respecto:

Figura 40.*Garantías.*

Tipo de garantía	Agentes Firmantes	Contraparte	Riesgo cubierto
Seriedad de la Oferta	Participantes (Vendedores y compradores)	Subastador (pagadera a la orden de los participantes)	La no firma del contrato
Puesta en Operación (Curva S)	Vendedores	Sistema	La no entrada en operación
Cumplimiento	Vendedores	Comprador (Comercializador)	Riesgo de mercado
Pago	Compradores	Vendedor (Generador)	Riesgo de crédito Riesgo de mercado

Nota: Minergía – Ajustes al mecanismo de Subasta de Contratación de Largo Plazo.

Con lo anterior, se tiene una guía metodológica para la presentación a las subastas de energía Nacional realizadas, que se espera, mantengan sus procesos y características, siendo ajustadas y modificadas de acuerdo con la conveniencia y oportunidades de mejora que se vayan presentando en el camino. El panorama nacional empieza a presentar mayores fortalezas en la explotación de sus recursos para cubrir la mayor parte de la demanda a nivel nacional, que se espera, siga en aumento.

5. Metodología para la ejecución de las subastas de energía nacional

Las subastas de energía renovable se podrían definir como eventos que sirven para asignar del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica que funcionen a partir de las Figuras de energía renovable y que, en la actualidad, con la llegada del precio spot, otorgan confiabilidad al servicio que se prestará, haciendo que tanto oferentes como compradores obtengan beneficios que motiven al cambio de la matriz energética del país.

Como se mencionó en los capítulos anteriores, las subastas de energía nacional se han modificado paulatina y progresivamente en busca de mejorar las condiciones tanto para generadores como para los compradores.

La primer subasta (realizada en Enero de 2019) en el país, no tuvo adjudicaciones, debido al incumplimiento de los criterios de resiliencia y complementariedad, lo cual no garantizaba la competencia en el mercado; esto produjo que se realizaran algunas modificaciones a las condiciones, teniendo como resultado la publicación del 9 de Julio del 2019 el lanzamiento de la Segunda Subasta a largo plazo de energía renovables, mediante la expedición de las Resoluciones 04-0590 (en la cual se convoca a la subasta de contratación a largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica) y la 04-0591 (en la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes)

Como resultado de esta segunda subasta, se obtuvieron las adjudicaciones celebradas en Octubre de 2019, donde la UPME asignó 2,2 GW de capacidad de generación de energía solar y eólica. El precio promedio final del ejercicio fue de COP95 / kWh (\$ 0.027), y la oferta más alta alcanzó solo COP110/kWh (\$0,032/kWh).

Con la reactivación económica en el país, se espera la tercera subasta de Contratos de Largo Plazo de energía renovable en Colombia, la cual se espera que se lleve a cabo a finales de 2021 (antes del 31 de Octubre del mismo año) y mediante la Resolución 40104 del 8 de abril de 2021, el Ministerio de Minas y Energía modificó el Manual Operativo del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE adoptado mediante la Resolución 41407 de 2017.

Para esta subasta se determinó que MINMINAS es el encargado de seleccionar la entidad que cumpliría el rol de subastador. Con ello, se señaló que será XM, en su calidad de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), quien implementará y administrará la tercera subasta de energías renovables, éste deberá elaborar, ajustar y socializar los pliegos y las condiciones específicas para quienes participen en la subasta. Además, desarrollará y operará la plataforma tecnológica para administrar el proceso e incentivar a los agentes del mercado de energía a participar del mismo.

La meta para 2021 con la realización de la tercera subasta, es llegar a los 1.000 MW de generación mediante Figuras no convencionales de energía en todo el país. De acuerdo con el Ministerio, los proyectos que logren asignaciones en esta subasta deben comenzar a cumplir con sus obligaciones de suministro de energía eléctrica a partir del primero de enero de 2023. El período del suministro será de 15 años, de acuerdo con lo establecido en los contratos financieros que se firmarán y se determina que el contrato de entrega de energía comenzará a regir a partir del 1 de diciembre de 2022, así mismo, al igual que en la subasta anterior, los contratos que se firmarán serán financieros.

5.1 Requisitos de participación en la tercera subasta

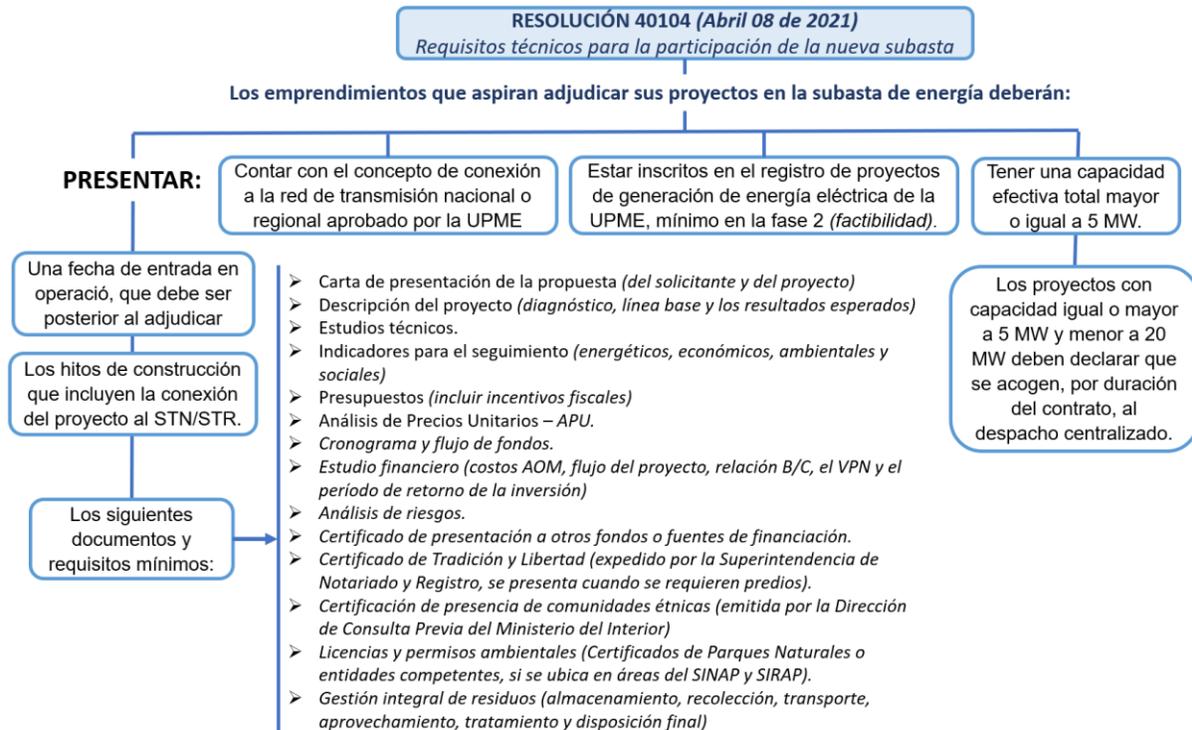
Para la subasta a realizarse en octubre del presente año, se cuenta con La Resolución 40104 del 8 de abril de 2021, la cual indica una serie de requisitos técnicos, generales, para participar de la nueva subasta, todos los emprendimientos que pretenden adjudicar en la subasta deben cumplir con estos.

La inscripción y aprobación en fase 2 por la UPME, requiere de un estudio completo de factibilidad, para ello, primero se debe presentar y aprobar la fase 1 que es donde se presenta el pre – factibilidad, un documento donde se expone de forma más general el proyecto y la ingeniería básica de éste. Luego de ello, se podrá seguir hacia el estudio de conexión a la red de transmisión nacional o regional del país, en este punto es recomendable también certificar el estudio de impactos ambientales (EIA), donde la UPME exige también una caracterización de armónicos que podría generar la central (es importante tener conocimiento de este, ya que influye en la calidad de potencia de la generación del sistema)

Los requisitos técnicos generales se presentan en la Figura 41:

Figura 41.

Requisitos técnicos para la participación de la tercera Subasta de Energía Nacional.



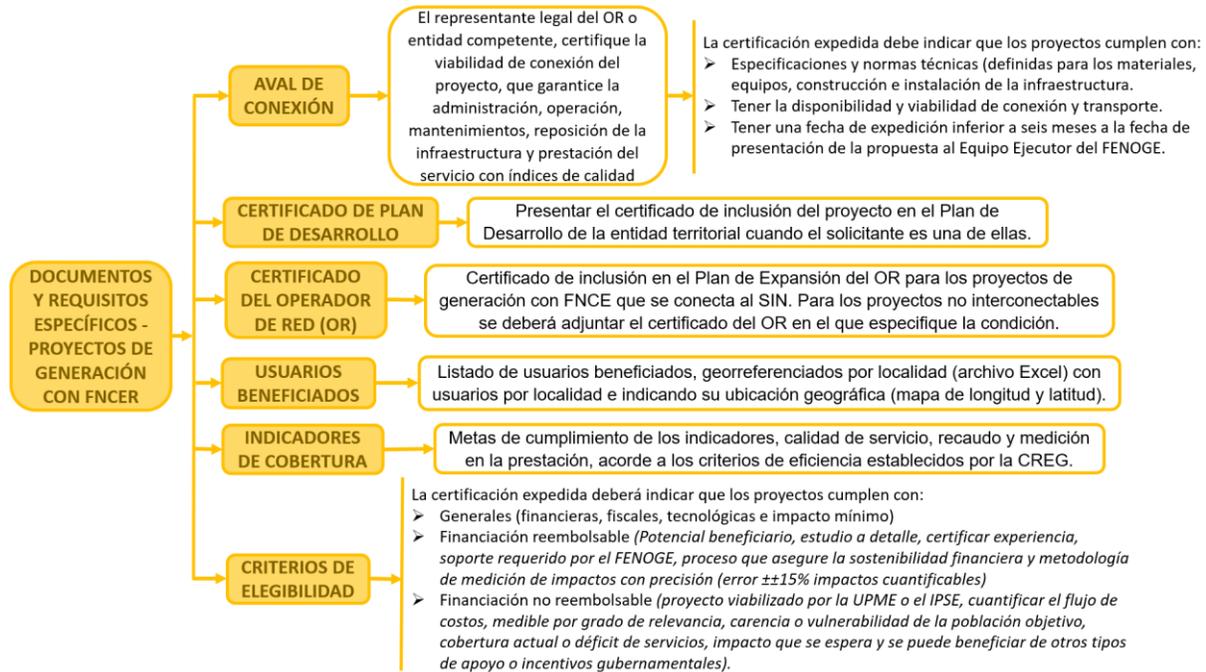
Nota: MINMINAS – Res 40104; Elaboración propia.

Los anteriores, son requisitos y documentos generales que deben ser presentados por los comerciantes que quieren participar en las subastas, sin embargo, cuando se trata de generación mediante FNCER, se requiere una serie de especificaciones técnicas y financieras, contando con los criterios de elegibilidad, que son diferentes en este caso, a los exigidos en la primer subasta (resiliencia, complementariedad, reducción de emisiones y seguridad) dentro de los sobres que deben presentar quienes participarán en la nueva subasta.

En la Figura 42, se resumen estos documentos y requisitos:

Figura 42.

Documentos y requisitos específicos en proyectos de generación mediante FNCER.



Nota: MINMINAS – Res 40104; Elaboración propia.

Todos los anteriores son de carácter obligatorio si se aspira adjudicar con éxito en la tercera subasta de energía nacional, hay que recordar que en los sobres se presentan ahora caracteres diferentes, debido a la llegada del precio spot y la nueva modalidad de subasta de reconfiguración de compra y su carácter para asignación de OEF exigida por XM.

5.2 Reglamentación del decreto 0570 de 2018

Este presenta el proceso de realización de la primera subasta de energía nacional, realizada en Enero de 2019 pero cuyos resultados no fueron satisfactorios, sin embargo, con fin de ejemplificar esta metodología, cuando era la UPME quien administraba este proceso.

Cabe destacar que se modificaron ciertos criterios de la subasta, sin embargo, se mantuvieron a lo largo de las siguientes subastas la metodología aplicadas en esta, ya que, como se expuso en el ítem anterior, se exige la presentación de ciertos documentos y requisitos que abarcan desde la parte netamente técnica, hasta la parte estratégica, social, de permisos de interconexión, ambiental y por supuesto, financiera, para demostrar la rentabilidad y viabilidad de cada proyecto a realizar, y así mismo, poder calificarlos.

Se presenta en la Figura 43, el proceso de la subasta para contratación de largo plazo que se llevó a cabo en el año 2019, cuya información fue presentada en el taller de preparación que presentó el Ministerio de Minas el año anterior a la realización de esta:

Figura 43.

Versión final del mecanismo de realización de la subasta de energía 2019.



Nota: MINMINAS – Taller de Socialización 2018; Elaboración propia.

En la etapa de precalificación de los proponentes, se analizan los componentes legales, financieros y técnicos, donde solo los proyectos que superan un umbral mínimo permitido son los considerados en el proceso de adjudicación de la subasta. Así mismo, en la primera subasta entraban los criterios de elegibilidad como parte principal en la calificación de estos para adjudicar, sin embargo, como no se logró que todos los proponentes cumplieran con ello, se realizaron modificaciones que llevaron a la subasta de reconfiguración de compra y su debida asignación de OEF, la cual se presentará en los siguientes numerales.

5.3 Períodos identificados en la regulación para asignación de OEF

Respecto a los mecanismos de Asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), la regulación establece:

- La Asignación Prorrata (Asignación de Obligaciones de Energía Firme para periodos definidos)
- La Subasta de Reconfiguración regulada por la resolución CREG 051 de 2012 (Subasta de Reconfiguración de Compra)
- La Subasta Primaria regulada por la Resolución CREG 071 de 2006 (Subasta de Asignación de Obligaciones de Energía Firme).

En la asignación de las OEF de compra se realiza en presencia del auditor y los representantes o sus apoderados, según lo establecido en la regulación vigente, seguido a ello, se firma un acta y se procede con la publicación de los resultados de la asignación de OEF de cada una de las subastas.

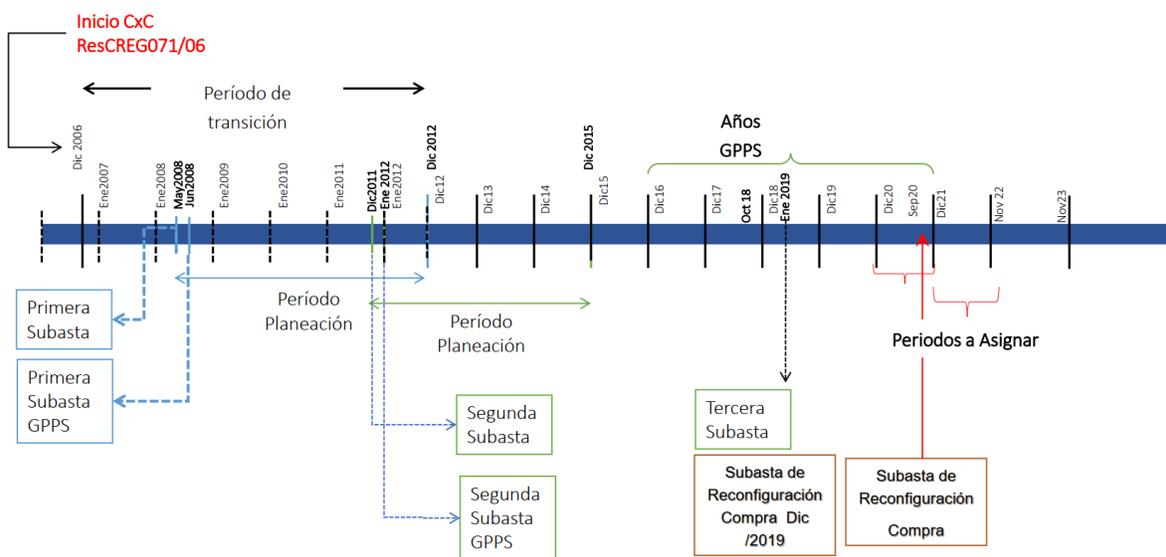
Como se dijo anteriormente, después de los resultados no favorables de la primera subasta, se realizaron una serie de modificaciones que llevaron a la optimización del modelo, que se calcula siguiendo las fórmulas presentadas en la Resolución CREG 099 de 2020:

A demás, cabe resaltar que esta asignación de OEF se viene llevando a cabo en el país desde diciembre de 2006, presentando ciertas modificaciones en pro del fomento de la generación mediante FERNC.

En la Figura 44 se señalan los periodos identificados en la Regulación para Asignación de OEF:

Figura 44.

Periodos identificados en la Regulación para Asignación de OEF.



Nota: XM S.A. E.S.P. – Resolución CREG 099 de 2020.

Esta información se presentó en un taller de capacitación realizado por XM en septiembre del año 2020, cabe resaltar que ahora esta entidad es la encargada incluso de capacitar los

participantes de la subasta, resolver sus dudas y administrar y ejecutar todo el proceso de la subasta que se realizará el presente año.

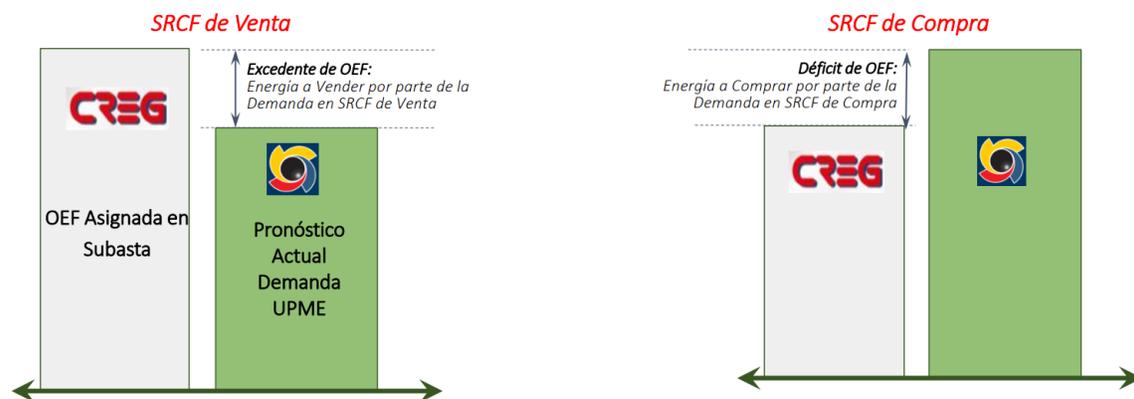
5.4 Subasta de reconfiguración de compra

La resolución 051 de 2012, define la subasta de reconfiguración de compra (SRCF) como el mecanismo mediante el cual se ajusta un exceso o déficit de cobertura con Obligaciones de Energía Firme (OEF) por cambios en las Proyecciones de Demanda de energía, así, podemos hablar de subastas de venta o compra de OEF.

En la Figura 45 se resume como operaría en cada caso la subasta, según el objetivo de compra o venta y el déficit o exceso de energía.

Figura 44.

Subasta de Reconfiguración de compra o venta de OEF.



Nota: XM S.A. E.S.P. – Resolución CREG 099 de 2020.

La Subasta de Reconfiguración de Compra es un mecanismo de Subasta de Sobre Cerrado convocado por la CREG. Mediante éste, las plantas de generación con ENFICC no comprometida,

pueden participar de la compra de OEF mediante un proceso de asignación que adelanta el ASIC, como administrador de la Subasta y que se audita para garantizar un proceso correcto y la aplicación debida de la Regulación.

Desde un inicio, la CREG invitó a participar en las subastas de reconfiguración de compra de OEF a:

1) Los agentes con plantas o unidades de generación que se encuentren en operación comercial y que tienen Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) no comprometida para los períodos 2020-2021 y 2021-2022

2) Los agentes o promotores con proyectos de generación que, al momento de realizar las subastas, no se encuentren en operación comercial en el mercado de energía mayorista, sean nuevos, especiales o existentes con obras.

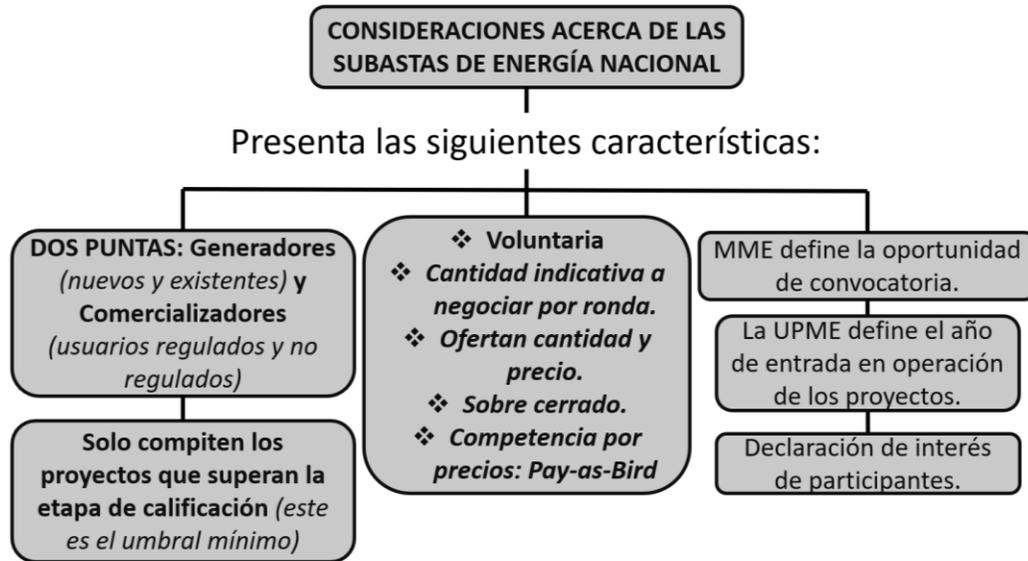
5.5 Proceso de realización de la subasta OEF

Finalmente, con el fin de ejemplificar el proceso y los tiempos que toma realizar estas subastas de energía, se presentan los hitos de la Subasta de Reconfiguración de Compra, aprovechando el carácter con el que cuentan estos procesos, donde se ha seguido manteniendo el plazo para la realización de cada actividad, la idea principal de esto, es que se tenga una idea de cuanto puede demorar participar de esta subasta y estar preparado para poder presentar de forma puntual y oportuna los documentos que deben adjuntarse al sobre cerrado para participar.

En la Figura 45, se señala primero el carácter de esta subasta, es decir, las consideraciones que se deben tener en cuenta cuando se participa, para con ello, poder llegar a consolidar estrategias certeras que apunten a los objetivos que tienen las entidades que realizan el proceso.

Figura 45.

Consideraciones acerca de las subastas.



Nota: MINMINAS – Decreto 0570 de 2018; elaboración propia.

Con ello, se da pie a presentar los hitos de la Subasta, enumerados del 1 al 15, para más adelante, presentar los tiempos planteados para la tercera Subasta de Energía, cuya metodología posiblemente sea la que siga aplicando en las siguientes subastas que se realice. En la Figura 46 se presentan estos pasos y la actividad que se realiza en cada uno, esto, según lo establecido por la CREG 099 de 2020.

Figura 46.*Hitos de la Subasta de Reconfiguración de Compra.*

Nota: XM S.A. E.S.P. – Resolución CREG 099 de 2020; elaboración propia.

Como se puede observar, estos procesos finalizan con la adjudicación de contratos y certificación para las plantas de su cumplimiento con OEF, con ello, las responsabilidades y obligaciones que esto conlleva. En la Figura 47 se presentan las fechas para el presente año, de la metodología y los procesos que se siguen para la adjudicación de la tercera subasta Nacional.

Figura 47.*Cronograma de Actividades para la Tercera Subasta.*

Nota: XM S.A. E.S.P. – Resolución CREG 099 de 2020; elaboración propia.

Se puede observar, que estos procesos duran alrededor de cuatro meses en realizarse, esto debido a todas las entidades, personas naturales y jurídicas, empresas, entre otros de interés, que intervienen en las Subastas de Energía de Reconfiguración. Cuando se quiere llegar a celebrar la adjudicación del contrato, es necesario tener en cuenta que a pesar de lo previsto por la entidad que se encarga de realizar la subasta, entra en juego también, los tiempos y plazos que toman los procesos para los estudios, certificados y todos los documentos que se requieren para participar, además del ámbito social, que muchas veces puede llegar a parar la operación de una planta, esta aclaración tiene el fin de prever a los interesados en la estrategia y el orden que deben dar a sus procesos para tener casos de éxito en las Subastas de Energía.

6. Diseño

En este capítulo se documenta el proceso de diseño de un sistema fotovoltaico, el cual parte del análisis de las condiciones meteorológicas y las probabilidades de interconectarlo al sistema internacional, es decir, la posibilidad de conectarse a una subestación y la disponibilidad y capacidad de los transformadores que esta presenta para el transporte de la energía por el SIN.

El desarrollo de este proyecto se realiza con fines académicos y el objetivo principal es ejemplificar la metodología para participar en las subastas de energía, por tanto, cabe mencionar que algunos de los resultados que se presentarán son aproximaciones a la práctica real de este tipo de procesos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se desarrolla el capítulo con los resultados meteorológicos arrojados por los programas PV Sol y PV Syst (versiones de prueba) y los factores principales que se analizan para iniciar un proceso de permiso de interconexión a una subestación, hay que tener en cuenta que para que estos permisos sean exitosos, se requiere documentación con valores exactos y un acuerdo que se hace entre el comercializador y el ente encargado de permitir el transporte de la energía, por lo que se limitará a mencionar estos factores a tener en cuenta y como el proyecto encajaría en la aprobación de estos.

6.1 Análisis de conveniencia de interconexión y condiciones meteorológicas

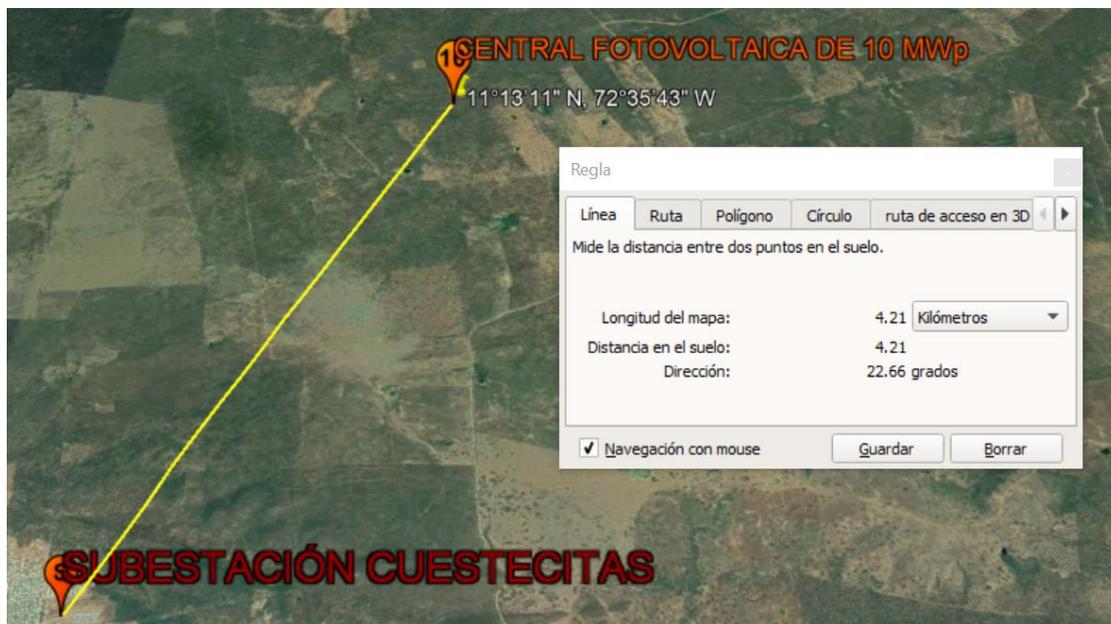
Debido a la abundancia de recursos naturales en el país, la implementación de la generación renovable de energía empieza a convertirse en una necesidad y el apogeo de las plantas fotovoltaicas más óptimo para dado caso, para esto hay que analizar el terreno colombiano, y sobre

todo, la información meteorológica en el país, donde las regiones con mejor radiación solar son la Guajira, Costa atlántica, Orinoquía, Amazonía y Andina respectivamente, siendo la Guajira, la zona que cuenta con la mejor irradiación para explotar.

En la locación de coordenadas 11°13'11 N (latitud); 11°35'43 W (longitud), a tan solo 4.21 Km de la subestación cuestecitas, lo que facilita el transporte de energía que se inyectará a la red (la cual se puede observar en la Figura 48), usando alrededor de 4,869 Has de terreno, se proyecta construir una central fotovoltaica de generación de 10,13 MWp, contando con la materia prima que ésta requiere (aprovechamiento de la radiación solar), todas las herramientas, leyes, mano de obra, equipos, materiales y softwares necesarios para su respectivo cálculo, dimensionamiento, diseño, instalación y mantenimiento, hacen de ésta, en comparación a otras, la alternativa más competitiva y sostenible a implementar.

Figura 48.

Distancia aproximada y recta desde la cenrtal a la subestación Cuestecitas.



Nota: Google Earth – Herramienta de regla.

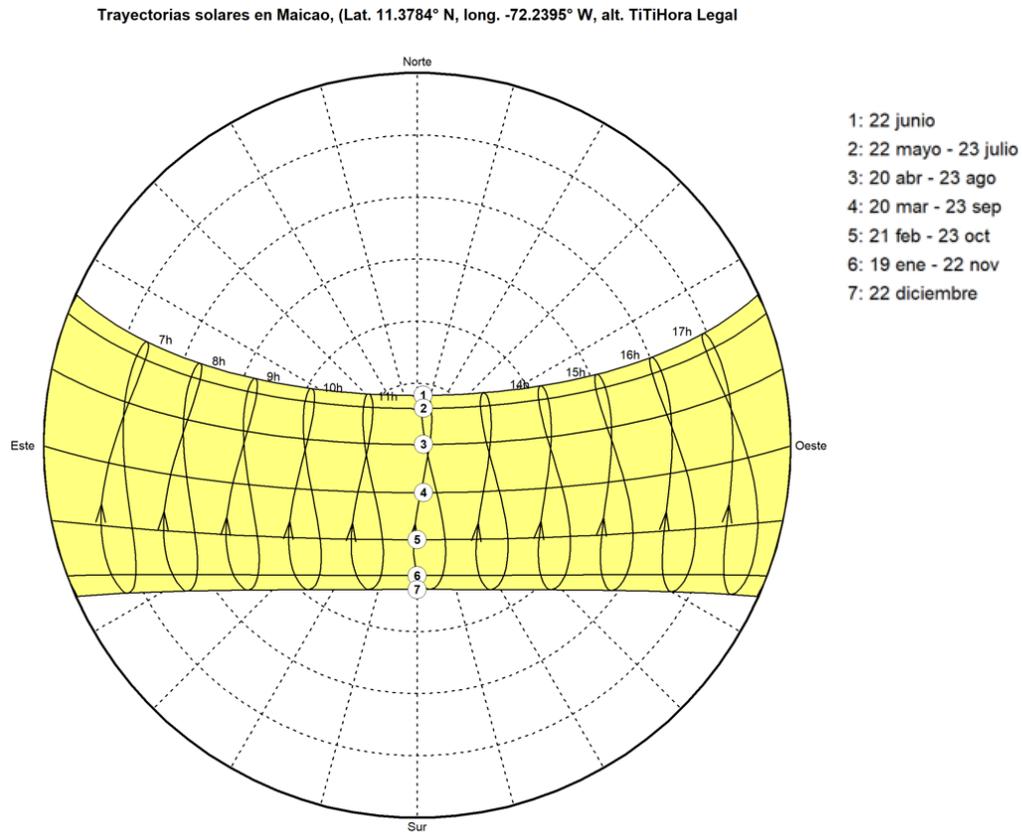
En la actualidad, Colombia durante los últimos años ha presentado un gran crecimiento y desarrollo comercial, industrial, de habitantes, etc, que son factores principales en el incremento proyectado desde el año 2016 hasta el 2030 en la demanda anual de energía en el país, teniendo como consecuencia principal, que el consumo de electricidad crezca abruptamente y la oferta resulte baja para abastecerse, haciendo necesaria la interconexión de nuevas centrales energéticas al STN como solución a la problemática.

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente la importancia de inyectar energía a la red eléctrica, por tanto, posterior a estudiar todas las alternativas de generación energética, se escoge la fotovoltaica, debido a ser una de las más competitivas en el mercado debido a su alta eficiencia, facilidad de dimensionamiento, diseño y montaje, casi nula necesidad de un mantenimiento constante, la rapidez del retorno de inversión, la disminución de dióxido de carbono, la poca contaminación ambiental que genera, los incentivos tributarios, el apoyo legal y las condiciones meteorológicas del territorio.

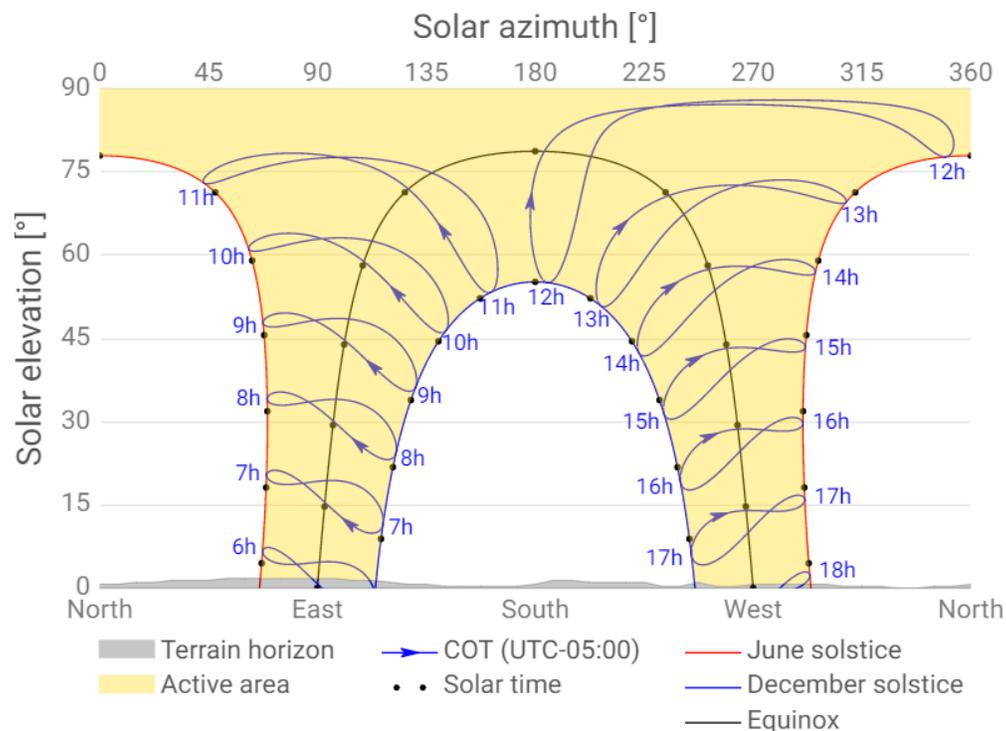
Los siguientes son datos y diagramas obtenidos de los softwares empleados en el diseño preliminar y filar de la central, los cuales corroboran el óptimo estado del territorio para la generación fotovoltaica (imágenes 49 y 50):

Figura 49.

Trayectorias solares anuales proyectadas (coordenadas polares).



Nota: PV Syst versión 7.1 – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

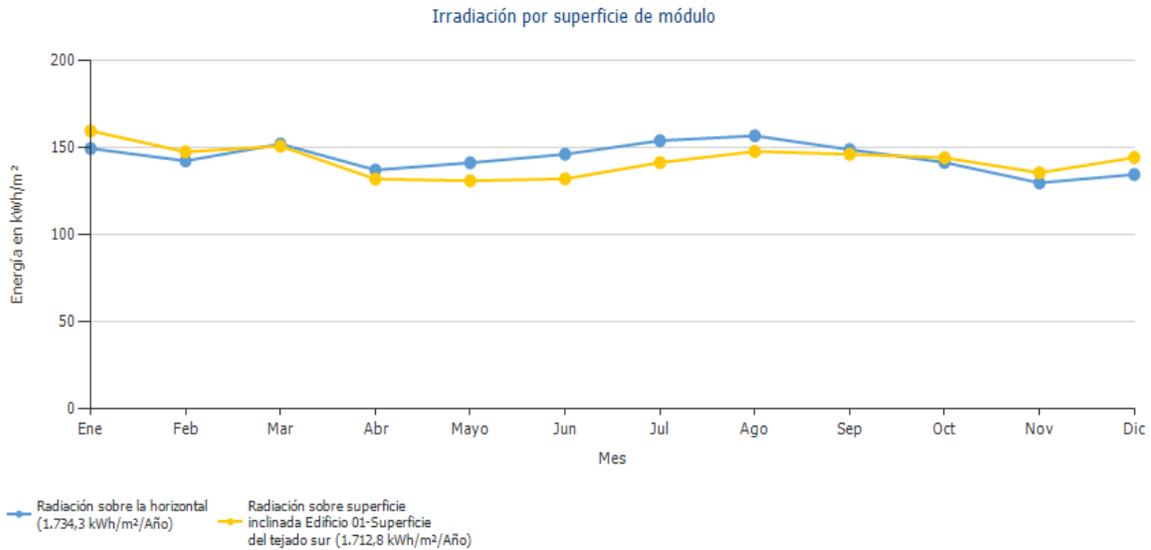
Figura 50.*Horizonte y trayectorias solares.*

Nota: Global Solar Atlas – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Entre los datos más importantes para el diseño de una central se encuentra la irradiación que se tendría por superficie de módulo, ya que ello nos da una idea de la eficiencia de la generación que se tendrá, así mismo, la temperatura es uno de los factores que más afecta su rendimiento, ya que cada módulo se diseña para operar bajo ciertas condiciones específicas, si estas no se cumplen, la generación se puede afectar negativamente. Las imágenes 51 y 52 muestra las gráficas de la irradiación y temperatura por superficie de módulo que se tendrá durante un año.

Figura 51.

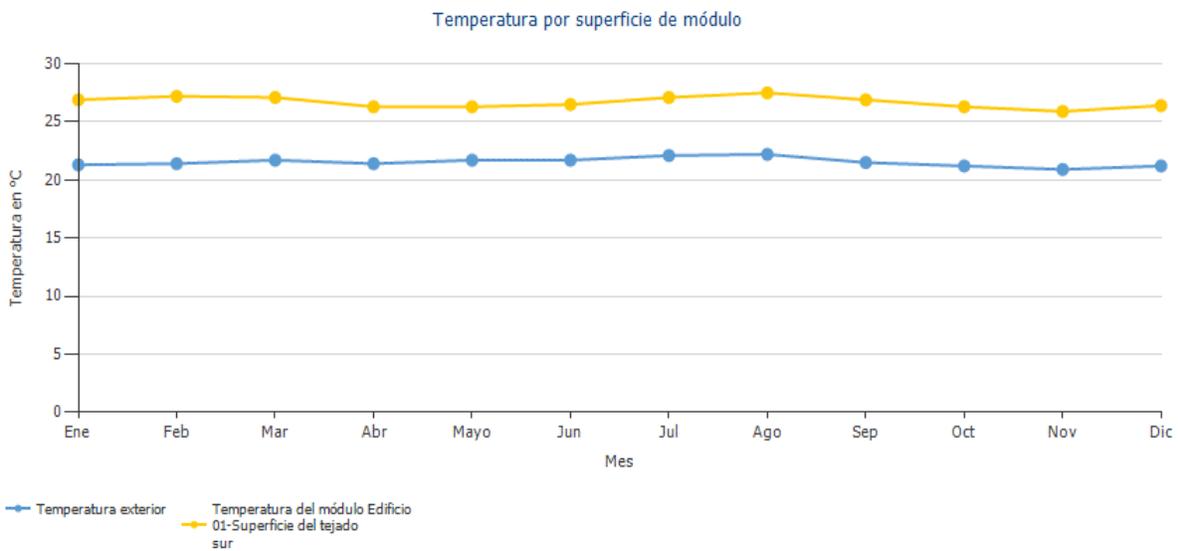
Irradiación por superficie de módulo.



Nota: PV Sol – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Figura 52.

Temperatura por superficie de módulo.



Nota: PV Sol – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

A demás de lo anterior, se presenta en la siguiente tabla, factores que influyen en la generación y cuyos valores rectifican las condiciones óptimas para la central. Los valores de esta tabla se obtienen al simular un arreglo de paneles con orientación sur e inclinación en soporte fijo de 12° y una distancia de 1 [m] entre filas para evitar el sombreado entre módulos y facilitar el transporte del personal entre estas (esto pensándose para futuros mantenimientos y la limpieza de estos)

Tabla 14.

Factores meteorológicos del territorio.

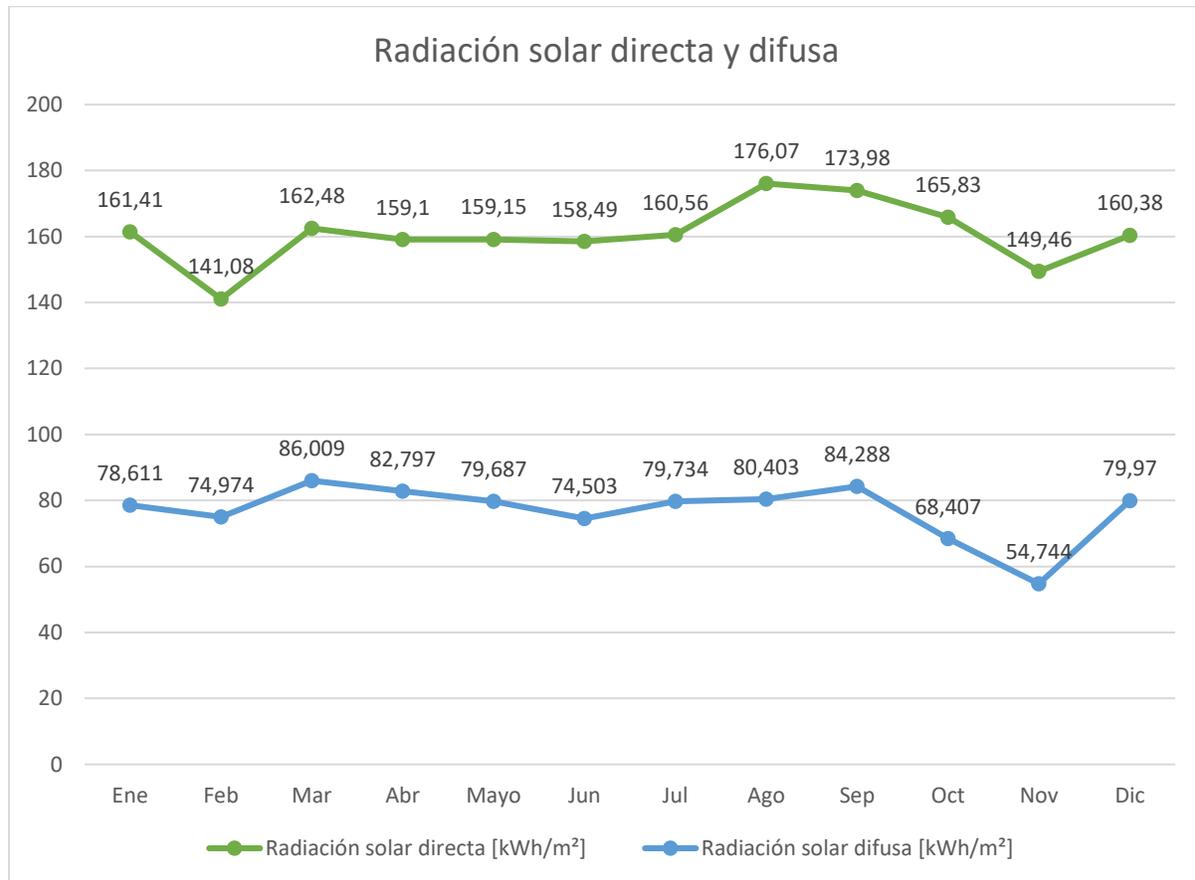
Datos Generales meteorológicos sobre la superficie			
Radiación global horizontal	1.927,97	kWh/m ²	
Desviación del espectro estandar	-19,28	kWh/m ²	-1,00%
Reflexión del suelo (albedo)	4,17	kWh/m ²	0,22%
Orientación e inclinación de la superficie de módulos	-34,93	kWh/m ²	-1,83%
Sombreado independiente del módulo	0	kWh/m ²	0,00%
Reflexión en la superficie del módulo	-17,64	kWh/m ²	-0,94%
Irradiación global sobre módulo	1.860,28	kWh/m ²	

Nota: PV Sol – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Finalmente, y con la recolección de la anterior información, se tiene en la Figura 53, la gráfica de la radiación solar y la difusa por m² en el territorio. Como información adicional, se tiene que los datos anuales para estas radiaciones (solar y difusa) son de 1928 y 924,13 [kWh/m²] respectivamente, estas cantidades obtenidas para el arreglo realizado con fin de simular precisamente las posibles pérdidas que se tendría por la inclinación, posibles sombreados, entre otros factores que se ven afectados por la disposición que se fija para los paneles.

Figura 53.

Radiación solar directa y difusa de la superficie en el territorio de la central.



Nota: Meteororum – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Cabe recordar que esta radiación difusa también es aprovechable y se recibe de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación solar y la temperatura del lugar, hacen de este, un terreno óptimo para la construcción de una central fotovoltaica, ya que se tiene una irradiación excelente y una temperatura que no afectará la eficiencia de los equipos.

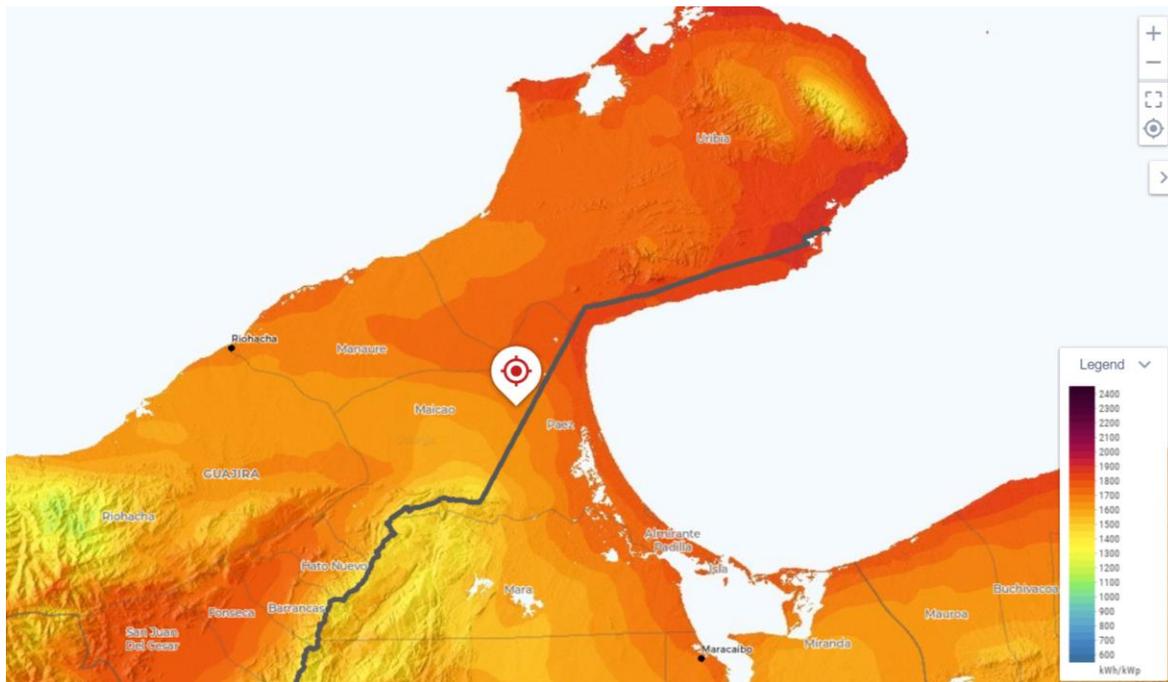
Finalmente, en la Figura 54 se observa el atlas solar del territorio que se usará y con ello la irradiación de estos espacios respecto a la información anual que se obtiene, aquí se evidencia la

afirmación respecto a las grandes oportunidades que se abren con la irradiación solar del territorio, siendo La Guajira, una de las localidades de mayor potencial para la generación solar.

Haciendo uso de las herramientas que presenta el programa *global solar atlas*, se realiza una simulación y reporte de las aproximaciones que realiza el software respecto a la generación que se podría tener bajo las condiciones para un montaje de 10,13 [MWp] de capacidad instalada y una inclinación de los módulos de 10° (la que el programa tiene por defecto), se tiene que la generación anual en el lado de continua, sería de 15,224 [GWh] y 2079,8 [kWh/m²], lo que confirma las óptimas condiciones que se tienen al elegir la localidad en Maicao-La Guajira.

Figura 54.

Potencial fotovoltaico específico.

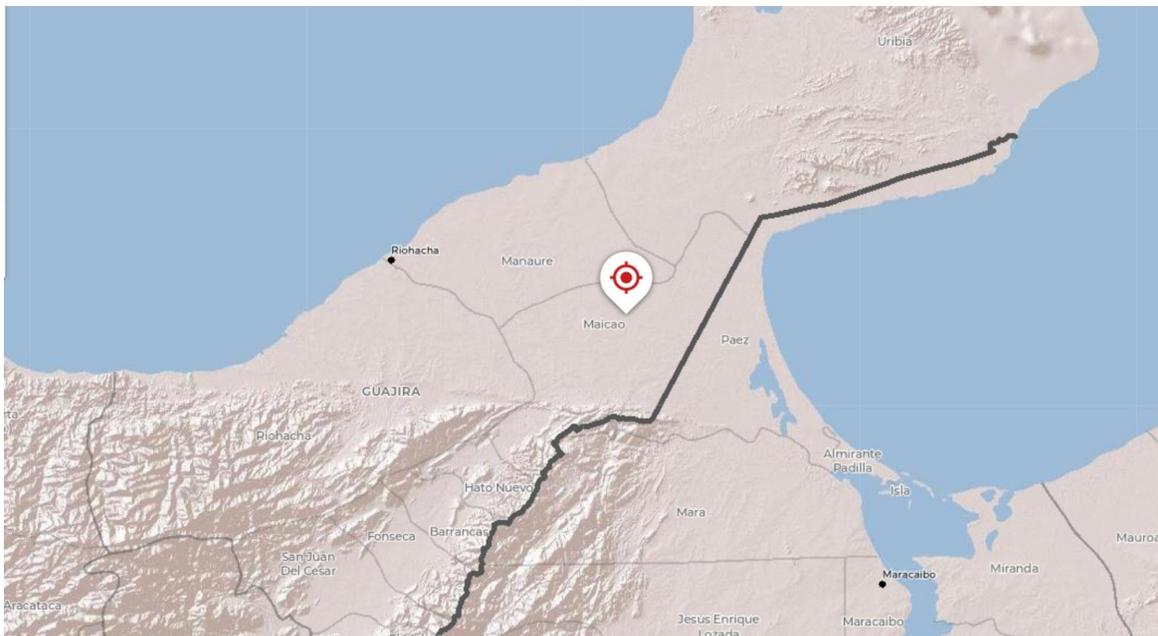


Nota: Global Solar Atlas – Datos meteorológicos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Así mismo, respecto a la información de suelos, que es otro de los factores a tener en cuenta para poder realizar la construcción de un sistema solar, se tiene la Figura 55, que presenta el atlas topográfico de la locación donde, de forma superficial, se observa el estado de los suelos y con ello, el punto de partida para analizar la posibilidad de construcción de la central.

Figura 55.

Potencial fotovoltaico específico.



Nota: Global Solar Atlas – Datos topográficos en Maicao (11.3784° N, -72.2395° W).

Adicional a ello, los suelos en el departamento de la Guajira están delimitados con base en las formas del relieve, así:

- **Formaciones Litorales:** Son espacios de alta sensibilidad relacionada con la orogenia pasada y presente del sistema andino, efectos neotectónicos (levantamiento, subsidencia, sismicidad), cambios climáticos (y del nivel del mar), influencia antrópica tanto en el continente como en el litoral mismo y la dinámica propia del litoral bajo las acciones marinocontinentales.

Son suelos de origen marino, sedimentarios, poco evolucionados, mal drenados y con una cubierta vegetal delgada. El aprovechamiento para fines agropecuarios es nulo. Se originan diversos tipos de relieve: costas, llanuras fluvio-marinas y terrazas.

- **Formaciones aluviales y lacustres:** Son áreas casi planas, ubicadas por debajo de los 100 metros de altitud y localizadas básicamente en la Media y Baja Guajira. Son suelos con buen espesor, ricos en nutrientes, bien drenados y de texturas gruesas a medias. Los suelos de los valles de los ríos Cesar y Ranchería, principalmente, permiten un aprovechamiento continuo en pastos mejorados y cultivos como maíz, yuca y frutales y los suelos de la zona entre la costa y la Sierra Nevada de Santa Marta.

- **Formaciones de planicie eólica:** Son depósitos de arenas eólicas que se localizan en la Media y Alta Guajira. Las texturas de estos suelos son gruesa y su estructura poco consistente. Su utilización es muy escasa. Formaciones de planicie aluvial de piedemonte. Compuestas por suelos ligeramente evolucionados, se localiza en la Alta y Baja Guajira. Generalmente presentan problemas de salinidad y sodicidad lo cual determina una vegetación muy pobre.

En la parte sur del departamento, a mayores alturas, presenta menos sales por lo que los suelos presentan mayor productividad haciéndolos propicios para el cultivo de pastos, maíz, sorgo, plátano, algodón y arroz.

- **Formaciones de colinas:** Son suelos desarrollados a partir de materiales ígneos y metamórficos. La mayor parte se encuentran en la Alta Guajira en altitudes menores de 800 m, presentando poca evolución y textura gruesa. La vegetación predominante es espinosa rala.

- **Suelos de cordillera:** Ubicados en las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la serranía del Perijá, entre 2.000 y 2.500 m de altitud. Existe gran variedad de estos suelos,

dependiendo de los materiales, altitud y topografía. El uso predominante es el de pastos naturales y cultivados y cultivos de café y plátano.

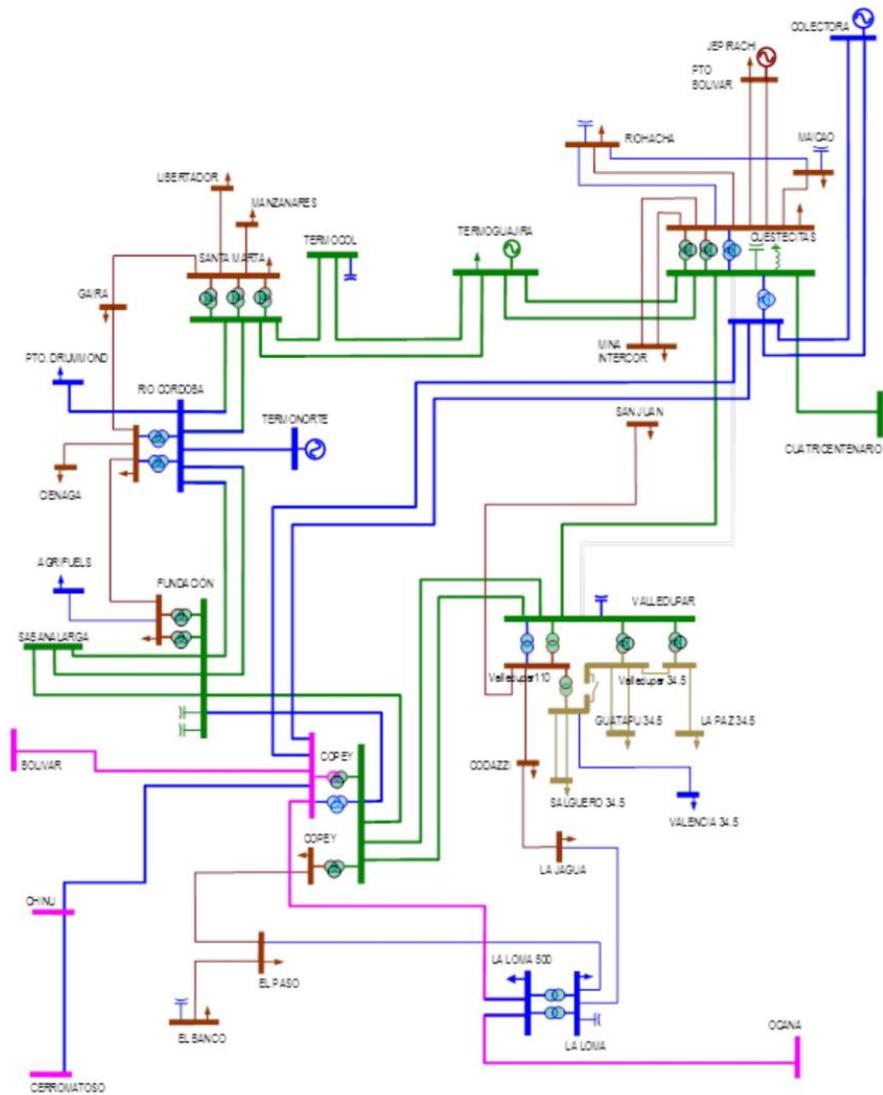
En cuanto a características topográficas del sitio, se buscó un terreno relativamente plano o con pendiente moderada orientada al sur. Suelen seleccionarse terrenos áridos y con baja presencia forestal y agropecuaria. Estos, entre otros factores, como se pudo afirmar anteriormente con la información topográfica recolectada de los estudios y sus informes publicados por la Corporación Autónoma Regional de la Guajira, se cumplen en la locación seleccionada, lo que sujeta las condiciones óptimas para la construcción de la central y la flexibilidad de los suelos que ofrecen la posibilidad de interconexión a la subestación y considerando accesos adecuados para facilitar el transporte del personal, material a instalar y emplear en la ejecución del proyecto.

Respecto a la selección de las alternativas de conexión para definir el punto más adecuado para acceder al STN, se inició analizando las subestaciones aledañas a la locación, para ello, se realizó la revisión del mapa de plan de expansión del sistema de transmisión del país publicado por la UPME, el cual tiene en cuenta la proyección prevista de proyectos de construcción de nuestras centrales hasta el año 2030, se revisó esta información ya que tiene en cuenta las oportunidades futuras de conexión, teniendo en cuenta que si la planta entra en operación el año 2022, cuente con la opción de conectarse sin inconvenientes ni retardos.

Se puede observar a continuación en la Figura 56 y 57 (se realizó zoom al mapa en el territorio de la Guajira para tener una mejor visibilidad de las opciones tomadas en cuenta) se encuentran el mapa del plan de expansión del sistema de transmisión nacional y el diagrama unifilar del sistema, teniendo en cuenta las ampliaciones y construcciones de nuevas subestaciones,

Figura 57.

Diagrama Unifilar del STR, sub-área Guajira-Cesar-Magdalena.



Nota: UPME – STN plan de expansión, visión 2033.

Se puede observar que la cantidad de subestaciones más cercanas a Maicao con una proyección al 2033, se reducen a la subestación Cuestecitas, Guajira y la proyección de la construcción de las subestaciones Colectora 1,2 y 3, siendo la subestación Cuestecitas la más

cercana a la central eléctrica. A continuación, se enlistan las subestaciones y los detalles más relevantes respecto a estas

Tabla 15.

Lista de alternativas

ALTERNATIVA NÚMERO	NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN	TENSIÓN EN kV	CAPACIDAD DE CONEXIÓN	AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN
N° 1	Colectora	500 kV	Si	A partir del 2022
N° 2	Cuestecitas	500 kV	Si	Ya opera
N° 3	Guajira	220 kV	No	Ya opera

Nota: Elaboración propia.

Después de analizar la tabla anterior, se concluye que la mejor alternativa para acceder al sistema de interconexión es la subestación Cuestecitas, la cual expandió su capacidad con objetivo de permitir el acceso al SIN de la energía proveniente principalmente de Figuras renovables para abastecer la demanda creciente de la misma. En conjunto, se tiene un recorrido de aproximadamente 4,7 km hasta la subestación y se fija un nivel de tensión de salida de la central mediante transformadores de capacidad de 10 MWp a 34,5 kV para ser transformados y transmitidos a la red a una tensión de 500 kV.

6.2 Diseño básico de la central de generación

Como se explicó en los capítulos anteriores, la generación de esta central, dependerá de la radiación solar y las condiciones meteorológicas bajo las cuales se encuentra la locación donde será construida.

Esta sección mostrará los resultados de los cálculos realizados para el dimensionamiento del parque solar, las simulaciones realizadas y todo el diseño eléctrico de la planta, desde los planos de conexión por string hasta el diseño final general de la planta (realizado en Autocad), el parque solar se conectará mediante una subestación elevadora en media tensión, a un nivel de tensión de 34,5 kV, a la subestación Cuestecitas y de allí al Sistema de Interconexión Nacional.

Cabe resaltar que para llegar a los resultados finales se realizó el análisis entre el diseño calculado basado en “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar” efectuado por “Fonroche Energies Renouvelables” a la CREG en el año 2015. y los sugeridos por los software de diseño, para finalmente, una vez hecha la comparación e identificado posibles imprecisiones de las simulaciones, se procede a realizar un diseño definitivo en Autocad del plano de planta y los cálculos respectivos de protecciones, cableado, posibles pérdidas, entre otros factores que intervienen directamente en la eficiencia de la central.

Anexo al libro de tesis, se entrega la memoria con los archivos respectivos de cálculos, estimaciones, resultados de simulación y factores analizados, como gráficas de radiación, temperatura, el flujo de energía de la central a la red, entre otros

En la Tabla 16 se muestran los datos de entrada usados para el dimensionamiento que corresponden a las fichas técnicas comerciales de los módulos fotovoltaicos y los inversores, datos de radiación solar tomados de la base de datos meteorológica meteonorm, datos de

georreferenciación (latitud del lugar, acimut, los cuales influyen de forma directa en los cálculos posteriores que se realizan, y cuya elección final dependerá del cumplimiento con los estándares y la generación esperada. Los datos corresponden a las condiciones meteorológicas en la Guajira, los paneles solares escogidos para la central (teniendo en cuenta la velocidad en la que la tecnología de éstos crece y la depreciación de sus precios) son marca Jinko Solar de 570 Wp de potencia y modelo JKM570M-7RL4-V, y el inversor marca SMA de 2.5 MW de capacidad y modelo Sunny Central 2500-EV.

Figura 58.

Datos de entrada

DATOS DE ENTRADA				
Item	Descripción	Símbolo	Cant.	Und.
1	Datos carga			
2	Datos Georeferenciación			
2.1	Latitud del lugar	θ	11.38	°
2.2	Angulo de orientación (acimut)	α	-	°
2.3	Ángulo óptimo de inclinación: $\beta = 3.7 + 0.69 * \theta $	β	11.55	°
	Ángulo de inclinación seleccionado		10	°
3	Datos módulos fotovoltaicos			
3.1	Tipo	Silicio Monocristalino		
3.2	Irradiancia en condiciones estandar de medida	GHI	1000	W/m2
3.3	Potencia máxima	PDC,Mod	570	W
3.4	Tensión máxima mppt	Vmp,Mod	44.7	V
3.5	Tensión de circuito abierto	VOC,Mod	53.1	V
3.6	Intensidad máxima mppt	Impp,Mod	12.78	A
3.7	Intensidad de cortocircuito	ISC,Mod	13.6	A
3.8	Coefficiente de temperatura de VOC,MOD	θ_{VOC}	-0.28%	1/°C
3.9	Coefficiente de temperatura de VP _{MAX,MOD}	θ_{VM}	-0.35%	1/°C
3.10	Coefficiente de temperatura de ISC,MOD	θ_{ISC}	0.048%	1/°C
3.11	Temperatura mínima de operación de los módulos	T _{min}	5	°C
3.12	Temperatura ambiente de los módulos en las condiciones STC	T _{amb}	25	°C
3.13	Temperatura máxima de operación de los módulos	T _{max}	60	°C
3.14	Eficiencia	η_{Mod}	20.85%	
3.15	Factor de reducción potencia módulos FV año 25	FRP _{Mod}	0.843	
3.16	Rendimiento energético del módulo fotovoltaico	PR _{Mod}	0.848	
DATOS DE ENTRADA				
Item	Descripción	Símbolo	Cant.	Und.
4	Datos inversor Grupo			
	Tipo	SMART		
4.1	Tensión máxima entrada DC	VDC,Inv,Max	1100	V
4.2	Rango Tensión entrada DC	VDC,Inv,Min	638	V
		VDC,Inv,Max	950	V
4.3	Intensidad mppt máxima entrada DC	Impp,Inv,Max	3950	A
	Intensidad de cortocircuito máxima entrada DC	ISC,Inv,Max	6400	A
4.4	Tensión salida AC	VAC,Inv	434/521	V
4.5	Frecuencia salida	f _{s,Inv}	60	Hz
4.6	Constante por pérdidas en inversor enlazado a red	K _{inv}	0.98	
4.7	Corriente máxima de salida del inversor AC	I _{ac,Inv,max}	3300	A
4.8	Salida onda	Senoidal pura		

Nota: Elaboración propia.

A continuación, en la tabla 17 se presentan los cálculos del dimensionamiento de módulos fotovoltaicos.

Figura 59.

Dimensionamiento módulos fotovoltaicos

DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO				
Item	Descripción	Símbolo	Cant.	Und.
1	Media diaria de energía media mensual a producir			
	$E_f = P_{R,mod} * K_{inv} * G_{dm}(0^\circ, 10^\circ) * P_{DC,Mod} * N_m$	E_f	40601	kWh
2	Irradiancia media diaria mensual con inclinación 10°	$G_{dm}(0^\circ, 10^\circ)$	4697	Wh/m2
3	Número total de módulos			
	Numero de modulos Escogidos	N_m	18240	Un
4	Número de inversores enlazados a red 3Ø			
	N_{inv}	N_{inv}	9	Un
6	Número máximo de módulos conectados en serie por inversor			
	$N_{S,max} = V_{DC,Inv,max} / V_{OC,Mod} =$	$N_{S,max}$	20.72	Un
	$N_{S,max} = V_{DC,Inv,max} / V_{mpp,Mod} =$		21.25	Un
	Se selecciona el menor valor		20.72	Un
7	Número de ramas conectadas en paralelo por inversor por MPPT NP			
	Inversor Sun2000 100 KTL	Cantidad	4	Un
	Mppt A	N_p	10	Un
8	Número de módulos conectados en serie por inversor por MPPT			
	Inversor Sun2000 100 KTL	Cantidad	4	Un
	Mppt A	N_s	19	Un
9	Intensidad máxima de entrada a inversor			
	$I_{max,int} = I_{mppt} * N_p =$	$I_{max,int}$	127.80	A
	Verificar que: $I_{max,int} < I_{mpp,Inv,max}$		127.8 < 3950	A
10	Condiciones de funcionamiento del inversor en verano e invierno			
	Condiciones en verano	T_{max}	60	
	$I_{SC,G(T_{max})} = I_{SC,mod} * N_p * (1 + \theta_{ISC} * (T_{max} - T_{amb}))$	$I_{SC,G(T_{max})}$	138.28	A
	Verificar que: $I_{SC,G(T_{max})} < I_{SC,Inv,max}$		138.2848 < 6400	A
11	Tensión máxima del generador por inversor:			
	$V_{mpp,G(T_{min})} = V_{mpp,Mod} * N_s * (1 + \theta_{VM} * (T_{min} - T_{amb}))$	$V_{mpp,G(T_{min})}$	909	V
	$V_{mpp,G(T_{max})} = V_{mpp,Mod} * N_s * (1 + \theta_{VM} * (T_{max} - T_{amb}))$	$V_{mpp,G(T_{max})}$	745	V
	En Invierno Verificar que: $V_{mpp,G(T_{min})} < V_{DC,Inv,max}$		908.751 < 950	V
	En Verano Verificar que: $V_{mpp,G(T_{max})} > V_{DC,Inv,min}$		745 > 638	V
12	Tensión de circuito abierto del generador por inversor			
	$V_{OC,G(T_{min})} = V_{OC,Mod} * N_s * (1 + \theta_{VOC} * (T_{min} - T_{amb}))$	$V_{OC,G(T_{min})}$	1065	V
	Verificar que: $V_{OC,G(T_{min})} < V_{DC,Inv,max}$		1065 < 1100	V
13	Potencia máxima del generador FV DC			
	$P_{DC,G} = N_T * P_{DC,Mod} =$	$P_{DC,G}$	10.40	MW

Nota: Elaboración propia.

Para el cálculo de inversores se utilizó un DC/AC ratio de 1,05, ya que los paneles seleccionados son bifaciales y no se usa el convencional de 1,20, debido a la capacidad que estos presentan para generar energía cuando la radiación no está en su máximo punto.

En seguida, en la tabla 18 se presentan los cálculos respectivos del dimensionamiento de inversor.

Figura 60.

Dimensionamiento de inversores.

DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR ENLAZADO A RED				
Item	Descripción	Símbolo	Cant.	Und.
1	Potencia Total			
	$PT,M,G = P_{M,G} / 1000 =$	PT,M,G	2,625	KW
2	Potencia nominal en Inversores			
	$PN,INVGRID = PT,M,G / 1.05 =$	$PN,INVGRID$	2,500.00	KW
	$POUT,INVGRID = PAC,MAX =$	PAC,max	2500.00	kVA
	Potencia nominal del inversor			
	4xInversor Sunny Central 2500-EV	PAC	10	MW

Nota: Elaboración propia.

En la tabla 19 se muestra el CÁLCULO Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES: En esta sección se realiza el cálculo de conductores, la caída de tensión desde el string más largo, fusibles, interruptores, DPS, entre otros equipos de protección que se calculan aplicando la normativa vigente dictada en la NTC 2050 y RETIE. Teniendo en cuenta que el diseño estructural para la construcción de la central se hace empleando distancias simétricas para equipotencializar todo el sistema en los combiner box cuya cantidad está en función del número de mesas haciendo la distribución de módulos en mesas con el número de string para poder optimizar el conductor de cobre al poder usar una conexión leap frog. En la tabla 19 se pueden observar estos cálculos realizados:

Figura 61.*Selección de protecciones*

SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES y PROTECCIONES				
Item	Descripción	Símbolo	Cant.	Und.
1	Entre los módulos fotovoltaicos y Combiner box	L	76	m
	Intensidad: $I_{max}=1.25 \cdot ISC \cdot N_p$	I_{max}	17	
	CABLE PV 4mm ² Cu(FLEX) XLPE SR 600 VAC-1.8 kVDC 90°C PVC	$I_{NTC2050(30^\circ)}$	32	A
		Calibre	4	mm ²
	8 conductores por tubería Factor de agrupamiento 0.56	I_{Real}	17.92	A
	Verificar que: $I_{max} < I_{real}$		17.92 > 17	A
	Caida de tensión	Dv	1.01175	%
	Verificar que: $Dv < 1.5\%$		1.01175 < 1.5	
	Corriente mínima del Fusible = $1.4 \cdot ISC (60^\circ)$		19.359872	A
	Fusible comercial		20	A
	Entre el Combiner Box y el inversor	L	100	
	Intensidad: $I_{max}=1.25 \cdot ISC \cdot N_p$	I_{max}	170	
	CABLE PV de aluminio tipo LW 1/0 AWG	$I_{NTC2050(30^\circ)}$	231	A
		Calibre	1/0	AWG
	2 conductores por tubería Factor de agrupamiento 0.8	I_{Real}	184.8	A
	Verificar que: $I_{max} < I_{real}$		170 < 184.8	A
	Caida de tensión	Dv	0.556426332	%
	Verificar que: $Dv < 1.5\%$		0.556426332288401 < 1.5	
	Corriente mínima del Fusible = $1.25 \cdot ISC (60^\circ)$		172.856	A
	Fusible comercial		200	A
2	Entre el inversor de 20 kW y transformador			
	Intensidad: $I_{TR} = 1.25 \cdot I_{ac,Inv,max} =$	$I_{Inv,max}$	4125.0	A
	Cable cobre aislado 750 AWG THHN/THWN 600 V - 90°C max 3 conductores	$I_{NTC2050(30^\circ)}$	4250	A
			3/0	AWG
	Verificar que: $I_{Inv,max} < I_{capacidad}$		4125 < 4250	
	DPS supresor de transitorios 3Ø, 250 VAC - 65 KA		1	Un

Nota: Elaboración propia.

Finalmente, en el proyecto se hace uso de los siguientes elementos con el fin de brindar una protección adecuada a los dispositivos utilizados como a los alimentados por el sistema fotovoltaico:

Fusible. Un fusible (Protección contra sobre corriente) tiene como función principal proveer protección a equipos eléctricos y cableados. Cada tipo de fusible está diseñado para una

aplicación diferente, pero todos tienen como objetivo la interrupción de corrientes peligrosas, que representen riesgos para las instalaciones o el personal.

Se utilizan un tipo de fusible en el sistema fotovoltaico:

Fusible 2 x 20A, 1000VDC

El fusible se encuentra ubicado entre la generación (Módulos fotovoltaicos monocristalino de 570 Wp) - Inversor Sunny Central 2500-EV .Este fusible se elige con base en el valor de corriente máxima que da el módulo cuando se encuentra en corto circuito a una temperatura máxima de 60 °C , igualmente se da una brecha de 40% siendo así .

El valor comercial más próximo del fusible es de 20A.

DPS (Dispositivo protector de sobretensión). Un protector de sobretensión también conocidos como SPD, DPS, protectores eléctricos o supresores de tensión, es un dispositivo diseñado para proteger dispositivos eléctricos de picos de tensión ya que gestionan o administran la energía eléctrica de un dispositivo electrónico conectado a este.

DPS supresor de transitorios 3Ø, 150 VAC - 65 kA

Breaker. Estos elementos se encuentran dentro tablero trifásico de inversores de 4 circuitos, esta protección hace la función de totalizador del tablero de los inversores, debe soportar la corriente del grupo de inversores que se conecta al tablero general de distribución, debe interrumpir la corriente en caso la corriente en caso de que alguno de los cortacircuitos termomagnéticos aguas abajo no opere.

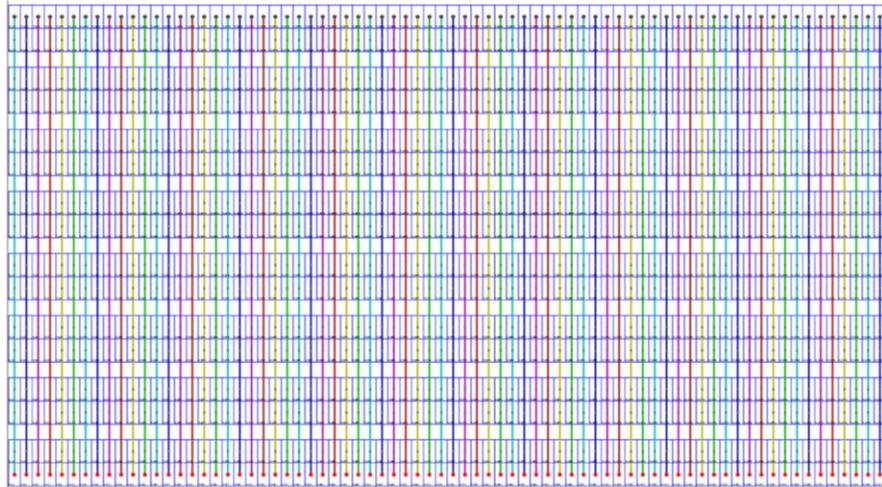
Con los anteriores cálculos realizados y teniendo en cuenta los resultados, se realiza el diseño final de la disposición de la central, con las protecciones mencionadas, la organización por strings, inversores, y equipos como tal seleccionado.

A continuación, se desglosan los planos de la central desde la conexión de los módulos, simulación de sombras y diagrama unifilar prevista en el software PVSol, la disposición de la subestación y finalmente el esquema definitivo del plano de planta de la central para los 10 MWp.

La forma de conexión de los módulos fue simulada y definida mediante PVSol y se realiza una conexión en cadena, la figura 57 se muestra la conexión propuesta por el programa:

Figura 62.

Forma de conexión de los módulos por fila.

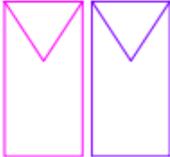
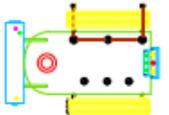


Nota: Simulación PVSol.

Posteriormente se analizó el posible sombreado que tendría la central aprovechando la herramienta de simulación 3D que tiene el programa, para ver el comportamiento de sombras durante los 365 días del año en la locación y con el ángulo de inclinación respectivo al que se

Figura 64.

Convención de signos usadas en el plano de planta.

CONVENCIONES	
	INVERSORES SOLARES DE 2.5 MW Sunny Central 2500
	MÓDULO FOTOVOLTAICO JINKO SOLAR 570 W JKM570M-7RL4-V
	SOPORTE PARA 1 MÓDULO MONTAJE EN SUELO DE 12°
	TRANSFORMADOR ELEVADOR DE 10 MW 34,5 kV
	CELDA DE 34,5 kV BARRA SENCILLA
	COMBINER BOX

Dim=2411x1134x35

h=0.664

dmin=0.48

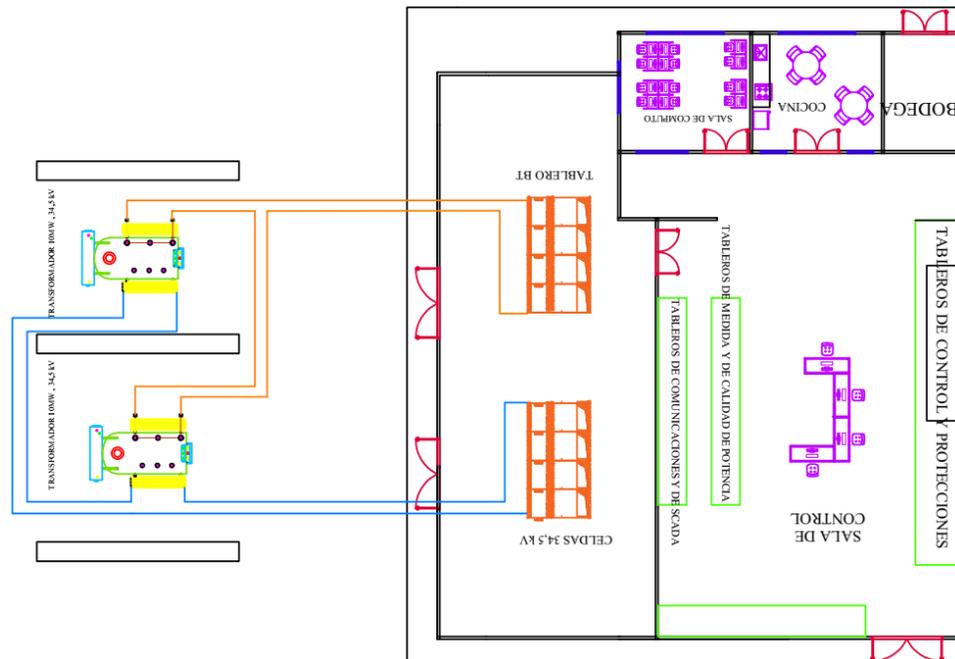


Nota: Autocad - Elaboración propia.

En la Figura 60, se observa el espacio y la estructura de la subestación que transformará la energía a ser transportada a la subestación, la cual consta de un banco de transformadores elevadores de 34,5 kV y 10 MW de capacidad.

Figura 65.

Estructura de la subestación del parque solar.

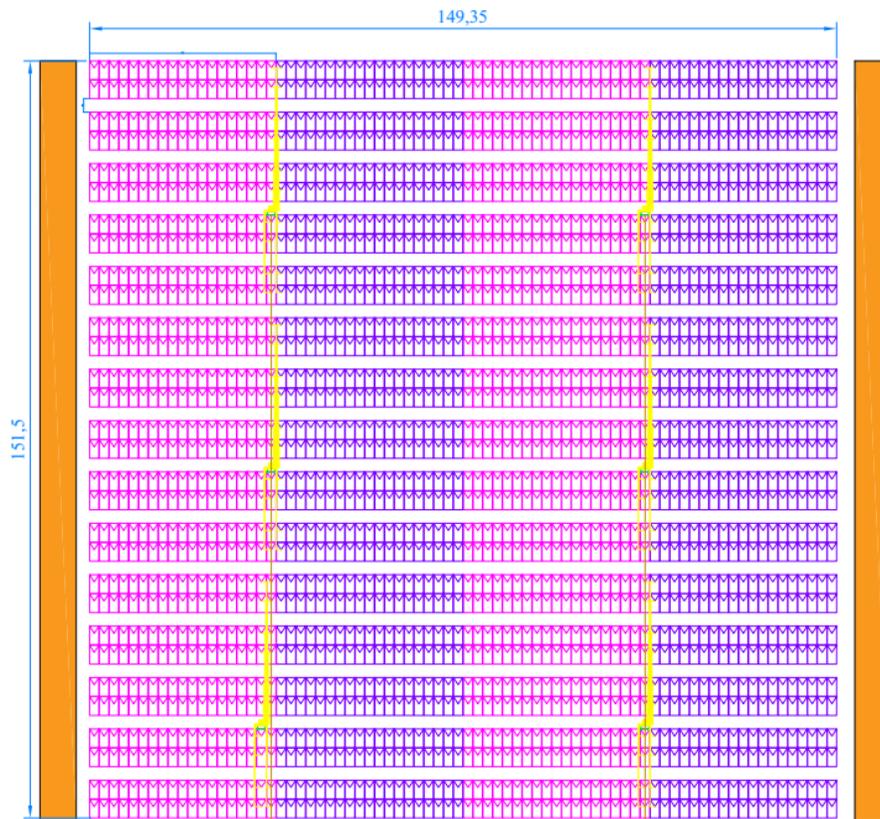


Nota: Autocad - Elaboración propia.

La Figura 61 muestra la disposición de los módulos por string y la cantidad de terreno que se prevé ocupar.

Figura 66.

Plano de disposición de paneles por string.



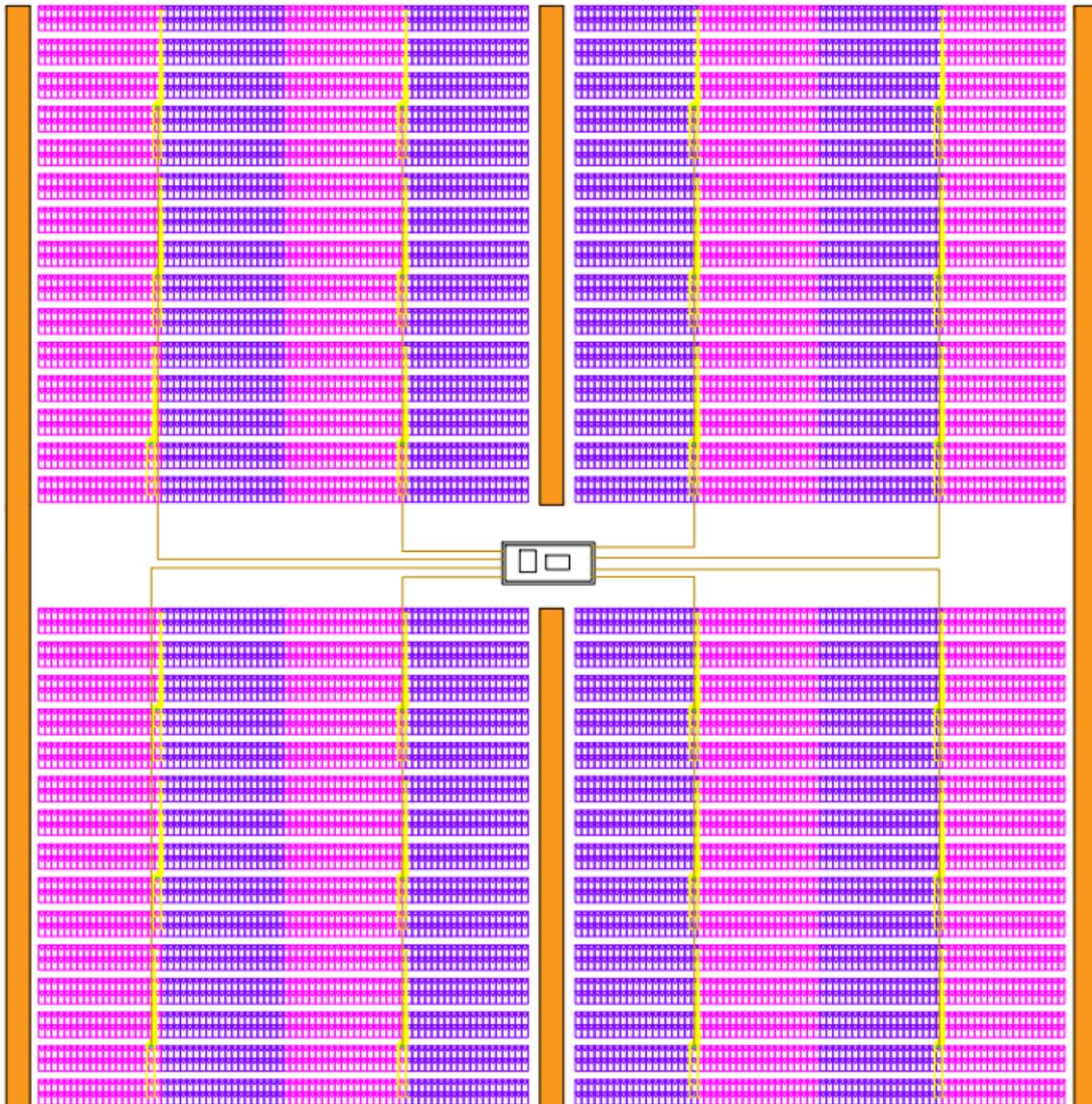
Nota: Autocad - Elaboración propia.

Ahora se ordena por inversor la planta, teniendo en cuenta que cada inversor abarca una capacidad de 2.5 MW de la central; al organizar la planta primero por inversores se facilita el diseño final, ya que una vez organizado el esquema por equipo se reduce el resto de diseño a replicar el arreglo en tres más, ubicarlos de forma estratégica para la conexión final de todos los inversores a la subestación elevadora.

La Figura 62 muestra el arreglo de la generación por inversor:

Figura 67.

Arreglo de la planta por inversor.

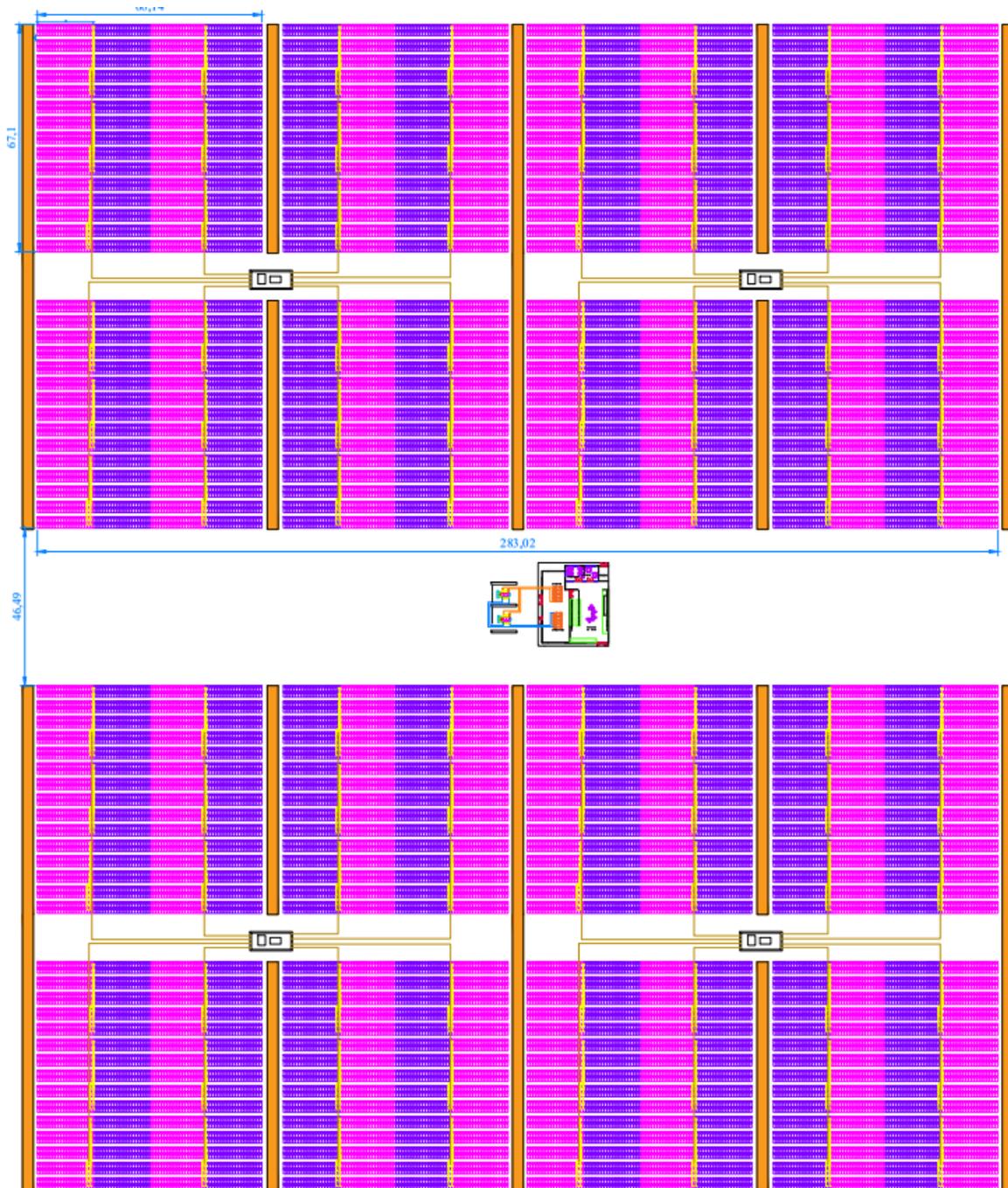


Nota: Autocad - Elaboración propia.

Finalmente, recolectando toda la información anterior y el paso a paso que se siguió, se realiza el diseño final de la central para la generación total prevista de 10,13 MW, que consta de 4 inversores fotovoltaicos que conectan la energía en AC a la subestación eléctrica y de allí al SIN mediante la subestación Cuestecitas. Este diseño final se puede observar en la Figura 63:

Figura 68.

Plano de planta completo de la central fotovoltaica.

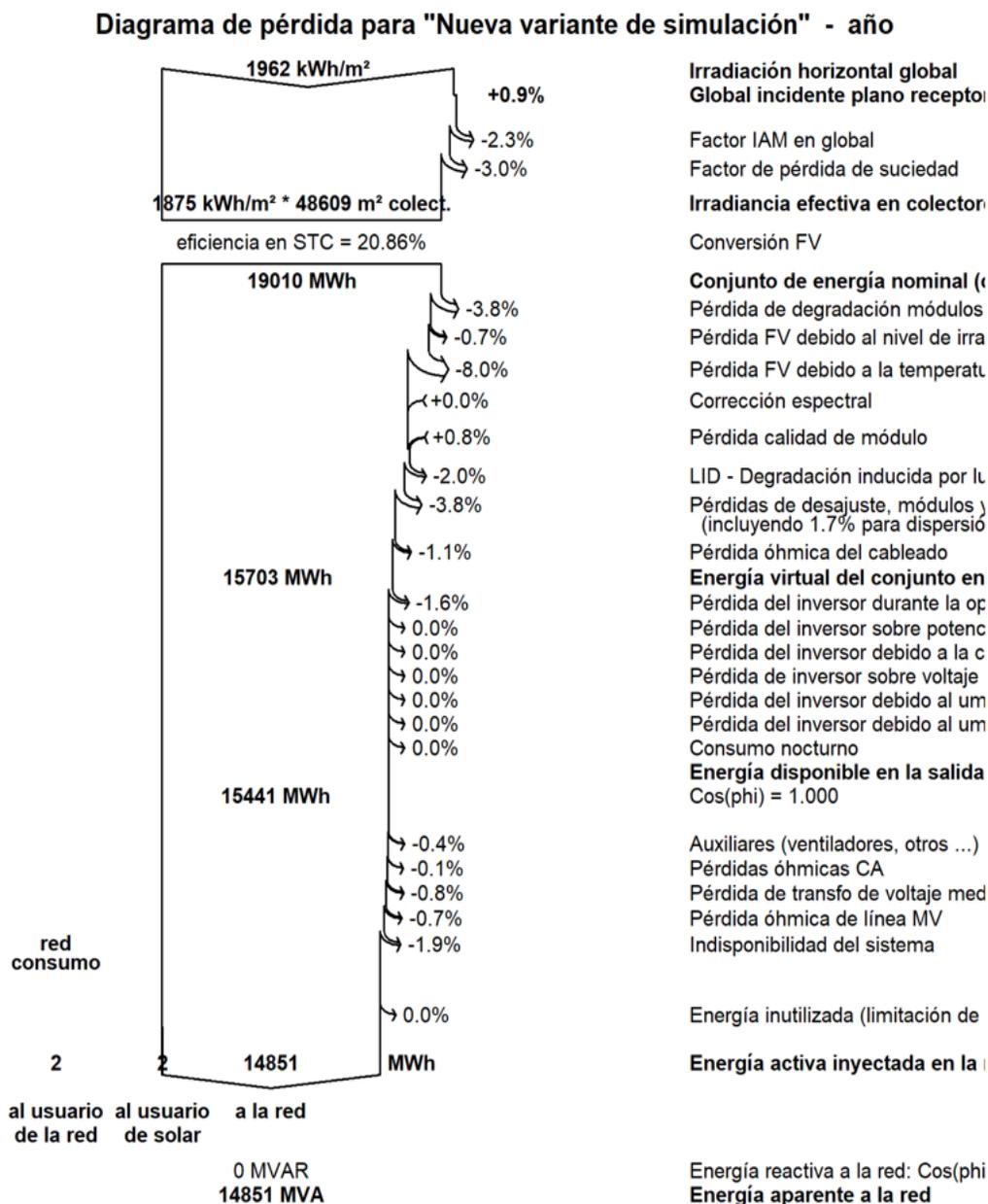


Nota: Autocad - Elaboración propia.

Una vez realizada la central, se realizó la simulación en PV Syst para aprovechar las herramientas de diagramas de pérdidas posibles para la generación y el estimado del comportamiento del sistema, con el fin de analizar previamente la factibilidad técnica dado su comportamiento simulado en el programa. Este diagrama de pérdidas mencionado se visualiza a continuación en la Figura 64:

Figura 69.

Diagrama de pérdidas de la central.



Nota: PVSol – Resultados de la simulación.

Para finalizar, las constantes por pérdidas de los ítems 1 a 6 de la Tabla 20 se obtienen del estudio “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta

solar” efectuado por “Fonroche Énergies Renouvelables” a la CREG en el año 2015. Las demás constantes se obtienen de los fabricantes.

En la Tabla 20 se muestran los cálculos realizados para determinar los rendimientos energéticos.

Figura 70.

Cálculo de rendimientos energéticos

Cálculo Rendimiento Energético PR (Performance Ratio) para un sistema solar fotovoltaico			
Item	Descripción	Símbolo	Constantes Estructura Fija
1	Constante por pérdidas en sombreado	K_b	0.995
2	Constante por pérdidas en irradiancia en el colector	K_{irr}	0.964
3	Constante por pérdidas en temperatura	K_t	0.865
4	Constante por pérdidas en suciedad (con mantenimiento)	K_s	0.990
5	Constante por pérdidas en dispersión	K_d	0.980
6	Constante por pérdidas óhmicas	K_{ohm}	0.985
7	Mejoras de evolucion tecnologica	K_{et}	1.070
8	Constante por pérdidas en inversor enlazado a red	$K_{INVGRID}$	0.980
9	Rendimiento energético de los módulos FV		
	$PR_{MOD} = K_{fs} * K_{irr} * K_t * K_s * K_d * K_{ohm} =$	PR_{MOD}	0.848
10	Rendimiento energético total del SFV		
	$PR_T = PR_{MOD} * K_{Inv} =$	PR_T	0.831

Nota: Elaboración propia.

Se tendrá un rendimiento del 83,1% teniendo en cuenta todas las posibles pérdidas que puede sufrir el sistema, las cuales son admisibles según la norma. Se puede analizar finalmente la importancia, en la práctica técnica, de aprovechar inteligentemente las herramientas con que cuenta cada programa y de corroborar cada resultado simulado con cálculos que lo soporten.

Por otra parte, el software PVSol es un programa muy completo que ayuda a tener cálculos y aproximaciones completas tanto de las características técnicas como financieras, teniendo

incluso la simulación de forma sencilla de sombreado dada su herramienta de incorporar objetos en 3D que dan una aproximación más real de la actividad final, sin embargo, este programa presentó la limitación de simular hasta una cantidad máxima de 2,8 MW, ya que al querer incorporar una mayor cantidad de módulos, generaban colisión del sistema, por lo que se optó por usar el programa para aproximaciones netamente de la simulación de sombras y análisis del comportamiento para un sistema de 2,5 MWp, teniendo en cuenta que la generación objetivo constaría de replicar estos resultados en un factor de 4. Por otra parte PVSol, es la herramienta perfecta para la simulación técnica, cuenta con una actualización de tecnologías y permitió la simulación para los 10 MW, sin embargo, las herramientas para análisis financiero y de sombreado requieren análisis en medida manual, que agregan complejidad al diseño, por lo que se usaron los resultados obtenidos principalmente para el análisis técnico de la planta.

En conclusión se tiene una generación de 10 MW de energía renovable, cuya construcción ocupará 8.91 [Has] de terreno, que cumple con la norma y el reglamento técnico, con una ubicación óptima que facilita el transporte de energía y el aprovechamiento que favorecerá la oferta a la demanda nacional (la subestación Cuestecitas transporta energía desde la Guajira hasta la subestación La Loma) y cuya tecnología empleada y terreno en la misma locación que aún queda disponible, permite la ampliación futura de la central y la aplicación de beneficios fiscales atribuidos por la ley 1715 de 2014.

7. Evaluación técnica y financiera del proyecto

Este capítulo evaluará de manera superficial e hipotética, la conveniencia de ejecutar el proyecto y participar en la subasta, teniendo en cuenta que la evaluación financiera de proyectos (EFP) se realiza con el fin de determinar si la inversión en el proyecto creará valor para los accionistas e identificar los posibles riesgos de la misma. Por otra parte, la evaluación técnica consta de cuantificar y detallar los costos de inversión, mantenimiento y operación de la alternativa seleccionada.

Para ello, la herramienta que en la práctica más se usa es el cálculo del Capex y Opex, así mismo, un pronóstico aproximado de los egresos y los ingresos que se obtendrán en los años de operación de la planta. Finalmente se calcula el TIR (tasa interna de retorno) y el VPN (Valor presente neto), esto, debido a la naturaleza del servicio que se presenta. Así mismo, se usó el método de suma de dígitos para calcular la tarifa más conveniente para ofertar la energía, ya que éste método permite hacer un pronóstico aproximado de la depreciación según la tecnología que se emplea.

7.1 Identificación de tecnologías para generación fotovoltaica disponibles en el mercado

Como se mencionó en capítulos anteriores, la tecnología de los equipos destinados a la generación fotovoltaica presenta un desarrollo bastante rápido y sus precios un decrecimiento favorable, si se hace una revisión superficial en la historia de este tipo de generación, se evidencia esta afirmación, hace dos años un panel fotovoltaico que solo generaba 200 W tenía un costo sobre los \$700,000.00 COP, en la actualidad este mismo módulo se consigue por casi un quinto del

precio anterior. Por ello, es importante tener en cuenta estos factores a la hora de estudiar y escoger la tecnología óptima para la central.

Siguiendo la idea anterior, para este proyecto y teniendo en cuenta el plazo de dos años que se permite para realizar la construcción de una central una vez se supera el proceso de subasta y se adjudica finalmente, por lo que la tecnología del año inmediatamente anterior, teniendo en cuenta que la compra del producto se hace unos meses antes de empezar la construcción.

Se realizaron dos filtros para la elección de marcas y tecnologías a usar, en la primera se hizo uso netamente del internet, desde Figuras como Alibaba y Mercado libre de donde se tuvo un primer acercamiento, entre otras, donde aunque cuentan con una cantidad de ofertas y marcas bastante amplias, presentan tecnologías y potencias que no cumplen con los criterios del diseño realizado, por lo que se optó por enlistar y buscar comunicación directa con las marcas de los equipos principales que se tuvieron en cuenta para la elección final de las tecnologías (en el caso de este proyecto, se enviaron correos directamente a marcas como Trina Solar, Canadian Solar, Jinko Solar, Fronius, SMA y a terceros que se encuentran en el país como Solaire, Suncolombia y SenergySol, pidiendo información de los precios que manejan sus equipos y la facilidad de transporte con que cuentan) y que cumplen con las características de los equipos seleccionados en el diseño. Posterior a ello, se realizó un cuadro de toma de decisiones en Excel donde se califica de 1 a 5 el ítem, con fin de tener resultados cuantificables y para tener mayor claridad de lo que ofrece cada una y posibilitar una decisión adecuada para cada caso. La tabla 21 muestra este proceso y los resultados que se obtuvieron posterior a contactar algunas marcas y obtener información de éstas.

Figura 71.*Toma de decisiones de proveedores*

Consideraciones	EMPRESAS A CONTACTAR							
	FABICRANTES DIRECTOS					DISTRIBUIDORES NACIONALES		
	Jinko Solar	Trina Solar	Canadian Solar	Fronius	SMA	Solaire	Suncolombia	SenergySol
1. Valores nominales de los equipos	5	5	5	3	5	3	2	2
2. Disponibilidad.	4	3	3	5	4	4	3	2
3. Precios.	5	4	4	5	5	3	3	3
4. Transporte	4	2	2	5	4	4	4	4
5. Garantía.	5	5	5	5	5	4	3	3
6. Posibilidad de sinergia/negociación.	5	3	3	5	5	5	4	4
TOTALES	28	22	22	28	28	23	19	18

Nota: Elaboración propia.

Como se puede observar, las mejores opciones se redujeron a SMA, Fronius, Jinko Solar y Solaire, el siguiente paso para tomar la decisión final del proveedor óptimo para el proyecto fue el contacto directo con los asesores comerciales de las empresas.

Primero se discutió con el asesor comercial de Jinko Solar, quien aclaró las condiciones del servicio, dando las opciones que se tendría para acceder a mejores precios. Los paneles se traen directamente desde China y se ajusta un muy buen precio para los módulos al realizar la compra de estos por contenedores y se ofrece un precio siendo ellos los encargados de la importación de los equipos y un precio más bajo si el encargado es quien ejecuta el proyecto. Se analizan las dos opciones y se contacta con la empresa con mejores referencias y precios para el tema de transporte de los equipos, Chilat, una empresa localizada en China quienes ofrecen encargarse de todo el proceso de importación, desde la logística en el país de recoger los paneles en la fábrica de Jinko Solar e importarlos. Sin embargo, al hacer un análisis objetivo de los costos que cada opción presenta, se decide escoger la opción y los precios de los paneles transportados directamente por la fábrica, ya que encargarse de la importación y todos los impuestos, costos, riesgos y procesos con que estos cuentan aumentan la complejidad y pueden afectar los tiempos de ejecución del

proyecto. Finalmente, se realiza la aclaración de temas respecto a los tiempos de compra y de cuando se tendrían los equipos en el país disponibles para ser transportados a la locación del proyecto e iniciar la construcción, quien determina que el pedido de la cantidad total por contenedor (cada contenedor contiene 600 módulos) se debe realizar tres meses antes de requerirlos en el país para la construcción, es decir, si en el cronograma de actividades se planea iniciar la construcción en Agosto, el pedido de paneles debe realizarse antes del mes de Mayo y se debe realizar al menos el pago del 70% de la compra.

Para el tema de seleccionar el proveedor de inversores se habló con los asesores de Fronius y SMA, se decidió cotizar con SMA debido a que presentó mayor disposición a negociaciones y ofrece excelentes garantías, incluyendo técnicos de la empresa que soporta para mantenimientos si llegan a ser requeridos dentro de la garantía misma. Por otra parte, la empresa tiene un excelente historial de servicio y hasta el momento los equipos que se han empleado alrededor del mundo no han presentado ningún tipo de inconvenientes.

Ahora, se contacta la empresa Solaire para cotizar cableado para la parte del sistema en DC, precios de los CombinerBox, estructuras de paneles y todo el tema de protecciones del sistema fotovoltaico, quienes presentan precios competentes en el mercado, garantías hasta de 10 años y excelentes referencias por parte de quienes han contratado la empresa en otros proyectos.

Finalmente se recolecta la información facilitada por los proveedores en las cotizaciones enviadas por los asesores comerciales de las empresas. Se inicia entonces el proceso de calcular la inversión inicial, comenzando con los valores unitarios de los equipos.

Se dividieron las tablas en los valores unitarios que se obtuvieron al cotizar directamente con las fábricas de los equipos, es decir, Jinko Solar y SMA y los obtenidos al contactar a los

distribuidores nacionales tanto para el sistema en la parte de la generación fotovoltaica como para la energía en AC.

En la tabla 22 se muestran los valores unitarios para los equipos principales de la planta:

Figura 72.

Precios unitarios de los equipos

PROVEEDORES DIRECTAMENTE DE FABRICA			
EQUIPOS PRINCIPALES			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO
Panel Solar Jinko Solar de 570 W (JKM570M-7RL4-V)	un	1	482.790
Inversor Solar SMA (Sunny Central 2500-EV)	un	1,00	1.588.117.822

Nota: Elaboración propia.

A continuación, en la tabla 23 se muestran los valores unitarios para los materiales, accesorios y equipos de protección tanto en DC como para la parte en AC. En esta sección se tienen en cuenta solo los precios de los activos, es decir, no se tienen en cuenta aún los costos de instalarlos, transportarlos y las herramientas que se requieren en la instalación de estos para la construcción del sistema.

Figura 73.

Precios unitarios de materiales, accesorios y equipos de protección y transformación

DISTRIBUIDOR NACIONAL - SOLAIRE			
MATERIALES, ACCESORIOS Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y TRANSFORMACIÓN			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO
Combiner Box	un	1	5.835.000
Bandeja portacables x3m con tapa incluida curvas	ml	0,33	98.000
CABLE PV de aluminio tipo LW 1/0 AWG	ml	1	18.500
Cable 750 AWG en CU flexible	ml	1,00	107.000
Tubo EMT 3" * 3M	ml	1,000	16.333
Union tubo emt 2" de tornillo	un	1,00	3.000
Saca angulos	un	0,33	9.000
Medior ISKRA	ml	1,00	21.000.000
Celda de 34.5 kV	ml	1	105.116.000
Transformador 10 MW	ml	1,00	385.900.000
Soporte de modulo montaje en suelo (Estructura en	un	1	153.615
Ancla inversores	un	1,00	2.800.009
Amarres metalicos	un	0,00083	80.000
Cable fv solar 4mm certificado rojo Y negro	ml	1,00	2.500

Nota: Elaboración propia.

Todos los valores anteriormente expuestos cuentan con el impuesto del IVA y se consideran antes de aplicar los beneficios fiscales a los que, al ser Figuras de energía renovable no convencional pueden acceder, esto se realiza con el fin de considerar el caso menos favorable de los costos que comprende la construcción de la planta y su puesta en marcha.

7.2 Cálculo de la inversión inicial y costos de operación del proyecto

Para los cálculos respectivos a la inversión inicial y los costos de operación (que comprenden también la administración y los costos de mantenimiento preventivo, predictivo y el posible correctivo de la central) se realiza el cálculo del Capex y el Opex que conlleva la central.

El Capex es el término para gastos de capital, que indica la cantidad de dinero gastada en la compra de bienes de capital de una empresa, que en el caso desarrollado en este proyecto, abarca la inversión desde la construcción eléctrica, civil y mecánica que conlleva la central, así mismo, costos por transporte de equipos, personal, gastos varios que conlleva todo el proceso (se hace un aproximado general por actividad), gastos por certificaciones RETIE, estudios de impactos ambientales, topográficos, de interconexión entre otros.

Respecto al OPEX, su uso tiene la finalidad de conocer el gasto operacional, señalando el capital utilizado para mantener o mejorar los activos físicos de una empresa, aquí se tienen en cuenta los costos de personal que se contratarán para operar la central y garantizar su correcto funcionamiento, los gastos en las actividades de mantenimiento (una de las grandes ventajas de los sistemas fotovoltaicos respecto a las otras Figuras de generación, son sus bajos costos de mantenimiento) y los posibles gastos por papelería, transportes, alimentación, insumos, entre otros gastos que conlleva operar la central.

A continuación en la tabla 24 se presenta el Capex del proyecto organizado por actividades y teniendo en cuenta los precios unitarios de los equipos:

Figura 74.*Capex de la central*

CAPEX								
SUMINISTRO Y CONSTRUCCION					Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
1	Suministro e instalacion Estructura solar para 1 modulo montaje en suelo	un	18240			169.615	3.093.777.600	
2	Cable cobre aislado 750 AWG THHN/THWN 600 V - 90°C max 3 conductores	ml	216			136.500	29.484.000	
3	CABLE PV de aluminio tipo LW 1/0 AWG	ml	9312			20.502	190.913.500	
4	Suministro e instalacion Moludulo 570 W	un	18240			498.790	9.097.929.600	
5	Suministro e instalacion Bandeja portacable	ml	1552			46.366	71.959.333	
6	Suministro e instalacion Celda de 34.5 kv Barra sencilla	un	4			112.816.000	451.264.000	
7	Suministro e instalacion de Cable FV 4 mm	ml	32960			4.627	152.495.333	
8	Suministro e Instalacion de Combiner Box	un	96			6.555.000	629.280.000	
9	Suministro e instalacion Tablero de baja tension	un	4			28.700.000	114.800.000	
10	Suministro e Instalacion Tuberia IMC 3 "	ml	2432			34.354	83.548.667	
11	Suministro e instalacion Inversor Sunny central 2500	un	4			1.701.417.831	6.805.671.324	
12	transformador 10MW elevador 34.5 kv	un	2			433.900.000	867.800.000	
TOTAL							\$ 21.588.923.357,33	
INGENIERIA					Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
1	Ingeniería civil para la construcción de las obras del centro	un	1			\$ 240.000.000,00	\$ 240.000.000,00	
2	Ingeniería de control	un	1			\$ 90.000.000,00	\$ 90.000.000,00	
3	Ingeniería de Potencia Eléctrica de los sistemas, estudios de protección para los equipos	un	1			\$ 120.000.000,00	\$ 120.000.000,00	
4	Ingeniería Mecánica para estructuras, cubiertas, grua etc	un	1			\$ 190.000.000,00	\$ 190.000.000,00	
5	Ingeniería, Diseño,	un	1			\$ 800.000.000,00	\$ 800.000.000,00	
6	Retie	un	1			\$ 80.000.000,00	\$ 80.000.000,00	
TOTAL							\$ 1.520.000.000,00	
OTROS					Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
1	Estudio de impactos ambientales (EIA)	un	1			\$ 15.000.000,00	\$ 15.000.000,00	
2	Estudio topográfico	un	1			\$ 12.000.000,00	\$ 12.000.000,00	
3	Estudios de conexión	un	1			\$ 5.000.000,00	\$ 5.000.000,00	
4	Inversión en área de influencia	un	1			\$ 10.000.000,00	\$ 10.000.000,00	
5	Transporte de equipos (maquinaria pesada)	un	4			\$ 8.000.000,00	\$ 32.000.000,00	
TOTAL							\$ 74.000.000,00	
TOTAL CAPEX							\$ 23.182.923.357,33	

Nota: Elaboración propia.

En seguida, en la tabla 25 se presenta el Opex calculado para el proyecto, usando aproximaciones estimadas de Figuras como Computrabajo donde se postulan cargos y pagos aproximados para los perfiles y las actividades para las que se destinarían, así como elempleo.com donde aproximan los costos que conlleva los empleos para la empresa y finalmente una consideración de los gastos generales de la central, anteriormente mencionados.

Figura 75.

Opex de la central

OPEX						
COSTOS DE PERSONAL						
CARGO	CANT.	FACT. EXTRAS	BONIFICACIÓN	SALARIO (unitario)	MENSUALIDAD (unitaria)	MENSUALIDAD (total)
Contador	2	0	0%	\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00	\$ 4.000.000,00
Director de proyectos	1	0	0%	\$ 13.490.000,00	\$ 13.490.000,00	\$ 13.490.000,00
Gerente	1	0	7%	\$ 5.500.000,00	\$ 5.885.000,00	\$ 5.885.000,00
Jefe de mantenimiento	1	0	2%	\$ 2.450.000,00	\$ 2.499.000,00	\$ 2.499.000,00
Jefe de operaciones	1	0	2%	\$ 4.000.000,00	\$ 4.080.000,00	\$ 4.080.000,00
Logística y compras	2	0	0%	\$ 1.200.000,00	\$ 1.200.000,00	\$ 2.400.000,00
Medio ambiente, seguridad y salud	2	0,25	0%	\$ 1.500.000,00	\$ 1.875.000,00	\$ 3.750.000,00
Operador de planta	5	0,2	0%	\$ 1.900.000,00	\$ 2.280.000,00	\$ 11.400.000,00
Secretaria	2	0	0%	\$ 1.200.000,00	\$ 1.200.000,00	\$ 2.400.000,00
Subgerente	1	0	3%	\$ 3.500.000,00	\$ 3.605.000,00	\$ 3.605.000,00
Supervisor	1	0	0%	\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00
Técnico electricista	4	0,2	0%	\$ 2.000.000,00	\$ 2.400.000,00	\$ 9.600.000,00
Técnico Instrumentista	2	0,2	0%	\$ 1.800.000,00	\$ 2.160.000,00	\$ 4.320.000,00
Técnico Mecánico	2	0,2	0%	\$ 2.000.000,00	\$ 2.400.000,00	\$ 4.800.000,00
					TOTAL	\$ 74.229.000
COSTOS GENERALES						
DESCRIPCIÓN	CANT.	Unidad	Valor unitario	Valor Diario	Valor Mensual	
Papelera	1	un	\$ 25.000,00	\$ 25.000,00	\$ 750.000,00	
Aseo	1	un	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00	\$ 420.000,00	
Servicios	1	un	\$ 70.000,00	\$ 70.000,00	\$ 1.960.000,00	
Alimentación	31	un	\$ 5.500,00	\$ 170.500,00	\$ 5.115.000,00	
Transporte	31	un	\$ 3.500,00	\$ 108.500,00	\$ 3.255.000,00	
					Total	\$ 11.500.000
					Total OPEX	\$ 85.729.000,00

Nota: Elaboración propia.

El valor total de la inversión se obtiene al sumar los resultados del CAPEX y el OPEX, y se valora sobre los **\$23.268.652.357 COP** (veintitrés mil doscientos sesenta y ocho millones seiscientos cincuenta y dos mil trescientos cincuenta y siete de pesos colombianos), que en dólares, tomando el precio del dólar valorado sobre **\$ 3.771,86 COP** suman los **\$ 6.169.006,05 USD**, teniendo una inversión inicial para la construcción de la planta de **\$ 23.182.923.357,33 COP** (veintitrés mil ciento ochenta y dos millones novecientos veintitrés mil trescientos cincuenta y siete **con** treinta y tres centésimas de pesos colombianos) y costos de operación valorados sobre los **\$ 85.729.000 COP** (ochenta y cinco millones setecientos veintinueve mil con cero décimas de

pesos colombianos). Los costos OPEX están valorados de forma mensual y equivalen a los gastos que conlleva operar la central.

Para calcular el flujo de caja para la central, primero se realiza un análisis superficial del comportamiento que tienen los ingresos y egresos, el cálculo del VPN y de la tasa de retorno dada a naturaleza variable de este tipo de proyectos.

Cabe anotar que para participar en la subasta de energía nacional, se debe calcular el precio al que se oferta la energía sin tener en cuenta el CERE (Costo Equivalente Real de la Energía, estipulado por la Resolución CREG 017 de 2006 y aquellas que la modifiquen), el cual, es un pago adicional al de venta de servicio de energía que otorgan a los proyectos adjudicados para garantizar la OEF y que dada la naturaleza de la bolsa energética del país que se somete a alzas y bajas de precios, pretende respaldar los ingresos de los generadores cuando la producción no se encuentra en el 100% de su productividad, es el caso de los parques solares, por ejemplo, que en horas de la madrugada y después el atardecer presentan una generación casi nula de energía y en horas de radiación solar pueden incluso generar excedentes.

Este tipo de proyectos requieren de altas inversiones, por lo que es necesario financiarlos y capitalizar mediante inversiones, generalmente extranjeras, que posibiliten disminuir los riesgos financieros individuales de la ejecución del proyecto y tener mejores flujos de caja.

Las ventajas de financiar un proyecto pueden resumirse, entre otras, a las siguientes numeradas:

Aquí te mostramos algunas ventajas de obtener un financiamiento para tu empresa:

1. Ayudan a estabilizar el flujo de efectivo del proyecto, permiten tener un mejor control de ingresos, deudas y gastos fijos una vez entra en operación.

2. Es una herramienta de negociación en la que se pueden pactar las condiciones, productos, precios y plazos para el proyecto.
3. Se tiene la posibilidad de acceder a diversos servicios financieros y se puede buscar la inversión extranjera o local.
4. Al financiar y orientar adecuadamente el proyecto, se puede impulsar el crecimiento, productividad y consolidación incremental de este.

En Colombia existen varias opciones de financiamiento, se tuvieron en cuenta diferentes fondos de inversión tanto nacionales como extranjeros, para tomar la decisión de la mejor opción para el financiamiento se analizaron varias entidades que se dedican a este tipo de actividad y se analizaron factores importantes que influyen en la productividad de la empresa. En el país, con el nacimiento de las subastas de energía se han aumentado notoriamente la cantidad de entidades interesadas en invertir en proyectos de generación renovable, por lo que, después de hacer un estudio global de estos, se resumió a la menor cantidad posible este número de entidades para facilitar la decisión de financiamiento.

En la tabla 26 se observa el resumen de los fondos de financiación que presentan mejores características de rentabilidad y volatilidad, buscando la mayor rentabilidad con la menor volatilidad. Esto, debido a que la volatilidad es una forma para medir el riesgo, este factor mide las variaciones que pueden afectar la rentabilidad y/o el precio de un activo respecto a su media en un período de tiempo. Por otra parte, la rentabilidad mide la capacidad de la entidad para generar rendimientos.

Por tanto, para realizar la elección final, es necesario “jugar” con estos dos factores, ya que están estrechamente ligados, así pues, conviene observar un alto porcentaje de rentabilidad a bajos factores de volatilidad y mínima renta fija.

Figura 76.

Resumen de entidades de financiación analizadas

ENTIDAD	RENTABILIDAD	VOLATILIDAD	RENTA FIJA	RENTA VAR.
Bancolombia	24,42%	12,02%	2,02%	No
Colfondos	43,03%	32,87%	3,50%	Sí
Findeter	42,80%	7,80%	1,28%	No
Protección	28,48%	11,67%	3,00%	No
Skandia Pensiones y Cesantias	41,37%	32,50%	3,00%	No
Tyba	25,28%	11,39%	2,00%	No
Máx. rent / Mín. Vol y renta fija.	43,03%	7,80%	1,28%	
	Colfondos	Findeter	Findeter	

Nota: Elaboración propia.

De la anterior tabla, se observa que la entidad que mayor rentabilidad presenta es Colfondos y la de mínima volatilidad y renta fija es Findeter. Colfondos tiene una rentabilidad mayor por un 0,23% respecto a Findeter, es una excelente rentabilidad, sin embargo, ahora, Colfondos presenta una mayor volatilidad que Findeter en un alto porcentaje, un 25,07% y una renta fija en un 2,22% mayor a Findeter. Si comparamos el beneficio por rentabilidad, versus riesgos y mayores rentas que presenta Colfondos, se puede deducir que la mejor opción para financiar, este proyecto, es con Findeter, el cual presenta un incremento del IPC equivalente a 3,2%, al cual se fijaría un retorno de inversión diferida a 10 años y un interés anual de mes vencido del 0,56%.

Para determinar si el proyecto es rentable, es necesario proyectar su flujo de caja durante los años contratados en la subasta de energía nacional (15 años), para ello se tuvo en cuenta un financiamiento de tal forma que éste se dividió en un préstamo mediante entidades financieras y uno invertido en capital (del 65% y 35%, respectivamente).

Los valores calculados se enseñan en la tabla 27, esto se realiza con el fin de calcular el endeudamiento total que tendrá el proyecto y el mejor precio al que se debe ofertar el servicio para maximizar los beneficios, tal que se pueda realizar el retorno a la inversión al tiempo en que se pacta la financiación, procurando el balance entre egresos e ingresos y evitando por completo tener pérdidas al entrar en operación.

Figura 77.

Financiamiento del proyecto

FINANCIAMIENTO		
VALOR TOTAL DE LA INVERSION		\$ 23.270.902.357
valor del prestamo de entidad	65%	\$ 15.126.086.532
valor del prestamo invertido en capital	35%	\$ 8.144.815.825
VALOR DEL PRESTAMOS DE ENTIDAD		
Interes anual mes vencido	1,28%	
Número de años del prestamo	10	
Meses totales del prestamo	120	
Años de gracia	2	
Mes del desembolso	1	
Número de años pago del prestamo	7	
Cuota anual pago del prestamo		\$ 1.531.970.044
VALOR DEL PRESTAMO INVERTIDO EN CAPITAL		
Interes anual mes vencido	0,56%	
Número de años del prestamo	10	
Meses totales del prestamo	120	
Mes del desembolso	1	
Número de años pago del prestamo	7	
Cuota anual pago del prestamo		\$ 819.042.679
TOTAL DE PAGO		\$ 23.510.127.234

Nota: Elaboración propia.

Finalmente se proyecta un retorno a la inversión de 10 años y es importante recordar que la vida útil de estos proyectos sobre pasa los 30 años, ya que, después de entre los 20 a 25 primeros años de generación de energía, se reduce su rendimiento y esto depende del mantenimiento y las condiciones de operación a las que se somete el sistema.

Para iniciar operación y tener sostenibilidad durante el primer período de tiempo, el proyecto requiere un endeudamiento de \$ **23.510.127.234 COP**, el cual se prevé pagar en 7 años, con un pago de interés anual del mes vencido del 1,28% y el 0,56% para el financiamiento mediante una entidad y préstamo invertido en capital, respectivamente. Esto suma cuotas anuales de pago del préstamo considerables pero que diferidas a los años en que se recupera la inversión, en contrario con la cantidad de años en que estará en operación la planta generando ingresos, resulta ser un valor justo, el cual se espera que permita un excelente flujo de caja y se corroborará en el ítem 8.4.

7.3 Estimación del precio a ofertar

Para el flujo de caja libre, se realiza un cuadro de cálculos de los ingresos y los egresos anuales de la empresa durante los años de operación contratados en la subasta, cuyos datos de entrada, involucran el precio de oferta del servicio para el cuál, por tanto, se requiere estimar la tarifa que se recibirá por kWh.

Previo a ello, se emplea el método de suma de dígitos el cual permite conocer el precio al que se debe ofertar la energía, teniendo en cuenta la depreciación en el mercado de la tecnología empleada.

En la tabla 28 se muestra el precio que cuesta a la empresa generar la energía:

Figura 78.

Precio calculado mediante suma de dígitos.

Año	Suma de dígitos	Precio con depreciación	Precio final	Precio de cada MW por año	Precio de cada MW por mes	Precio de cada MW por día	Precio en MW-h	Precio en kW-h	Precio en \$USD/MWh
30	0,064516	\$ 1.509.610.117	\$ 42.656.072.932,19	\$ 142.186.909,77	\$ 11.848.909,15	\$ 408.583,07	\$ 81.716,61	\$ 81,72	\$ 21,50
29	0,062366	\$ 1.459.289.780	\$ 42.706.393.269,42	\$ 142.354.644,23	\$ 11.862.887,02	\$ 409.065,07	\$ 81.813,01	\$ 81,81	\$ 21,96
28	0,060215	\$ 1.408.969.442	\$ 42.756.713.606,65	\$ 142.522.378,69	\$ 11.876.864,89	\$ 409.547,07	\$ 81.909,41	\$ 81,91	\$ 21,98
27	0,058065	\$ 1.358.649.105	\$ 42.807.033.943,87	\$ 142.690.113,15	\$ 11.890.842,76	\$ 410.029,06	\$ 82.005,81	\$ 82,01	\$ 22,01
26	0,055914	\$ 1.308.328.768	\$ 42.857.354.281,10	\$ 142.857.847,60	\$ 11.904.820,63	\$ 410.511,06	\$ 82.102,21	\$ 82,10	\$ 22,03
25	0,053763	\$ 1.258.008.431	\$ 42.907.674.618,33	\$ 143.025.582,06	\$ 11.918.798,51	\$ 410.993,05	\$ 82.198,61	\$ 82,20	\$ 22,06
24	0,051613	\$ 1.207.688.093	\$ 42.957.994.955,55	\$ 143.193.316,52	\$ 11.932.776,38	\$ 411.475,05	\$ 82.295,01	\$ 82,30	\$ 22,08
23	0,049462	\$ 1.157.367.756	\$ 43.008.315.292,78	\$ 143.361.050,98	\$ 11.946.754,25	\$ 411.957,04	\$ 82.391,41	\$ 82,39	\$ 22,11
22	0,047312	\$ 1.107.047.419	\$ 43.058.635.630,01	\$ 143.528.785,43	\$ 11.960.732,12	\$ 412.439,04	\$ 82.487,81	\$ 82,49	\$ 22,14
21	0,045161	\$ 1.056.727.082	\$ 43.108.955.967,23	\$ 143.696.519,89	\$ 11.974.709,99	\$ 412.921,03	\$ 82.584,21	\$ 82,58	\$ 22,16
10	0,021505	\$ 503.203.372	\$ 43.662.479.676,73	\$ 145.541.598,92	\$ 12.128.466,58	\$ 418.222,99	\$ 83.644,60	\$ 83,64	\$ 22,45
19	0,04086	\$ 956.086.407	\$ 43.209.596.641,69	\$ 144.031.988,81	\$ 12.002.665,73	\$ 413.885,03	\$ 82.777,01	\$ 82,78	\$ 22,21
18	0,03871	\$ 905.766.070	\$ 43.259.916.978,91	\$ 144.199.723,26	\$ 12.016.643,61	\$ 414.367,02	\$ 82.873,40	\$ 82,87	\$ 22,24
17	0,036559	\$ 855.445.733	\$ 43.310.237.316,14	\$ 144.367.457,72	\$ 12.030.621,48	\$ 414.849,02	\$ 82.969,80	\$ 82,97	\$ 22,27
16	0,034409	\$ 805.125.396	\$ 43.360.557.653,37	\$ 144.535.192,18	\$ 12.044.599,35	\$ 415.331,01	\$ 83.066,20	\$ 83,07	\$ 22,29
15	0,032258	\$ 754.805.058	\$ 43.410.877.990,60	\$ 144.702.926,64	\$ 12.058.577,22	\$ 415.813,01	\$ 83.162,60	\$ 83,16	\$ 22,32
14	0,030108	\$ 704.484.721	\$ 43.461.198.327,82	\$ 144.870.661,09	\$ 12.072.555,09	\$ 416.295,00	\$ 83.259,00	\$ 83,26	\$ 22,34
13	0,027957	\$ 654.164.384	\$ 43.511.518.665,05	\$ 145.038.395,55	\$ 12.086.532,96	\$ 416.777,00	\$ 83.355,40	\$ 83,36	\$ 22,37
12	0,025806	\$ 603.844.047	\$ 43.561.839.002,28	\$ 145.206.130,01	\$ 12.100.510,83	\$ 417.258,99	\$ 83.451,80	\$ 83,45	\$ 22,40
11	0,023656	\$ 553.523.709	\$ 43.612.159.339,50	\$ 145.373.864,47	\$ 12.114.488,71	\$ 417.740,99	\$ 83.548,20	\$ 83,55	\$ 22,42
10	0,021505	\$ 503.203.372	\$ 43.662.479.676,73	\$ 145.541.598,92	\$ 12.128.466,58	\$ 418.222,99	\$ 83.644,60	\$ 83,64	\$ 22,45
9	0,019355	\$ 452.883.035	\$ 43.712.800.013,96	\$ 145.709.333,38	\$ 12.142.444,45	\$ 418.704,98	\$ 83.741,00	\$ 83,74	\$ 22,47
8	0,017204	\$ 402.562.698	\$ 43.763.120.351,18	\$ 145.877.067,84	\$ 12.156.422,32	\$ 419.186,98	\$ 83.837,40	\$ 83,84	\$ 22,50
7	0,015054	\$ 352.242.361	\$ 43.813.440.688,41	\$ 146.044.802,29	\$ 12.170.400,19	\$ 419.668,97	\$ 83.933,79	\$ 83,93	\$ 22,52
6	0,012903	\$ 301.922.023	\$ 43.863.761.025,64	\$ 146.212.536,75	\$ 12.184.378,06	\$ 420.150,97	\$ 84.030,19	\$ 84,03	\$ 22,55
5	0,010753	\$ 251.601.686	\$ 43.914.081.362,87	\$ 146.380.271,21	\$ 12.198.355,93	\$ 420.632,96	\$ 84.126,59	\$ 84,13	\$ 22,58
4	0,008602	\$ 201.281.349	\$ 43.964.401.700,09	\$ 146.548.005,67	\$ 12.212.333,81	\$ 421.114,96	\$ 84.222,99	\$ 84,22	\$ 22,60
3	0,006452	\$ 150.961.012	\$ 44.014.722.037,32	\$ 146.715.740,12	\$ 12.226.311,68	\$ 421.596,95	\$ 84.319,39	\$ 84,32	\$ 22,63
2	0,004301	\$ 100.640.674	\$ 44.065.042.374,55	\$ 146.883.474,58	\$ 12.240.289,55	\$ 422.078,95	\$ 84.415,79	\$ 84,42	\$ 22,65
1	0,002151	\$ 50.320.337	\$ 44.115.362.711,77	\$ 147.051.209,04	\$ 12.254.267,42	\$ 422.560,95	\$ 84.512,19	\$ 84,51	\$ 22,68

Nota: Elaboración propia.

Ahora, se calcula el precio en que se oferta la energía en el mercado, calculado para los 15 años que se contratan en la subasta de energía nacional, esto con el fin de tener una idea de cual es el comportamiento financiero que puede tener la planta una vez opere.

Seguido de la anterior premisa, se calcula el precio en que se ofertará la energía (que resulta ser el precio con que se participa en la subasta) y posterior a ello, se suma el CERE, que equivale al precio fijado en la subasta inmediatamente anterior y cuyo valor es de \$ 16,7 USD/MW-h.

En la tabla 29 se muestra este resultado desde el año uno hasta el año treinta, teniendo en cuenta la vida útil real de la tecnología que se emplea en la generación mediante energía fotovoltaica.

Figura 79.

Precio para ofertar en la subasta y con CERE.

Año de Tarifa Desde el N°1	Precio total a ofertar	Precio final con CERE
Año uno	\$ 186,07	\$ 249,40
Año dos	\$ 186,45	\$ 249,78
Año tres	\$ 186,82	\$ 250,15
Año cuatro	\$ 187,19	\$ 250,53
Año cinco	\$ 187,57	\$ 250,90
Año seis	\$ 187,94	\$ 251,27
Año siete	\$ 188,31	\$ 251,65
Año ocho	\$ 188,69	\$ 252,02
Año nueve	\$ 189,06	\$ 252,39
Año diez	\$ 189,43	\$ 252,77
Año once	\$ 189,81	\$ 253,14
Año doce	\$ 190,18	\$ 253,51
Año trece	\$ 190,56	\$ 253,89
Año catorce	\$ 190,93	\$ 254,26
Año quince	\$ 191,30	\$ 254,63

Nota: Elaboración propia.

De la tabla anterior, el precio que se oferta en la participación de la subasta es de 186,07 \$/kW-h. Teniendo en cuenta que la anterior subasta de energía adjudicó proyectos a un precio mínimo sobre los 160 \$/kW-h y uno máximo de 200 \$/kW-h, en primera instancia, se puede deducir que el precio calculado es razonable y al estar en medio de los anteriormente adjudicados, de primera instancia, se tiene una gran posibilidad de ser competitivo y llegar a adjudicar el proyecto.

Ahora, se analizan los precios en el mercado, para estimar que este sea un precio justo y posterior a ello, se recopila la información de los precios adjudicados en la última subasta para tener una idea de si el calculado para el proyecto tiene opciones de adjudicar.

Se inicia entonces con el boletín tarifario de energía del presente año y se balancean las opciones de venta de energía que más favorecen al flujo de caja. Algunos de estos valores, que verifican la anterior información, se presentan en las siguientes tablas de la 30 a la 33, la cual se organiza por grupos en el componente de generación del 1 al 4, siendo cada grupo catalogado por número de usuarios.

El grupo 1 cuenta con más de 750.000 usuarios, el dos entre 200.000 y 749.999, el 3 entre 50.000 y 199.999 y el 4 con menos de 49.999, cuyo número de usuarios se enseña en el SUI (Sistema Único de Información).

Figura 80.

Precios en bolsa por empresa del grupo 1

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	201,67	212,37	248,65
CARIBEMAR	202,41	208,84	250,02
CODENSA	209,68	225,70	246,94
EPM	212,92	219,07	231,71

Nota: Superservicios.gov.co – Boletín tarifario.

Figura 81.*Precios en bolsa por empresa del grupo 2*

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	202,72	221,79	233,68
CELSIA COLOMBIA - Valle	237,36	233,41	246,00
CELSIA COLOMBIA - Tolima	208,98	232,35	244,96
CENS	211,68	215,70	238,95
CEO	198,20	225,72	229,81
CHEC	211,02	218,53	236,93
EBSA	221,48	218,24	240,74
ELECTROHUILA	229,26	224,68	245,68
EMCALI	235,94	227,58	254,57
EMSA - CASANARE	219,11	217,54	240,11
EMSA - META	222,19	215,46	238,00
ESSA	211,38	216,42	234,59

Nota: Superservicios.gov.co – Boletín tarifario.**Figura 82.***Precios en bolsa por empresa del grupo 3*

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	237,88	248,63	252,16
DISPAC	210,96	211,32	231,53
EDEQ	209,66	215,24	236,70
EEP - CALDAS	211,16	218,55	244,31
EEP - CARIBE SOL	213,21	220,15	228,66
EEP - CARTAGO	212,19	220,24	244,23
EEP - PEREIRA	212,43	220,94	244,63
ELECTROCAQUETA	218,17	226,70	224,77
ENELAR	206,22	225,94	238,97
ENERCA	214,82	236,92	245,98

Nota: Superservicios.gov.co – Boletín tarifario.

Figura 83.*Precios en bolsa por empresa del grupo 4*

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - TODOS	270,52	275,17	279,57
DICEL - TODOS	220,99	224,49	236,81
DICELER - TODOS	234,41	226,22	240,32
EE PUTUMAYO	231,99	233,13	236,94
EEBP	216,32	225,78	230,79
EMEESA - TODOS	180,73	181,38	238,21
EMEVASI	225,92	227,96	232,12
ENERCO - TODOS	208,91	217,10	244,97
ENERGUAVIARE	220,43	229,68	235,60
ENERMAS - TODOS	230,78	237,46	241,35
ENERTOTAL - TODOS	308,05	302,65	297,01
PEESA - TODOS	214,78	222,12	245,62
QI ENERGY - TODOS	237,42	236,43	233,78
RENOVATIO - TODOS	215,42	227,44	242,28
RUITOQUE - BOGOTA	205,36	207,31	259,64
RUITOQUE - RUITOQUE	205,21	207,36	259,67
RUITOQUE - SANTANDER	205,35	207,31	259,64
VATIA - TODOS	215,38	224,73	244,49

Nota: Superservicios.gov.co – Boletín tarifario.

De lo anterior se puede observar que el valor más bajo para el componente de generación en el año presente es de 180,73 \$/kWh y el más alto, de 308,05 \$/kWh (ambos, parte del mismo grupo con la menor cantidad de usuarios declarada). De ello, se puede deducir que el precio calculado para la generación en kW-h debe encontrarse entre estos valores. Se concluye que el precio al que se oferta la energía generada por la planta es competitivo tanto en la subasta como en la bolsa de energía del país.

7.4 Estimación del flujo de caja libre y el retorno de la inversión

Conociendo el precio de oferta (186,07 \$/kW-h) de energía con que se participará en la subasta, se calcula el precio que se tendrá como ingreso de venta después de CERE, ya que este es el precio real que se tendrá, pues la idea principal de subastar la energía es acceder al cargo por

confiabilidad, el cual se supone que se recibirá incluso en condiciones donde la generación dadas las condiciones meteorológicas no es favorable.

Este valor CERE se encuentra regulado por la CREG 071 de 2006 y para calcular el flujo de carga libre, se usará el valor determinado en la subasta inmediatamente anterior, el cual equivale a 16,07 USD/MW-h. Como se puede deducir, este valor varia con el valor del dólar en pesos colombianos. Dada la naturaleza temporal tan variable del valor del dólar, para el presente proyecto, se tomó un valor promedio entre el máximo y el mínimo histórico para el año 2021 hasta el mes de Octubre calculado en la página investing.com, en \$ **3792,33 COP**.

En seguida, en la tabla 34 se presentan los datos de entrada para el cálculo de los ingresos y factores que influyen en los egresos que conllevará la operación de la planta, además de los previstos en el opex, que toman en cuenta la degradación de equipos, el valor de interés que se adquiere al financiar el proyecto con Findeter, entre otros necesarios para estimar el flujo de caja libre que se tuvieron en cuenta. En el capítulo anterior, la estimación del financiamiento y el nivel de endeudamiento son también parte de los datos de entrada para el cálculo de egresos, que hacen parte, junto con los ingresos, del flujo de caja libre del proyecto.

Figura 84.

Datos de entrada del flujo de caja libre.

Datos de Entrada	
Costo kWh ofertado [\$]	186,07
Precio kWh con CERE [\$]	249,401911
Incremento IPC %	3,2
Incremento costo Energia anual %	3
Consumo promedio Usuario Kwh mes	1220
Potencia Generador solar MWp	10,3968
HSP Promedio	4,697
Eficiencia Sistema Generador %	0,831
Valor de la planta en COP	\$ 23.182.923.357,33
Factor de Degradacion Linear%	0,6
Degradacion primer año %	2,7

Nota: Elaboración propia.

Con estos datos claros y teniendo en cuenta que el contrato que se adjudica en la subasta tiene una vigencia de 15 años, se realiza un flujo de caja libre proyectado a los 15 años de contrato, ya que, el CERE se garantiza durante el tiempo contratado, después de estos 15 años no se tiene certeza de este bono, posiblemente tendría que hacerse contratos bilaterales que satisfagan la necesidad de los ingresos requeridos para aquel momento.

Se inicia estimando los ingresos del sistema. En la tabla 35 se muestran los resultados estimados para 15 años de funcionamiento, una energía mínima contratada de 14367,65 MW-h/año, un factor de disponibilidad del 97% y el precio que se recibirá por la venta de energía.

Figura 85.

Ingresos del sistema

INGRESOS						
AÑOS DEL CONTRATO	AÑO 0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5
ENERGIA MINIMA CONTRATADA [MW-h]		14367,65	13979,73	13895,85	\$ 13.812	13729,60
Factor de disponibilidad	97%	97%	97%	97%	97%	97%
Numero de meses por año	12	12	12	12	12	12
Precio por kW-h con CERE en COP [\$]	249,40191	249,401911	256,88	264,59	272,53	280,70
TOTAL		\$ 3.583.320.459	\$ 3.591.167.931	\$ 3.676.709.551	\$ 3.764.288.773	\$ 3.853.954.131

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
13647,22	13565,34	13483,95	13403,04	13322,62	13242,69	13163,23
97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
12	12	12	12	12	12	12
289,13	297,80	306,73	315,93	325,41	335,18	345,23
\$ 3.945.755.318,7	\$ 4.039.743.210,4	\$ 4.135.969.893,7	\$ 4.234.488.696,6	\$ 4.335.354.217,3	\$ 4.438.622.354,8	\$ 4.544.350.339,3

AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
13084,25	13005,75	12927,71
97%	97%	97%
12	12	12
355,59	366,26	377,24
\$ 4.652.596.764,3	\$ 4.763.421.619,3	\$ 4.876.886.322,2

Nota: Elaboración propia.

Para que la inversión y ejecución del proyecto sea rentable, es necesario que los ingresos superen los egresos, ya que, la diferencia entre ambas determina las ganancias que tendrá la planta durante toda su operación.

En este caso, como ya se explicó anteriormente, todas estas estimaciones se hacen para un contrato que, una vez adjudicado, garantiza la operación y el pago oportuno por servicios por parte de generadores y compradores, respectivamente, durante el período de 15 años que es el pactado en la firma de contratos.

Seguido al cálculo de los ingresos, se continúa con el de los egresos, los que determinarán la conveniencia financiera de ejecutarlo. La tabla 36 muestra estos egresos, diferidos igualmente a los 15 años contratados, tomando en cuenta variables influyentes como lo son el pago de seguro de los equipos. Costos por mantenimientos (que en el caso de los sistemas fotovoltaicos es bastante bajo, así que se usa un factor de 0,01), la depreciación de los activos, el costo financiero anual del 0,56%, los impuestos por generación y los costos que conllevan las pérdidas de conectarse al sistema de transmisión nacional y los impuestos locales cuyo pago debe realizarse.

Figura 86.

Egresos del sistema

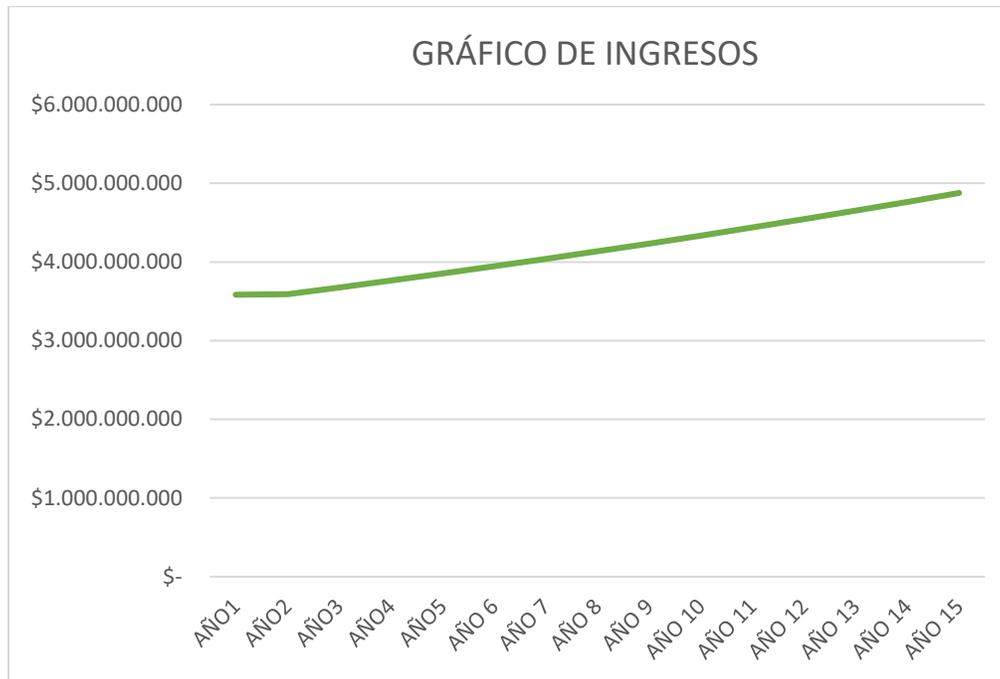
EGRESOS						
AÑOS DEL CONTRATO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Pago de seguros de los equipos		\$ 60.000.000	\$ 61.800.000	\$ 63.654.000	\$ 65.563.620	\$ 67.530.529
Mantenimiento Obra de ingenierías, transportes y otros	\$ 23.182.923.357,33	\$ 231.829.234	\$ 239.247.769,05	\$ 246.903.697,66	\$ 254.804.615,98	\$ 262.958.363,69
Depreciación de activos(10 años)	\$ 32.000.000	\$ 25.600.000	\$ 20.480.000	\$ 16.384.000	\$ 13.107.200	\$ 10.485.760
Costo financiero anual del credito(tasa 0.56%)	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681
Impuesto generación y pérdidas transmisión	5%	\$ 500.000.000	\$ 505.000.000	\$ 510.050.000	\$ 515.150.500	\$ 520.302.005
Impuesto locales	1%	\$ 100.000.000	\$ 101.000.000	\$ 102.010.000	\$ 103.030.100	\$ 104.060.401
TOTAL		\$ 3.231.724.915	\$ 3.246.943.450	\$ 3.262.513.379	\$ 3.278.444.517	\$ 3.294.746.979

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13
\$ 69.556.444	\$ 71.643.138	\$ 73.792.432	\$ 76.006.205	\$ 78.286.391	\$ 80.634.983	\$ 83.054.032	\$ 85.545.653
\$ 271.373.031,33	\$ 280.056.968,33	\$ 289.018.791,32	\$ 298.267.392,64	\$ 307.811.949,21	\$ 317.661.931,58	\$ 327.827.113,39	\$ 338.317.581,02
\$ 8.388.608	\$ 6.710.886	\$ 5.368.709	\$ 4.294.967	\$ 3.435.974	\$ 2.748.779	\$ 2.199.023	\$ 1.759.219
\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 2.339.895.681	\$ 0	\$ 0	\$ 0
\$ 525.505.025	\$ 530.760.075	\$ 536.067.676	\$ 541.428.353	\$ 546.842.636	\$ 552.311.063	\$ 557.834.173	\$ 563.412.515
\$ 105.101.005	\$ 106.152.015	\$ 107.213.535	\$ 108.285.671	\$ 109.368.527	\$ 110.462.213	\$ 111.566.835	\$ 112.682.503
\$ 3.311.431.187	\$ 3.328.507.878	\$ 3.345.988.116	\$ 3.363.883.302	\$ 3.382.205.185	\$ 1.061.070.190	\$ 1.080.282.154	\$ 1.099.958.252

AÑO 14	AÑO 15
\$ 88.112.023	\$ 90.755.383
\$ 349.143.743,61	\$ 360.316.343,41
\$ 1.407.375	\$ 1.125.900
\$ 0	\$ 0
\$ 569.046.640	\$ 574.737.107
\$ 113.809.328	\$ 114.947.421
\$ 1.120.111.735	\$ 1.140.756.255

Nota: Elaboración propia.

Para visualizar el comportamiento de los ingresos y los egresos del sistema, se graficaron estas tablas por separado y juntas para poder analizarlos a detalle de forma individual y finalmente compararlas. La Figura 65 enseña los comportamientos de los ingresos y los egresos del sistema, respectivamente.

Figura 87.*Gráfica de los ingresos de la central.**Nota:* PVSol – Resultados de la simulación.

Se puede visualizar que los ingresos del proyecto tienen un incremento lineal, lo cual, en el tema de negocios es muy bueno, ya que demuestra un crecimiento estable, sin picos extremos máximos o mínimos, lo cual, a la hora de presentar a un inversionista, pues ello da una parte de seguridad para las inversiones que se hacen. Es necesario reconocer que esta es una estimación bajo un pronóstico casi ideal de la venta de energía y su aumento de precio, sin embargo, es importante recordar que al adjudicar un proyecto en la subasta, se empieza a ser parte de la bolsa energética nacional y por ende, se somete al alza y baja de tarifas que se presentan regularmente en el mercado, más aún, sabiendo que el costo de CERE varía con el precio de dólar regularmente.

En la gráfica presentada en la Figura 66, se visualizan ahora los egresos del sistema, cuyos valores principales se encuentran en los primeros 10 años, ya que es en este período de tiempo el

cual se pactó con la entidad financiera para realizar el pago total del préstamo, después de esto, los egresos que presenta la central se enfocan en los gastos de continuar operando la planta:

Figura 88.

Gráfica de los egresos de la central.



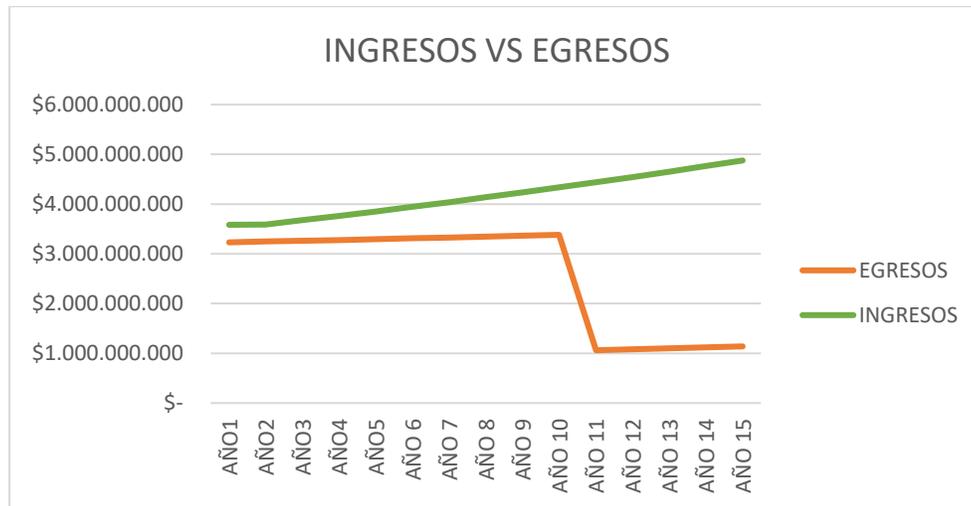
Nota: PVSol – Resultados de la simulación.

En la anterior Figura se observa el comportamiento de los egresos, se puede observar que el retorno a la inversión inicial se da después de los primeros 10 años de operación, después de este año, los egresos son decrecientes de forma lineal, lo cual es en realidad muy buen, pues para el año 11 prácticamente ya se ha recuperado totalmente la inversión y los egresos que quedan en la empresa son netamente por la operación y los gastos anuales que esta conlleva

La Figura 89 evidencia este comportamiento de ingresos vs egresos y refleja la conveniencia de la inversión:

Figura 89.

Gráfica de ingresos Vs egresos de la central.



Nota: PVSol – Resultados de la simulación.

Aquí se puede resaltar que desde el primer año de operación, aunque se presentan gastos claros (sobre todo por el pago de inversión inicial que se debe realizar) hay ingresos estimados por encima de los gastos, por lo que se presentaran ganancias desde el inicio, lo cual conlleva a una rentabilidad estable y evidente y resulta atractivo para quienes pueden invertir en el proyecto.

Una vez evidenciado el flujo de caja libre, se calcula la forma en que se da este retorno de la inversión inicial desde el año 1, diferido a los 10 años tratados con la entidad financiera y los inversionistas. La tabla 37 refleja lo anterior expuesto y muestra el valor presente neto y la utilidad bruta que tiene el proyecto:

Figura 90.*Retorno de la inversión*

RETORNO DE LA INVERSION 10 AÑOS					
INVERSION	Total	\$ 23.253.727.357			
TASA DE INTERES	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%
UTILIDAD BRUTA	\$ 16.865.834	\$ 8.758.425	\$ 70.703.565	\$ 134.133.903	\$ 199.083.309
VALOR PRESENTE NETO	\$ 16.771.911	\$ 8.661.148	\$ 69.528.925	\$ 131.170.902	\$ 193.601.415
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%
	\$ 265.586.388	\$ 333.678.506	\$ 403.395.797	\$ 474.775.185	\$ 547.854.397
	\$ 256.835.011	\$ 320.886.450	\$ 385.770.711	\$ 451.502.989	\$ 518.098.702
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%	0,56%
	\$ 2.961.066.803	\$ 3.037.662.142	\$ 3.116.075.476	\$ 3.196.347.917	\$ 3.278.521.466
	\$ 2.784.647.929	\$ 2.840.771.436	\$ 2.897.874.195	\$ 2.955.972.163	\$ 3.015.081.538
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15

Nota: Elaboración propia.

Se corrobora con la anterior tabla, que durante todos los años de operación de la central eléctrica se tiene utilidad y al ser el valor presente neto mayor a cero, evidencia que el proyecto es rentable y por tanto es factible su ejecución desde el punto financiero y desde el técnico, ya que estos dos conceptos están estrechamente relacionados, es decir, si la planta opera como debe hacerlo, se seguirá teniendo los ingresos requeridos, si el pago del kWh se da de forma oportuna, se puede continuar operando la central como se debe, pero si por el contrario, alguno de estos factores falla, lo más seguro es que se tengan problemas para continuar ofreciendo los servicios.

7.5 Ajuste de la propuesta a exigencias de la UPME para la participación de las subastas de energía nacional

Una vez calculados los aspectos más importantes técnicos y financieros, se puede continuar con seguir los pasos propuestos por XM para cumplir con los formatos y requerimientos que la entidad exige para la participación en la subasta. Inicialmente, se debe organizar la energía que se compromete generar por bloques, en total son tres bloques que se ofertan, estos bloques se ofertan en paquetes de 0,5 MW-h y cada bloque presenta la misma cantidad de paquetes a toda hora en su respectiva fracción horaria.

Así, se presenta una cantidad de paquetes de energía para el bloque uno (B1) que comprende la generación comprometida de las 0 a 7 am, el segundo bloque (B2) que comprende las horas desde las 7 am hasta las 5 pm y el tercer bloque (B3) que va desde las 5 pm hasta media noche.

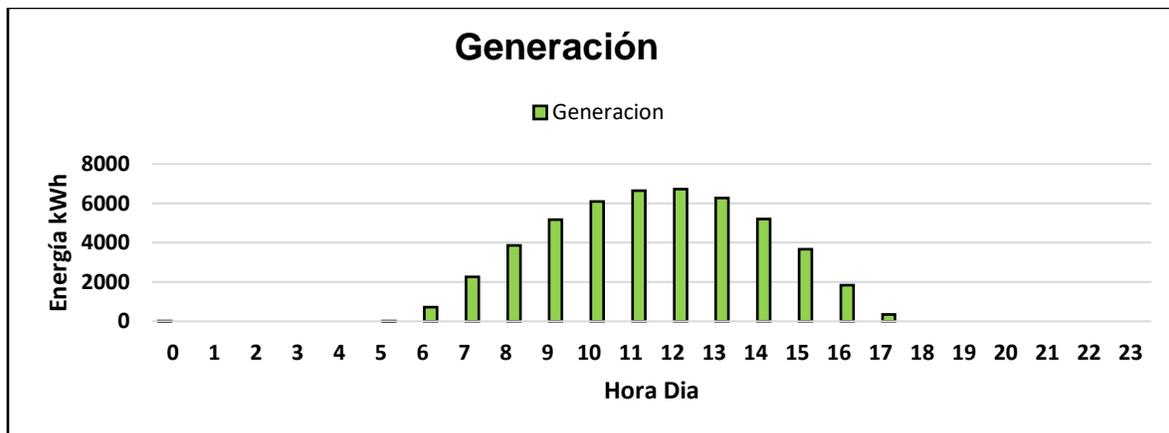
Para estimar los paquetes de energía que se ofertan, primero se debe conocer el comportamiento diario que la central tiene dadas las condiciones meteorológicas simuladas.

Primero, se analizan los resultados calculados en Excel, para saber cuál es el compromiso que se puede adquirir para la empresa. Es de esperarse que en el primer y el tercer bloque la energía generada sea considerablemente baja dadas las condiciones casi nulas de radiación, es decir, después de las 6:00 am empieza a salir el sol y por tanto se espera que sea cerca de las 7:00 am que la planta empiece a generar y en seguida, después de las 5:00 pm el sol está ocultándose y a partir de las 6:30 pm se espera que sea nula la generación ya que se oculta el sol y no se tiene radiación.

En la Figura 68 se puede visualizar el comportamiento simulado por el programa, este comportamiento se comprende para el día del año en que la radiación en la locación, según los datos meteorológicos es la menor, esto se hace debido a que toda la información que se presente en la participación de la subasta es un compromiso que adquiere la planta en cuanto a generación y cuyo cumplimiento debe ser garantizado, por tanto, la mejor opción para el caso es predecir estos bloques bajo las condiciones más desfavorables a las que se enfrenta el sistema. El análisis de este comportamiento se permite organizar por paquetes y bloques de energía.

Figura 91.

Gráfica de simulación de Generación.



Nota: Elaboración Propia.

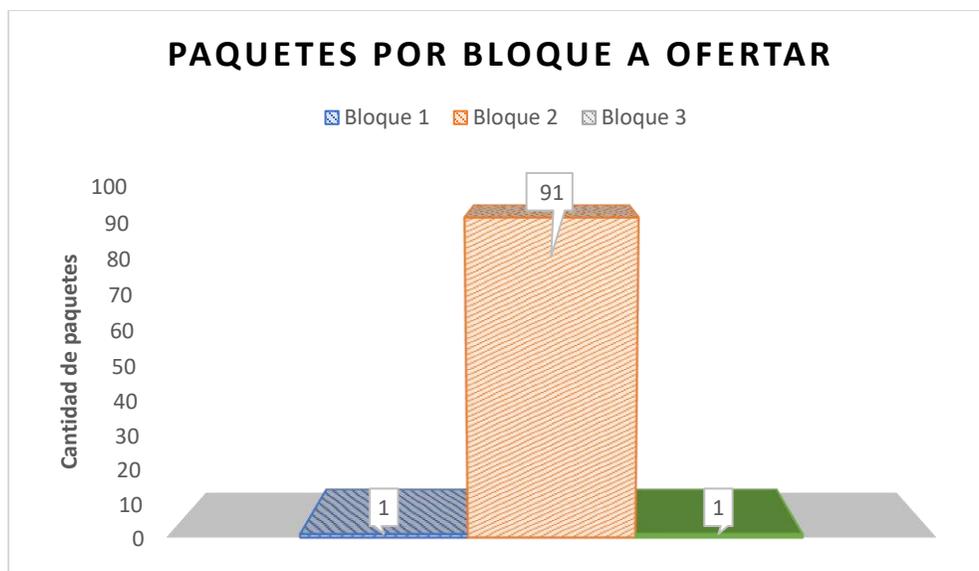
Con la información anterior y teniendo en cuenta la equivalencia de 1 paquete con 0,5 MWh, la central presenta la posibilidad de ofertar los siguientes bloques así:

- **BLOQUE 1:** 1 paquete (500 kWh ó 0,5 MWh)
- **BLOQUE 2:** 91 paquetes (45,5 MWh)
- **BLOQUE 3:** 1 paquete de energía (0,5 MWh)

La Figura 69 muestra esta distribución de forma gráfica para tener una idea concisa de lo que se ofertará y del compromiso que se adquiere y se debe cumplir, así mismo permitirá saber cuál es la información que se debe llenar en el sobre cerrado con el formato que XM exige entregar para iniciar la participación en la subasta de energía:

Figura 92.

Bloques que se ofertan con su respectiva cantidad de paquetes a ofertar.



#	FRANJA	TOTAL	redondeo
1	0-7	1,47	1,00
2	7-17	91,68	91,00
3	17-0	0,70	1,00

Nota: Elaboración propia.

Finalmente, se presenta el formato que se debe enviar a la entidad para iniciar el proceso de participar por la adjudicación, hay que recordar que sumado a este formato, el proyecto debe encontrarse en fase 2 ante la UPME registrado y aprobado, por lo que en el siguiente capítulo se desarrolla la formulación de este estudio, de una forma académica pero con fines de ejemplificar

la metodología a seguir, por tanto, cumple en la medida con los requisitos que exige la UPME para aprobarlo.

En la Figura 70 se muestra el formato que se entrega a XM ya formulado, basándose en el caso hipotético de participar, por lo que, deberá ser llenado con los datos verdaderos del proyecto y la empresa que lo busca licitar y con la información necesaria que éste requiere.

Figura 93.

Formato de participación cuarta subasta SRCFC 2021-2022.

Formato de Oferta de Sobre Cerrado para participar en la Subasta de Reconfiguración de Compra - Vigencia 2021-2022 ⁽¹⁾	
Nombre o denominación social del Participante (Agente o Promotor del Proyecto)	
Nombre de la Planta o Unidad de generación con ENFICC no comprometida:	
45,000.00 kWh-día ⁽²⁾	14,230 kWh-día ⁽²⁾
49,53 USD/MWh ⁽³⁾	
Datos de la persona que firma el formato para presentar la Oferta de Sobre Cerrado:	
Nombre Completo:	Nombre del Representante Legal
Número de Identificación:	Identificación del representante legal.
<hr style="border: 1px solid black;"/> Firma ⁽⁴⁾	

Nota: XM – Inscripción de proyectos.

Finalmente con los datos financieros y técnicos ya conocidos y claros, con los resultados convenientes de ello, se puede concluir que el proyecto cumple con los requerimientos de presentar

su oferta por bloques, el formato diligenciado, el precio al cual se oferta en USD/MWh y cuyo valor no cuenta con el CERE.

8. Estudio de factibilidad

Es necesario recordar que el estudio de factibilidad tiene como fin definir si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente, y se establece la estructura financiera del mismo. Respecto al trámite ambiental, el promotor debe presentar ante la UPME el “Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental...decide sobre la alternativa presentada en el diagnóstico ambiental de alternativa o estudio de impacto ambiental o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental”. La vigencia del registro en esta fase es de 1 año para todo tipo de proyectos.

Para realizar este estudio, se debe cumplir con los requerimientos exigidos por la UPME, ya que para participar se debe haber aprobado la fase 2 del proyecto, este estudio se ejemplificará en el siguiente capítulo y cumplirá con los requerimientos técnicos y financieros, que son la finalidad de este proyecto de grado. El estudio económico y el de impactos ambientales son estudios que hacen parte de otros ámbitos no previstos en este trabajo, ya que para ello se requieren estudios más avanzados y fuera del área de interés principal del caso estudiado. Para estos estudios generalmente se requiere personal calificado y especializado para estos estudios.

La Upme requiere estudios de factibilidad concisa y no tan extensa, que demuestre la conveniencia de ejecutar el proyecto y todos los beneficios que tendrá la construcción del proyecto para el país. Para realizar este estudio, se contactó directamente con un contacto de la UPME que se encarga de recibir estos estudios, a quien se le hizo una serie de preguntas sobre que tan extenso podría ser el estudio y qué nivel de detalle requiere para ser aprobado; después de esta consulta, se concluyó que el estudio de factibilidad debe presentar las características técnicas y económicas del proyecto, requiere una ingeniería básica y una estimación del costo que oferta y el comportamiento

de ingresos y egresos que se tiene al ejecutar el proyecto y por qué, la tecnología escogida (en el caso solar) resulta más eficiente que otras disponibles. Este estudio no requiere estudios de interconexión, cronograma de actividades ni características a detalle de la planta.

Se realiza a continuación entonces la estimación de esta factibilidad desde la perspectiva técnica y financiera, lo que se ha venido desarrollando a lo largo de este proyecto de grado, por lo tanto, esta estimación resulta en un sumario de todo lo expuesto a continuación, siguiendo la idea principal de no extenderse, tratar de presentarlo de la forma más sencilla y clara posible, sin entrar en detalles de procedimientos ni cálculos, como tal, la factibilidad requiere mostrar resultados, ese es el objetivo principal de este tipo de estudio.

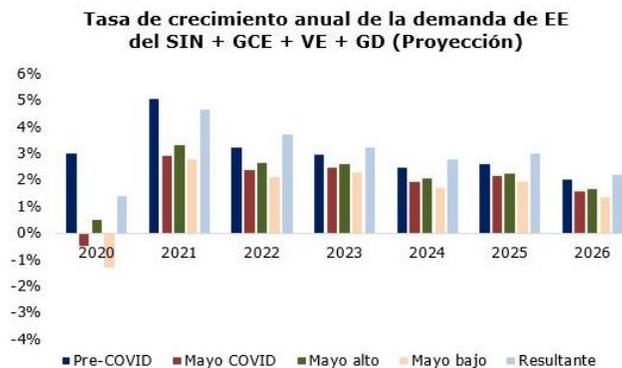
Se aclara finalmente, que para no volver a disponer las imágenes y cálculos anteriormente hechos, en este capítulo, se citarán las imágenes y tablas ya presentadas en el desarrollo del libro con el fin de visualizar los respaldos con que deben contar estos estudios pero no agrandar el tamaño del libro de forma innecesaria, así mismo, no se presentan datos individuales financieros de la empresa, el retorno a la inversión, financiación, flujo de caja libre son factibilidades que importan a la empresa directamente, sin embargo, en un estudio de factibilidad que se presenta ante la UPME, no son ítems que deban presentarse, de hecho, no conviene hacerlo, a una entidad como esta le interesa que el proyecto aporte a una solución (en este caso la alta demanda de energía), usando y empleando la ingeniería y tecnologías óptimas y ofertando un precio justo que posibilite el flujo entre compra y venta de esta.

8.1 Estimación de la factibilidad técnica y financiera del proyecto

Colombia durante los últimos años ha presentado un gran crecimiento y desarrollo comercial e industrial, que son factores principales en el incremento proyectado desde el año 2016 hasta el 2030 en la demanda anual de energía en el país, teniendo como consecuencia principal, que el consumo de electricidad crezca abruptamente y la oferta resulte baja para abastecerse, haciendo necesaria la interconexión de nuevas centrales energéticas al STN como solución a la problemática. Según estudios realizados por Asoenergía, basado en estudios a publicaciones de XM y la UPME, la demanda proyectada para los años posteriores según la que se ha tenido y respecto al promedio de la tasa de crecimiento anual del escenario Pre-COVID y cuyo resultado para el período 2020-2026 es de 3.1%, tasa que se reduciría a 2.20% para el escenario optimista, 1.9% para el base y a 1.6% para el escenario pesimista. Se estima que el impacto del coronavirus en la demanda eléctrica para el año 2026 podría reflejar una caída de entre 5.9% a 9.7%; es decir, reducciones de 5.2 a 8.6 TWh-año en la demanda. En la Figura 71 se observa la proyección anual de la demanda eléctrica para el período 2020-2026:

Figura 94.

Proyección anual de la demanda eléctrica para el período 2020-2026.



Año	Pre-COVID	Mayo COVID	Mayo alto	Mayo bajo	Resultante
2019	71.925	71.925	71.925	71.925	71.925
2020	74.074	71.575	72.29	71.016	72.935
2021	77.819	73.658	74.686	72.976	76.327
2022	80.325	75.401	76.647	74.513	79.17
2023	82.701	77.246	78.639	76.205	81.727
2024	84.728	78.73	80.253	77.508	83.989
2025	86.923	80.415	82.063	79.005	86.523
2026	88.667	81.666	83.429	80.062	88.443

Nota: XM y UPME – Elaborado por Asoenergía.

Teniendo en cuenta lo anterior, es evidente la importancia de inyectar energía a la red eléctrica, por tanto, es necesario tener una mayor cantidad de proyectos que oferten mediante proyectos de generación, energía eléctrica para cubrir la demanda creciente. Por ello, se prevé contribuir a este abastecimiento, mediante la construcción de una central eléctrica de 10 MW instalada en Maicao, La Guajira, en la localidad de coordenadas 11°13'11'' N (latitud); 11°35'43'' W (longitud), territorio que se puede observar en la Figura 55 a tan solo 4.21 km de la subestación cuestecitas como se muestra en la Figura 48, lo que facilita también el transporte de la energía para ser inyectada a la red.

Posterior a estudiar todas las alternativas de generación energética, se escoge la fotovoltaica, debido a ser una de las más competitivas en el mercado debido a su alta eficiencia, facilidad de dimensionamiento, diseño y montaje, casi nula necesidad de un mantenimiento constante, la rapidez del retorno de inversión, la disminución de dióxido de carbono, la poca contaminación ambiental que genera, los incentivos tributarios, el apoyo legal y las condiciones meteorológicas del territorio donde se llevará a cabo la construcción de una central de 10 MWp en el departamento de La Guajira, locación de coordenadas $11^{\circ}13'11''$ N (latitud); $11^{\circ}35'43''$ W (longitud), a tan solo 4.21 km de la subestación cuestecitas, lo que facilita también el transporte de la energía para inyectarla a la red.

La generación fotovoltaica es una Nota en gran auge, según la revista dinero, hasta el año la cogeneración en el país solo aportó el 1% de la matriz energética del año pasado, lo cual evidencia la importancia de esta. Hasta el momento, se ha registrado ante la UPME 299 proyectos ya avalados, que participarán en la subasta promovida a través del decreto 0570, de los cuales 255 corresponden a generación fotovoltaica, 18 a centrales hidroeléctricas pequeñas, 10 a biomasa, 8 a iniciativas termo solares, 6 de eólica, 1 geotérmica y 1 a híbrida.

En la Guajira ante la Anla se registraron tan solo 7 proyectos de energía solar fotovoltaica, teniendo en cuenta que tiene un gran potencial para generación fotovoltaica, ya que presenta las condiciones óptimas requeridas para un correcto funcionamiento y que hasta el momento es desaprovechado.

Dada la riqueza ambiental y las condiciones meteorológicas con las que cuenta el país, se tienen varias alternativas de generación, para realizar la mejor elección de la tecnología a implementar, se enumeran las posibilidades que se tienen y se analizan las ventajas y desventajas de cada una de estas. La Guajira cuenta con una excelente radiación solar como se puede observar

en la Figura 54, lo que posibilita en gran medida la ejecución de un proyecto fotovoltaico. Se presenta en la Figura 72, de forma resumida, las cualidades de cada tecnología prevista para la generación de 10 MW en la localidad prevista:

Figura 95.

Proyección anual de la demanda eléctrica para el período 2020-2026.

Fuente de Energía	Potencial	Ventajas	Desventajas
Grupo electrógeno diesel	Diversidad de potencias en el mercado	- Madurez tecnológica - Baja inversión inicial	- Altas emisiones de GEI - Elevados costos de O & M - Altas tasas de falla
Solar fotovoltaica	Radiación solar plana promedio anual de 4.75 kWh/m ² -día	- Energía renovable limpia - Madurez tecnológica - Bajos costos de O & M - Altos niveles de radiación solar	- Elevados costos de inversión
Eólica	Velocidad de viento promedio anual de 1.68 m/s a 50 m de altura	- Energía renovable limpia - Madurez tecnológica	- Bajas velocidades de viento - Altos costos de inversión
Biomasa	250,000 Ha de área cultivable en la zona municipal	- Energía renovable limpia - Madurez tecnológica - Terrenos aptos para cultivos energéticos	- Elevados costos de inversión - Altos costos de operación - Falta de experiencia en el desarrollo de cultivos energéticos para producción de biomasa
Hidráulica	Potencial hidroenergético mayor a 300 MW	- Energía renovable limpia Elevado potencial hidroenergético	- Elevados costos de inversión - Alto impacto ambiental - Experiencia poco exitosa en centrales a filo de agua en la Amazonía - Alta variabilidad en el caudal de los ríos

Nota: Elaboración propia.

A comparación de la generación térmica, eólica o mediante la biomasa, la energía fotovoltaica presenta la gran ventaja de ser totalmente rentable, segura, confiable, es menos contaminante (casi nula), cuenta con los incentivos tributarios y bonos de carbono ya avalados, cuenta con un montaje sencillo, fácil y rápida instalación, efectiva operación y un mantenimiento

económico y no tan riguroso. Entre todas las ventajas que se tiene con este tipo de energía, de más de contar también con la exención de impuestos y todo el acceso a los beneficios tributarios, se concluye, que la mejor opción es el optar por la generación de energía fotovoltaica, debido a la competitividad que presenta respecto a otras alternativas y a la eficiencia y respaldo gubernamental como una de las soluciones óptimas y eficientes en el territorio donde se quiere ejecutar.

La construcción de la central se realiza bajo los siguientes criterios de diseño:

El diseño de este sistema se enseña en la Figura 63 y su dimensionamiento se encuentra distribuido en 4 inversores SMA (Sunny Central 2500-EV) de 2,5 MW de capacidad, a cada MPPT se conectan 10 strings de 19 módulos conectados en serie, en otras palabras, 10 filas de 19 módulos conectadas en paralelo. Los módulos empleados son los Jinko Solar de 570 W (JKM570M-7RL4-V), serán construidos sobre estructuras fijas al suelo de aluminio a un ángulo de inclinación de 10° y orientación sur, los que suman una capacidad total de 10,40 MWp que se conectará a la red mediante una subestación elevadora de celdas de 34,5 kV que se encargarán de transformar la energía a los niveles de tensión requeridos para el transporte y acceso al SIN mediante la subestación Cuestecitas. Todos los parámetros de diseño, cálculos y dimensionamiento de protecciones eléctricas se realizan siguiendo los parámetros estipulados por la NTC 2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), como se puede observar en los cálculos realizados y presentados en las tablas 16 a 19.

Para el proyecto se requiere una inversión inicial de **\$ 23.268.652.357,33 COP**, que equivale, aproximadamente a **6.135.714,02 USD**. A continuación, en la Figura 73 se presentan los costos que conlleva la construcción, puesta en marcha y operación del sistema, justificando el precio anteriormente mencionado:

Figura 96.*Costos totales que requiere la ejecución del proyecto*

COSTOS DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO					
OBRA : Construcción Planta Solar-fotovoltaica de 10 MWP - Maicao; La Guajira					
PROPONENTE: Paula Isabela Cabrera Cuadros.					
FECHA: Octubre de 2021					
ITEM 1.0.0.0: Inversión inicial necesaria para ejecución del proyecto					
I - PRE OPERACIÓN					
Codigo	Descripción	Unidad	Rendimiento	Valor Unitario	Valor Parcial
20000	Suministro y construcción Eléctrica	Unidad	1,00	\$ 21.588.923.357,33	\$ 21.588.923.357,33
20001	Ingeniería	Unidad	1,00	\$ 1.520.000.000,00	\$ 1.520.000.000,00
20002	Estudio de impactos ambientales (EIA)	Unidad	1,00	\$ 15.000.000,00	\$ 15.000.000,00
20003	Estudio topográfico	Unidad	1,00	\$ 12.000.000,00	\$ 12.000.000,00
20004	Estudios de conexión	Unidad	1,00	\$ 5.000.000,00	\$ 5.000.000,00
20005	Inversión en área de influencia	Unidad	1,00	\$ 10.000.000,00	\$ 10.000.000,00
TOTAL EQUIPO =					\$ 23.150.923.357,33
II - TRANSPORTE					
Codigo	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario	Valor Parcial
10000	Transporte de equipos	Unidad	1,00	\$ 32.000.000,00	\$ 32.000.000,00
TOTAL MATERIALES =					\$ 32.000.000,00
III - TRANSPORTE					
Codigo	Descripción	Unidad	Total	Meses-Valor Unitario	Valor Parcial
30000	Costos de Personal	Unidad	1,00	\$ 74.229.000,00	\$ 74.229.000,00
30001	Costos Generales	Unidad	1,00	\$ 11.500.000,00	\$ 11.500.000,00
TOTAL MANO DE OBRA =					\$ 85.729.000,00
TOTAL DE INVERSIÓN				=	\$ 23.268.652.357,33
VALOR EN USD				=	\$ 6.135.714,02

Nota: Elaboración propia.

Este proyecto generará a la red, anualmente 14.81 GWh/año, teniendo en cuenta las distintas pérdidas por temperatura en el módulo, cableado, inversores, suciedad, reflexión de radiación, desajustes del sistema y con ello, una eficiencia del 83.1% del sistema, a continuación, se mostrarán los datos y componentes de la generación mensual y anual de la central.

Teniendo en cuenta lo anterior, se oferta en el mercado la energía generada a un precio de 186.07 \$/kW-h, un precio altamente competitivo en el mercado y con el cual se da garantía de cumplimiento de la generación estimada diaria, se asegura el apoyo a la generación de energía renovable, tiene una tasa nula de emisiones de CO₂ a la atmósfera, lo que en realidad aporta una

reducción de hasta 11,997.73 toneladas de CO₂ que conlleva la misma energía generada mediante una Notaconvencional, como las de petróleo.

En resumen, al realizar el proyecto se aporta una solución ambientalmente amigable, a un precio compatible y con tecnología altamente eficiente y desarrollada, aportando a la matriz energética y supliendo parte de la demanda, presentando aportes a la disminución de emisiones y financieramente sostenible, generando más de 200 empleos y cumpliendo con todos los requisitos técnicos y financieros que precisa la ejecución del proyecto.

9. Análisis de resultados

En este capítulo se hace una breve evaluación del proyecto, donde se verifica los requisitos con que este cumple y evalúa las opciones que se tienen una vez entre en operación, la rentabilidad de este tipo de proyectos y que beneficios traería llegar al tope de energía que permite adjudicar los proyectos en las subastas de energías para generación centralizada.

9.1 Requerimientos exigidos por la UPME y XM para la participación en la subasta con que cumple el proyecto

Se pudo observar durante el desarrollo de este libro, la gran importancia en la actividad de ingeniería de tener un balance entre tecnologías y costos, de la importancia de pronosticar y calcular las probabilidades y riesgos con que se cuenta al participar en este tipo de subastas, así mismo, se ejemplificó la metodología y el paso a paso para llegar a los datos contundentes que requieren las entidades para ser parte de las subastas nacionales.

Dado lo anterior, tanto los requerimientos dados por la UPME como los exigidos por XM son de obligatorio cumplimiento y están estrechamente ligados, para poder participar en la subasta se debe contar con la aprobación de la segunda fase del proyecto, es decir, es necesario que la UPME certifique que la ejecución del proyecto es factible. Teniendo en cuenta esto, se analizan de forma superficial los requisitos con que este proyecto cumple para poder participar en la subasta y tener probabilidades de adjudicar.

La UPME exige que el proyecto sea factible en cuatro aspectos principales, técnicos, ambientales, financieros y económicos, este proyecto demuestra la factibilidad técnica y

financiera, ofertando un precio justo en el mercado, mitigando las emisiones de CO₂ y aportando una solución renovable para la demanda creciente de energía. Se demuestra que claramente se generarán empleos y con ello se aporta a la economía nacional, lo que lo hace financieramente viable, así mismo, esta entidad analiza el carácter técnico, pues bien, el desarrollo de la ingeniería de este proyecto cumplió con la norma NTC 2050 y las disposiciones del artículo 3 del RETIE que data el reglamento de los cálculos y procedimientos para la generación de energía (artículo 20 y 21), el cual dispone específicamente en el artículo 21, sección 21.8.2, los requerimientos para la instalación de paneles fotovoltaicos y en el artículo en general, todos los requisitos para el proceso de generación de energía eléctrica para Figuras no convencionales de energía y las características con que deben contar las centrales para poder acceder al SIN. Para corroborar esto, los proyectos requieren una certificación RETIE, la cual determina si el proyecto cumple con lo anteriormente estipulado. Se presenta la oferta en \$/kWh que es como se espera ofertar la energía.

Seguido a esto, se cumple con el requisito de presentar la oferta en USD/MWh para el sobre cerrado que se entrega, la energía mínima y máxima que se entregará por día, ya que éste es el compromiso de obligatorio cumplimiento que adquiere el proyecto al ser adjudicado, y cuyos análisis desarrollados, demuestran que cumple. Finalmente, se presenta una tarifa de oferta sin tener en cuenta los bonos por CERE y se establece la distribución diaria de esta energía en 3 bloques, tal que el Bloque tres es menor al 15% del bloque 2 y presenta un proyecto que oferta la generación de más de 5MW y menos de 20 MW.

Finalmente, se cumple con el trabajo de ingeniería y financiero honesto que se debe tener al realizar este tipo de proyectos, principalmente, ambas entidades exigen demostrar porqué un proyecto debe hacerse, y es el principal objetivo con que cumple la presente tesis, la cual propone beneficiar una locación como es Maicao, aumentando la tasa de empleos, llevando energía y

tecnología a sus alrededores, además de todos los beneficios que estos proyectos presentan también para el carácter comercial y de turismo.

9.2 Análisis Generales

- Si se aumentará la capacidad de la central se tendría un flujo de caja libre aún más favorable, pues bien, se dobla la capacidad lo cual, una vez en operación generará el doble de ingresos, por costos de operación cercanos al que se tiene con la actual, un costo para compra de activos mayor y uno por AOM también cercano al que ya se tendría. Si se analiza rápidamente esta conveniencia de aumentar la inversión inicial y duplicar ingresos por venta de energía, se puede deducir la conveniencia de llevar esto a cabo, si adicional a esto, se analiza el posible pago de bonos de carbono, que es una alternativa aún en desarrollo, se verifica el gran nivel de utilidad que se generaría al participar con proyectos de capacidades mayores.

- Con la llegada de los vehículos eléctricos y a base de hidrógeno, la factibilidad y necesidad de este tipo de proyectos es aún mayor, dado que se podría tener un mayor producto y aprovechamiento de los altos picos de generación que presenta estas tecnologías, que de hecho, se verán favorecidas con el desarrollo y publicación de nuevas regulaciones, ya que estas normas exigirán incluso tener acometidas y centrales dedicadas a la carga de vehículos o a generación de hidrógeno y si al día de entrar en vigencia estas nuevas propuestas ya se cuenta con una buena referencia respecto al préstamo oportuno del servicio, se asegura el gran éxito y oportunidades para este tipo de proyectos.

- Las subastas de energía para despacho centralizado cuentan con un contrato con una vigencia de 15 años, cuando este ya no sea vigente, una gran opción para continuar obteniendo

ingresos es mediante los contratos bilaterales o prestando el servicio específicamente a carga de vehículos o generación de hidrógeno verde.

10. Conclusiones

Los cambios que sufre la metodología de ejecución de las subastas de energía, favorecen en gran medida la participación y adjudicación de proyectos de energía solar.

De no ser por el cargo por confiabilidad con que ahora se cuenta una vez adjudicado un proyecto, resultaría más rentable para un proyecto realizar contratos bilaterales, ya que se tendría la libertad para ofertar el precio de energía que más conviene financieramente al proyecto, ya que, el ser parte del mercado mayorista genera una dependencia y vulnerabilidad del alza y baja de precios en el mismo, lo cual resulta en la necesidad del CERE, ya que sin esta herramienta, no sería viable realizar inversiones del nivel que requiere este tipo de proyectos.

La complejidad de este tipo de proyectos radica principalmente en el balance que debe tenerse entre la tecnología que se emplea y su inversión y por ende endeudamiento del proyecto.

Entre mayor es el plazo de pago del préstamo que se tiene por parte de la entidad financiera, mayor es la amortización de este, sin embargo, en proyectos de escalas menores, como por ejemplo una instalación de un sistema que se hace para generar energía a una propiedad, resultaría mejor procurar un retorno a la inversión más rápido, ya que ello maximizará los beneficios por ahorros o incluso venta de energía, si se trata de generación distribuida.

Uno de los principales beneficios que presenta el país y que aumenta la rentabilidad de la ejecución de Figuras renovables para generación de energía, se resume en las condiciones meteorológicas del país y a la disposición del sol dado el hemisferio en que este se encuentra, pues bien, no es necesario invertir en tecnologías de seguimiento de eje de las estructuras de soporte de paneles, lo que resultaría en mayores costos no solo iniciales, por la compra del activo, sino por el mantenimiento que estos dispositivos requieren dada la complejidad mecánica de sus ejes.

En la actualidad no solo resulta en un buen negocio la ingeniería que desarrolla y diseña los sistemas, resulta también, una excelente oportunidad el campo de los estudios de impactos ambientales, inspección RETIE y de interconexión, pues bien, para la aprobación en fase 2 y 3 de todo proyecto ante la UPME, se debe contar con estos estudios certificados por una entidad que tenga aprobada realizar la actividad.

Existe una gran oportunidad para la investigación y desarrollo de tecnologías para baterías de mayor capacidad, dada la gran necesidad de almacenar la energía cuando la radiación es máxima para cubrir la demanda cuando la generación es mínima, si estas llegaran a avanzar su tecnología, optimizar sus eficiencias, ser ofertadas a mejores costos y posibilitar el uso de otras sustancias diferentes al Litio, se aumentaría significativamente la competitividad de los sistemas fotovoltaicos.

El proyecto desarrollado, cumple con las características principales que se requiere para participar en la subasta, se ofrece un precio favorable por concepto de generación, una tecnología calificada y unas excelentes proyecciones financieras.

El precio de oferta de la energía podría ser mayor, esto claramente aumentaría los ingresos y las ganancias por ende de la operación del sistema, sin embargo, en el presente trabajo se optó por ofertar un precio entre los límites máximos y mínimos para rectificar la importancia de la práctica honesta y estratégica, ya que, al ser una subasta de sobre cerrado, no se conocen las ofertas de los otros participantes, por tanto, es mejor no optar por el precio más alto de la anterior subasta adjudicada pero tampoco el más bajo, ya que se corre el riesgo de tener precios que participan por debajo y que los hacen más competentes o que los precios ofertados en la subasta sean mayores y entonces se pierda la oportunidad de una mayor ganancia.

La práctica de ingeniería es significativamente diferente a la teoría, pues bien, para este proyecto se requirieron investigaciones, cálculos y rediseños constantes para llegar al equilibrio entre la tecnología implementada y los costos que esta conlleva.

El financiamiento es una parte clave en la proyección de estos proyectos, el IPC con que cuenta cada entidad determinará el endeudamiento que tenga el proyecto y con esto, el tiempo en que podrá pagar la totalidad del préstamo y por ende la utilidad bruta del proyecto.

La mayoría de los inversionistas, al tratarse de las inversiones tan altas que estos proyectos requieren, son posiblemente extranjeros, por ello es importante manejar el segundo idioma, que es el inglés, entre más sencilla y clara sea la presentación que se hace para estos, mayores probabilidades se tienen de que entiendan el proyecto, sean concientes de los beneficios que se adquieren al realizar la inversión y por tanto se interesen en el proyecto, para esto, se realiza la presentación del Pitch, una presentación corta que dura entre 2 a 5 minutos, la cual debe contener la información principal del proyecto resumida. Para lograr el interés completo de estos, es necesario hablar el mismo lenguaje, no solo el inglés, por ejemplo, sino saber presentar y vender el proyecto en términos de moneda, que es lo que a estas personas más les interesa.

Referencias Bibliográficas

Asoenergía. (2021). *Asoenergía*. Obtenido de <https://asoenergia.com/>

Barrientos, J., Rodas, E., Velilla, E., Lopera, M., & Villada, F. (Diciembre de 2012). Modelo para el pronóstico del precio de la energía eléctrica en Colombia. *Lecturas de Economía*. Recuperado el 2021, de http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-25962012000200003

Botero Duque, J. P., García, J., & Velásquez, H. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Cuadernos de Economía*, 35(68), 491-519. Recuperado el 2021, de http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0121-47722016000200007&script=sci_abstract&tlng=es

García Garnica, J. E., Sepúlveda Mora, S., & Ferreira Jaimes, J. (Enero de 2018). *Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua*, 14(1), 41-51. Recuperado el 2021, de <file:///C:/Users/Dell/Downloads/Dialnet-ViabilidadTecnicoeconomicaDeUnSistemaFotovoltaicoE-7031141.pdf>

Raffo , L. (2008). Los incentivos para la guerra bilateral: un caso polar. *Revistas UNAL*, 27(49). Recuperado el 2021, de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ceconomia/article/view/9293>

Restrepo Estrada, M. I., Arango Aramburo, S., & Vélez, L. G. (2012). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Revistas UNAL*, 31(56). Recuperado el 2021, de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ceconomia/article/view/32868>

upme. (2021). *upme*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>

XM. (2021). *http://www.xm.com.co*. Obtenido de <http://www.xm.com.co>